

Раздел восьмой

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

8.6. Аналитические материалы

8.6.2. Зеленая энергетика Казахстана в 21 веке: мифы, реальность и перспективы

О.Б. Антонов, ТОО «Aikona Media», Алматы, Казахстан

1. ВВЕДЕНИЕ

Возобновляемые топливно-энергетические ресурсы – природные энергоносители, постоянно пополняемые в результате естественных (природных) процессов.

Возобновляемые ТЭР основаны на использовании:

- источников энергии: солнечного излучения, энергии ветра, рек, морей и океанов, внутренней теплоты Земли, воды, воздуха;
- энергии естественного движения воздуха, водных потоков и существующих в природе градиентов температур и разности плотностей;
- энергии биомассы, получаемой в качестве отходов растениеводства и животноводства, искусственных лесонасаждений и водорослей;
- энергии от утилизации отходов промышленного производства, твердых бытовых отходов и осадков сточных вод;
- энергии от сжигания растительной биомассы, термической переработки отходов лесной и деревообрабатывающей промышленности.

Вид возобновляемого источника энергии - это возобновляемый источник энергии, в названии которого отражается либо источник его возникновения (солнечная, геотермальная, гидравлическая и др.), либо природное явление (ветровая, волновая, приливная и др.), либо вид энергоносителя (биомасса, "шахтный газ" и др.).

Ветроэнергетика — отрасль энергетики, специализирующаяся на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в электрическую, механическую, тепловую или в любую другую форму энергии, удобную для использования.

Гидроэнергетика — вид энергетики, представляющий собой совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования энергии водного потока в электрическую энергию.

Солнечная энергетика - вид энергетики, основанный на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию.

Геотермальная энергетика — вид энергетики, основанной на производстве электрической энергии за счёт энергии, содержащейся в недрах земли.

Биоэнергетика — производство энергии из биотоплива различных видов (твердых видов - щепы, гранулы из древесины, лузги, соломы и т. п., биогаза и жидкого биотоплива различного происхождения).

Энергетика с использованием потенциала низкотемпературного тепла - способы утилизации низкопотенциального тепла окружающей среды (температура почвы на глубине ниже 10 метров, канализационные воды, сбросы воды промышленных предприятий и т.п.).

Основные термины и определения приведены по ГОСТ Р 51387–99 «Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение», ГОСТ Р 51237, ГОСТ Р 51238, ГОСТ Р 51594, ГОСТ Р 52808 относящихся к нетрадиционным источникам энергии и общим источникам информации в Интернете.

2. ИСТОРИЧЕСКАЯ СПРАВКА ПО ТЕМЕ

1) Из Программы развития электроэнергетики до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384)

«В 1990 году при потребности Казахстана в электроэнергии 104,7 млрд. кВт·час собственное производство составило 87,4 млрд. кВт·час (при 17,9 млн. кВт установленной мощности) и сальдовый дефицит достигал 17,3 млрд. кВт·час.

В последующие годы были введены в работу новые генерирующие мощности с проектной выработкой около 8 млрд. кВт·час, в том числе два энергоблока по 525 МВт на Экибастузской ГРЭС-2 (один из них в декабре 1990), турбоагрегат 110 МВт на Карагандинской ТЭЦ-3, газотурбинная установка 100 МВт на АО "Актурбо" и гидроагрегат 117 МВт на Шувльбинской ГЭС. Таким образом, потенциал производства электроэнергии на собственных электростанциях мог бы к настоящему времени составить около 95 млрд. кВт·час, что при установленной мощности 18,2 млн. кВт соответствует 5 тыс. часам использования установленной мощности.

В результате снижения платежеспособного спроса на электроэнергию, ее производство в 1996 году снизилось до 59,3 млрд. кВт·час, а в 1997 году - до 52,2 млрд. кВт·час, в 1998 году - до 49,215 млрд. кВт·час. По сравнению с 1997 годом производство электроэнергии (выработка) в 1998 году снизилась на 5,7 %. При этом потребление в 1998 году составило - 53,027 млрд. кВт·час, или на 7,2 % ниже уровня, в 1997 году. Сальдовый импорт составил 3,812 млрд. кВт·час.

Основное оборудование электростанций имеет значительный износ из-за наработки, превышающей расчетный ресурс.

Структура выработки электроэнергии различными типами электростанций в относительных единицах на уровне 2015 г. оценочно выражается следующими показателями:

ТЭС на угле	66,8%
ТЭС на газе	21,2%
ГЭС	11,2%
АЭС	0,6%
ВЭС	0,2%

Суммарное производство электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии (включая гидроисточники) в Казахстане составляло 8,3 млрд. кВт·час в 1995 г. и увеличится до 9,8 млрд. кВт·час в 2015 г.»

2) Из Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010 - 2014 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1129)

«На 1 января 2010 года установленная мощность электростанций в Казахстане составила 19,1 тыс. МВт, располагаемая мощность - 14,8 тыс. МВт.

Разрывы и ограничения мощности составили - 4,3 тыс. МВт, в том числе:

- 1,1 тыс. МВт - на ГЭС из-за ограничений по расходу воды и повышенному подпору нижнего бьефа, а также работой малых ГЭС по водотоку;
- 1,5 тыс. МВт - на ЭГРЭС-1 в связи с консервацией энергоблоков № 1, 2, 8, находящихся в неработоспособном состоянии;
- 1,7 тыс. МВт - в связи с неудовлетворительным состоянием основного и вспомогательного оборудования тепловых электростанций, недостатком теплопотребления, сжиганием непроектного топлива.

На сегодняшний день около 41 % генерирующих мощностей отработало более 30 лет.

Для покрытия роста перспективной потребности в мощности и электроэнергии развитие электростанций намечается осуществить по следующим основным направлениям:

- техперевооружение и реконструкция оборудования действующих электростанций;
- ввод новых мощностей на действующих электростанциях;
- строительство новых электростанций (ТЭЦ, ТЭС, ГЭС, ГТЭС);
- вовлечение в баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ВЭС, СЭС).

К 2014 году ожидается рост электрической нагрузки до 15,4 тыс. МВт.

Для покрытия роста электрической нагрузки необходимы мероприятия по расширению и техническому перевооружению действующих электростанций, а также строительство новых».

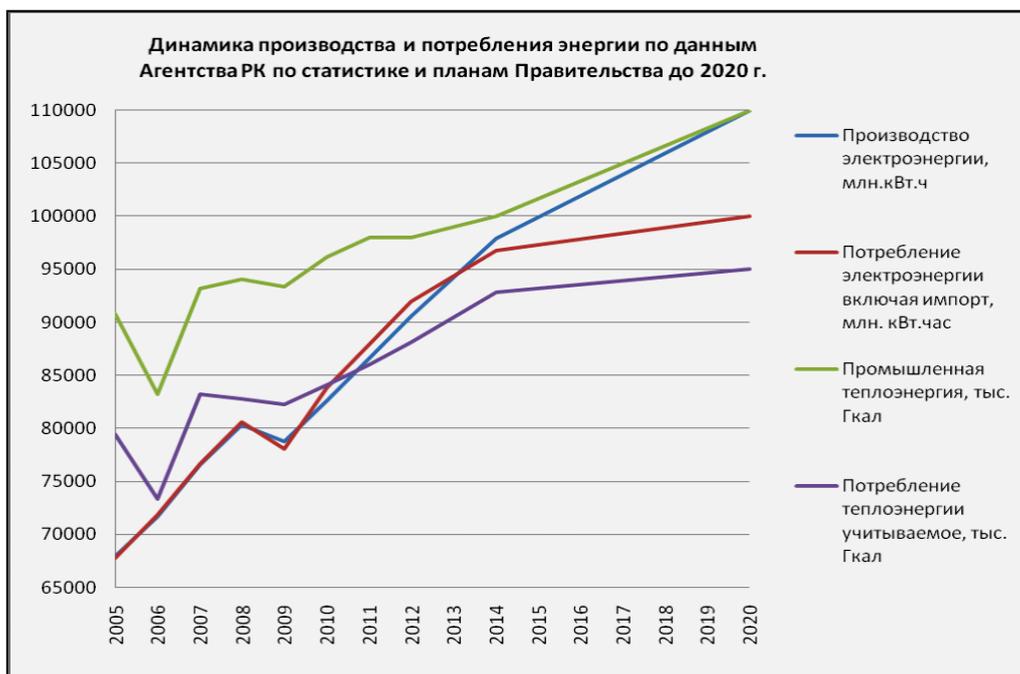


Рис. 1. Сводная таблица динамики производства тепловой и электрической энергии в Республике Казахстан за 2005-2020 годы (по данным Агентства РК по статистике и планам Правительства до 2012 года)



Рис. 2. Сводная таблица по структуре топливно-энергетических ресурсов Казахстана в производстве электроэнергии за 1990-2030 годы (по данным Агентства РК по статистике и планам Правительства до 2012 года)

3. ОСНОВЫ ЗЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КАЗАХСТАНЕ

3.1. Солнечная энергетика

3.1.1. Методика оценки гелиопотенциала Казахстана

Доступная солнечная энергия изменяется в течение дня из-за относительного движения Солнца и в зависимости от облачности. В полдень при ясной погоде энергетическая освещенность, создаваемая Солнцем, может достигать 1000 Вт/м^2 , тогда как в условиях плотной облачности она может упасть до 100 Вт/м^2 и ниже, даже в полдень. Количество солнечной энергии меняется вместе с углом наклона установки и ориентацией ее поверхности, снижаясь по мере удаления от южного направления.

Способы получения электричества и тепла из солнечного излучения:

- фотовольтаика - получение электроэнергии с помощью фотоэлементов;
- гелиотермальная энергетика - нагревание поверхности, поглощающей солнечные лучи, и последующее распределение и использование тепла (фокусирование солнечного излучения на сосуде с водой для последующего использования нагретой воды в отоплении или в паровых электрогенераторах).

Фотоэлементы заводского производства имеют определенную номинальную мощность, выраженную в ваттах пиковой мощности (Втп). Это показатель их максимальной мощности в стандартных условиях испытаний, когда солнечная радиация близка к своему максимальному значению в 1000 Вт/м^2 , а температура поверхности фотоэлемента $25 \text{ }^\circ\text{C}$. На практике же фотоэлементам редко приходится работать в таких условиях.

Несмотря на северную широту географического расположения Казахстана, ресурсы солнечной энергии в стране являются стабильными и приемлемыми, благодаря благоприятным климатическим условиям.

По итогам исследований (МИНТ РК) потенциал солнечной энергии в южных районах страны достигает 2500 – 3000 солнечных часов в год и составляет 1,3-1,8 млрд. кВт·час на 1 кв. м в год.

Площадь Казахстана, доступная для установки фотоэлектрических преобразователей или гелионагревателей составляет не менее 50 % от общей сухопутной площади ($2\,724\,902 \text{ км}^2$), потенциал энергии солнца может составлять $1700 \text{ ТВт}\cdot\text{час}$ за год.

С учетом того, что КПД фотоэлектрических панелей не превышает 30 %, можно оценить технический потенциал гелиоэнергетики в $500 \text{ ТВт}\cdot\text{час}$ за год.

3.1.2. Обоснованность строительства СЭС

Как полагают эксперты Международного энергетического агентства (IEA), солнечная энергетика уже через 40 лет при соответствующем уровне распространения передовых технологий будет вырабатывать около 9 тысяч ТВт·час — или 20-25 % всего необходимого электричества, и это обеспечит сокращение выбросов углекислого газа на 6 млрд. тонн ежегодно.

Стоимость энергии, полученной из солнечной батареи, ежегодно снижается. Так, за 2011 год она уменьшилась на 50 %, с 2008 года падение цены составило 75 %. В 2011 году стоимость 1 ватта солнечной электроэнергии впервые упала ниже 1 доллара.

Методика расчета энергоокупаемости солнечных энергостанций достаточно проста и исходит из трех ос-

новных факторов: энергозатраты на производство солнечного элемента (EC), эффективность преобразования солнечной энергии (η) и среднегодовая мощность излучения в регионе, в котором предполагается размещение солнечного элемента (SP):

$$EP = EC/(\eta \cdot SP).$$

Например, солнечный элемент на основе поликристаллического кремния требует $600 \text{ кВт}\cdot\text{час}$ на производство 1 м^2 площади солнечного модуля. При эффективности в 12 % и среднегодовой мощности солнечного излучения в $1700 \text{ кВт}\cdot\text{час}$ энергоокупаемость модуля составляет менее 4 лет. С учетом темпов роста эффективности фотопреобразования и оптимизации производства можно ожидать, что до 2020 года энергоокупаемость поликристаллических солнечных элементов снизится вдвое.

Тонкопленочные элементы (10 % мирового рынка в 2011 году) используют очень небольшие объемы полупроводникового материала, поэтому наиболее энергозатратными процессами оказываются производство подложки ($120 \text{ кВт}\cdot\text{час}$ на 1 м^2) и монтаж элементов в модули (также $120 \text{ кВт}\cdot\text{час}$ на 1 м^2). Эффективность тонкопленочного кремниевых элементов составляет примерно 6 %. В результате, энергозатраты на производство такого элемента окупаются в течение 3 лет, а более эффективные ($\eta = 9-12 \%$) тонкопленочные модули на основе теллурида кадмия (CdTe) и диселенида индия-меди (CIGS) могут достичь энергоокупаемости менее чем за год.

Таким образом, солнечные элементы окупают вложенную в них энергию уже за 2-4 года после ввода их в эксплуатацию, а в последующие 25-30 лет они будут снабжать потребителей экологически безопасной электроэнергией. За свой срок службы солнечная электростанция, обеспечивающая энергией небольшой дом, предотвратит выбросы более чем 100 тонн углекислого газа и тонны оксидов серы и азота.

3.1.3. Программы и планы Казахстана по использованию гелиопотенциала

1) Из Программы развития электроэнергетики до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384)

«Солнечные нагреватели воды (СНВ) разработанные в Казахском НИИ энергетики и выполненные на основе полимерных материалов, более чем на порядок дешевле традиционных. Расчеты специалистов КазНИИЭнергетики показывают, что использование таких СНВ может быть экономически выгодно даже в условиях города, где имеется большое количество разнообразных источников энергии. При годовой потребности Казахстана 2,0 млн. м^2 СНВ, КазНИИЭнергетики способен выпускать их до 150 тыс. м^2 .»

2) Из Плана мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013 - 2020 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 января 2013 года № 43)

«Реализация проектов в области использования возобновляемых источников энергии. К 2020 году планируется ввести в эксплуатацию порядка 31 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 1040 МВт , включая: 4 СЭС – 77 МВт :

Таблица 1. Перечень ВЭС, намеченных к строительству по Плану на 2013-2020 г.г.»

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации, годы	Предполагаемые расходы, млн. долларов США
1	Строительство СЭС в г.Капшагай Алматинской области мощностью 2 МВт	2014	11,33
2	Строительство СЭС в Жамбылском районе Жамбылской области мощностью 24 МВт	2015	57,67
3	Строительство СЭС в Кызылординской области мощностью 50 МВт	2017	96,80
4	Проект внедрения экологической чистой энергии с использованием солнечной фотоэлектрической системы в Республике Казахстан	2014	10,00
Итого:			176

3.1.4. Практические результаты освоения гелиопотенциала на 2013 год

Проект государственной организации «Самрук-Энерго» солнечной ЭС мощностью 2МВт в городе Капшагай запущенный в 2012 году не закончен.

Есть проекты, реализованные частными компаниями, не имеющими отношения к госпрограммам: СЭС мощностью 1 МВт ТОО «КазЭкоВатт» в поселке Отар Жамбылской области, СЭС мощностью 52 кВт районного акимата в ауле Сарыбулак Алматинской области.

3.2. Ветровая энергетика

3.2.1. Методика расчета ветрового потенциала

Основу исходной информации для определения климатических характеристик ветровых энергоресурсов составляют материалы регулярных наблюдений на сети метеорологических станций (Госкомгидромет СССР до 1991 г.). Как правило, указанные наблюдения производились на протяжении нескольких десятилетий и легли в основу расчетов и оценок, до сих пор используемых в Республике Казахстан государственными и частными организациями (министерства, комитеты, научно-исследовательские институты).

1) По экспертным оценкам Министерства индустрии и новых технологий (МИНТ) Казахстана, ветроэнергетический потенциал оценивается в 920 млрд. кВт·час электроэнергии в год. В рамках проекта «Казахстан - инициатива развития рынка ветроэнергетики» был изучен ветропотенциал на различных площадках в областях РК. По 8-ми из них были проведены предварительные инвестиционные исследования. На всех из них было подтверждено наличие среднегодовой скорости ветра (около 5-6 м/с) пригодной для успешной реализации проектов. В рамках проекта был разработан [Ветровой атлас Казахстана](#).

2) По данным Министерства охраны окружающей среды (МООС) Казахстана теоретический ветропотенциал

составляет около 1820 млрд. кВт·ч в год, что в 25 раз превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов республики, а экономический потенциал определен более чем в 110 млрд. кВт·час, что в 1,5 раза больше годового внутреннего потребления энергоресурсов РК.

Для точной оценки ветропотенциала перспективных мест необходимы специальные метеорологические исследования с использованием метеомачт высотой 30-80 метров в течение, как минимум, одного года. Полученные метеоданные будут использованы для расчета годовой выработки электроэнергии ветроэнергетическими установками.

3) По оценкам отечественных экспертов, технический потенциал энергии ветра в республике составляет около 3 млрд. кВт·час в год.

4) Ветроэнергетический потенциал Казахстана экспертами ПРО ООН оценивается в 0,929 - 1,82 млрд. кВт·час в год. Исследования, проведенные в рамках проекта Программы развития ООН по ветроэнергетике, показывают наличие в ряде районов Казахстана общей площадью около 50 тыс. кв. км среднегодовой скорости ветра более 6 м/с. Это делает их привлекательными для развития ветроэнергетики. Наиболее значительными являются ветроэнергетические ресурсы Жунгарского коридора (17 млрд. кВт·час на кв. м).

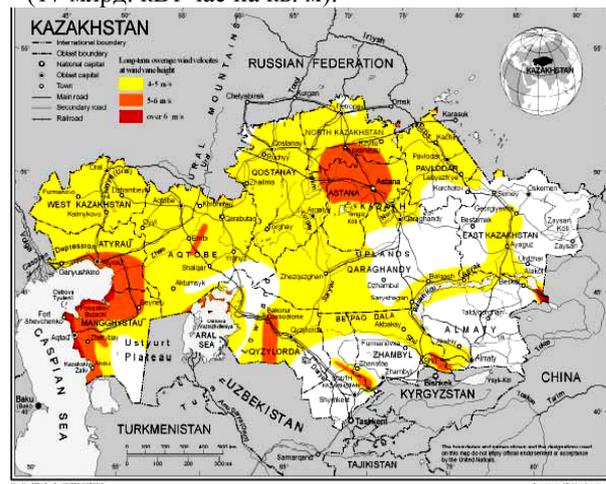


Рис. 3. Карта распределения ветроэнергетических ресурсов по территории Казахстана (данные ПРО ООН)

Как видно из карты ветропотенциала Казахстана, основные ветровые потоки на высоте 50-70 метров составляют от 4 до 5 м/с. Эксперты ПРО ООН расчеты по потенциалу и определение перспективных площадок вели с использованием европейского опыта, где основными источниками служат мощные прибрежные ветрогенераторы с горизонтальной осью вращения, рассчитанные на скорости ветра 5-12 м/с. Для Казахстана это не самый хороший пример, о чем можно судить по нижеприведенным аргументам.

Лопастной ветрогенератор (с горизонтальной осью вращения) начинает производить ток при ветре 3 м/с и отключается при ветре более 25 м/с. Максимальная мощность достигается при ветре 15 м/с. Отдаваемая мощность пропорциональна третьей степени скорости ветра: при увеличении ветра вдвое, от 5 м/с до 10 м/с, мощность увеличивается в восемь раз.

Наиболее эффективной конструкцией для территорий с малой скоростью ветровых потоков признаны **ветрогенераторы с вертикальной осью вращения, т. н. ро-**

торные, или карусельного типа. Принципиальное отличие роторного генератора от лопастного состоит в том, что вертикальному генератору достаточно 1 м/с чтобы начать вырабатывать электричество. Сейчас все больше производится таких установок, так как далеко не все потребители живут на побережье, а скорость континентальных ветров обычно находится в диапазоне от 3 до 12 м/с. В таком ветровом режиме эффективность вертикальной установки намного выше. Стоит отметить, что у вертикальных ветрогенераторов есть ещё несколько существенных преимуществ: они практически бесшумны, и не требуют совершенно никакого обслуживания, при сроке службы более 20 лет. Системы торможения, разработанные в последние годы, гарантируют стабильную работу даже при периодических шквальных порывах до 60 м/с.

Предприятиями Казахстана и Российской Федерации совместно разрабатываются, изготавливаются и вводятся в эксплуатацию комплексные энергетические системы КЭС с основой на ветровой роторной турбине (ВРТБ) модельного ряда $2 \div 5 \div 10 \div 20$ кВт.

Они комплектуются солнечными преобразователями и аккумуляторами, интеллектуальными зарядными устройствами и средствами защиты по требованиям автономного объекта, обеспечивая надёжную подачу энергии потребителям.

3.2.2. Обоснованность строительства ВЭС в Казахстане

Интерес к развитию ветроэнергетики объясняется следующими факторами:

- возобновляемый ресурс энергии, не зависящий от цен на топливо;
- отсутствие выбросов вредных веществ и парниковых газов;
- развитый мировой рынок производства ветроустановок;
- конкурентная стоимость установленной мощности (1000-1400 долл. США/кВт);
- конкурентная стоимость электроэнергии, не зависящая от стоимости топлива;
- короткие сроки строительства ВЭС с адаптацией мощности ВЭС к требуемой нагрузке;
- возможность децентрализованного обеспечения электроэнергией для отдаленных районов.

Основная часть себестоимости энергии, произведенной ВЭС определяется первоначальными расходами на строительство (стоимость 1 кВт установленной мощности составляет в среднем 1000 долларов США).

Ветровые генераторы в процессе эксплуатации не потребляют ископаемого топлива. Работа ветрогенератора мощностью 1 МВт за 20 лет позволяет сэкономить 29 тыс. тонн угля или 92 тыс. баррелей нефти.

Перспективными для Республики Казахстан являются следующие направления развития ветроэнергетики:

- автономные ветроэнергетические комплексы малой мощности 2, 5, 10, 20, 100 кВт для питания обособленных объектов;
- энергетические комплексы средней мощности 200–800 кВт для питания рассредоточенной нагрузки на территориях с низкой плотностью населения;
- энергетические комплексы с агрегатами большой мощности 1600–5000 кВт для использования в синхронизированных энергосистемах.

3.2.3. Программы и планы по использованию ветропотенциала

1) Из Программы развития электроэнергетики до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384)

« На основании имеющихся метеорологических данных были выбраны первые площадки для сооружения ветровых электростанций (ВЭС):

Джунгарская ВЭС	40 МВт;
Шелекская ВЭС	140 МВт;
Сарьозекская ВЭС	140 МВт;
Алакольская ВЭС	140 МВт;
Каройская ВЭС	20 МВт;
Шенгельдинская ВЭС	20 МВт;
Курдайская ВЭС	20 МВт.

Общая мощность этих ВЭС составит около 520 МВт с годовой выработкой электроэнергии около 1,8 - 2 млрд. кВт·час. Инвестиции в строительство этих ВЭС составляет порядка 500 млн. долларов США.

2) Проектом развития ООН в 2006-2009 годах были проведены исследования и подготовлены рекомендации по развитию ветроэнергетики до 2024 года для Казахстана. Они были оформлены в программу развития ветроэнергетики до 2015 года с перспективой до 2024 года

«Программа предполагает использование ветроэнергетического потенциала страны для производства электроэнергии в объеме 900 млн. кВт·ч в год к 2015 году и 5 млрд. кВт·час к 2024-му. Ожидается, что реализация этого документа будет способствовать снижению энергодефицита в удаленных регионах Казахстана, которые испытывают сложности в энергоснабжении в настоящее время.

Предполагалось, что в марте 2011 года в Жамбылской области Казахстана начнется реализация крупных проектов: Жанатасского (400 МВт) и Шокпарского (200 МВт) ветроэнергетических комплексов (ВЭК). Сумма инвестиций в их строительство составила около 1 млрд. долларов США.

К 2014 году при поддержке государства предполагается строительство следующих ВЭК:

- в районе Шелекского коридора установленной мощностью 51 МВт;
- в районе Жунгарских ворот (50 МВт на первом этапе);
- в Уланском районе ВКО (24 МВт) и некоторых других.»

3) Из Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010 - 2014 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1129)

«Ввод новых мощностей за счет реализации проектов по использованию возобновляемых источников энергии (ветроэлектрические станции - ВЭС):

в Алматинской области:

- ВЭС в районе Шелекского коридора установленной мощностью 51 МВт, с вводом в 2011 году;
- ВЭС в районе Джунгарских ворот установленной мощностью 50 МВт на первом этапе, с запуском в 2012 году;
- ВЭС в Уланском районе установленной мощностью 24 МВт, с вводом в 2011 году.

в Мангистауской области:

- ВЭС в Тубкараганском районе установленной мощностью 40 МВт, с запуском в 2012 году.
в Акмолинской области:
- ВЭС в Ерментауском районе установленной мощностью 35 МВт, с вводов в 2013 году.
в Карагандинской области:
- ВЭС в Каркаралинском районе установленной мощностью 10 - 15 МВт, с запуском в 2013 году.
в Южно-Казахстанской области:
- ВЭС в Байдыбекском районе установленной мощностью 40 МВт, с запуском в 2014 году;
в Костанайской области:
- ВЭС вблизи города Аркалык установленной мощностью 41 МВт, с запуском в 2014 году.»

4) Из Плана мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013 - 2020 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 января 2013 года № 43)

«Реализация проектов в области использования возобновляемых источников энергии. К 2020 году планируется ввести в эксплуатацию порядка 31 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 1040 МВт, включая:

13 ВЭС	793 МВт;
14 ГЭС	170 МВт;
4 СЭС	77 МВт.

Таблица 2. Перечень ВЭС, намеченных к строительству по Плану на 2013-2020 г.г.

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации, годы	Предполагаемые расходы, млн. долларов США
1	Строительство ВЭС вблизи г.Ерейментау, Ерейментауского района Акмолинской области мощностью 45 МВт	2014	118,06
2	Строительство ВЭС вблизи г.Ерейментау, Ерейментауского района Акмолинской области мощностью 30-50 МВт	2017	200,00
3	Строительство ВЭС в с.Бадамша Каргалинского района Актюбинской области мощностью 300 МВт	2015 - 2020	548,80
4	Строительство ВЭС в Шелекском коридоре Алматинской области мощностью 51 МВт	2015	85,87
5	Строительство ВЭС в Шелекском районе Алматинской области, мощностью 60 МВт	2017	180,00
6	Строительство ВЭС в Джунгарских воротах Алматинской области мощностью 72 МВт	2018	100,00
7	Строительство парка ветроэнергетических установок на перевале Умыш с. Таинты в Уланском районе Восточно-Казахстанской области мощностью 24 МВт	2014	53,89
8	Строительство Кордайской ВЭС в Жамбылской области мощностью 21 МВт	2016	36,34
9	Строительство Жанатасской ВЭС в Сарысуском районе Жамбылской области мощностью 100 МВт	2016	190,00
10	Строительство ВЭС в Каркаралинском районе Карагандинской области мощностью 15 МВт	2016	66,67
11	Строительство ВЭС мощностью 48 МВт на площадке вблизи города Аркалык Костанайской области	2016	105,33
12	Строительство ВЭС в г. Форт-Шевченко Мангистауской области мощностью 19,5 МВт	2015	36,15
13	Установка ВЭС в с. Новоникольское Кызылжарского района Северо-Казахстанской области мощностью 1,5 МВт	2013	1,23
Итого:			1723

3.2.4. Практические результаты по освоению ветропотенциала на 2013 год

Ни одного проекта из планов Правительства РК не реализовано.

Есть несколько проектов частных организаций, не имеющих отношения к госпрограммам:

ВЭС мощностью 1,5 МВт ТОО «Изен Су» в Кордайском районе Жамбылской области,

ВЭС мощностью 0,75 МВт ТОО «Родина» в ауле Родина Целиноградского района Акмолинской области.

Около 40 виндоторных ветрогенераторов мощностью 10-100 кВт были установлены в качестве источников питания для оборудования телекоммуникационного оборудования Казахтелекома.

В рамках Программы развития ООН в 2009 был построена ВЭС мощностью 2 МВт (общая стоимость проекта по исследованию метеоусловий по Казахстану и строительство опытной станции обошлось в 7 млн. долларов США за три года).

3.3. Гидроэнергетика

3.3.1. Методика оценки гидропотенциала Казахстана

Гидроэнергией (водной энергией) называют энергию, которой обладает вода, движущаяся в потоках по земной поверхности. Существуют три категории гидроэнергетического потенциала (ГП): теоретический, технический и экономический.

При определении теоретического гидропотенциала учитывается полный поверхностный сток рек со средней высоты суши 800 метров до уровня океана. Энергия воды (мощность) исчисляется как произведение массы воды на ускорение свободного падения и на разность высоты (или произведение ускорения свободного падения на объем стока и на перепад высоты). Произведенная при этом электроэнергия определяется как произведение мощности на количество часов в году (8760 часов).

Технический гидропотенциал – часть теоретического потенциала, которая технически может быть использована с учетом годовых и сезонных колебаний стока в

реках, наличия подходящих створов для сооружения ГЭС, а также потерь воды вследствие испарения, фильтрации и т. д. Коэффициент пересчета теоретического потенциала в технический для разных регионов Земли и стран не одинаков, но в среднем его обычно принимают равным 0,5.

Экономический гидропотенциал – часть технического потенциала, использование которой в данных конкретных условиях места и времени можно считать экономически оправданным. Он меньше технического потенциала и, по оценкам, составляет от 0,6 до 0,75 технического потенциала.

Таблица 3. Сток рек Казахстана (по данным РГП «Казгидромет» за 2011 г.)

Объем водных ресурсов за период	Всего, млн. куб. метров	в том числе:	
		формирующийся на территории РК	поступающий из сопредельных государств
2007	117,5	64,9	52,6
2008	89,7	50,3	39,4
2009	100,0	58,2	41,8
2010	143,6	77,2	66,4
2011	101,8	57,3	44,5

Принимает средний сток всех рек за 100 000 000 кубических метров в год. Перепад воды (средний) равен общепринятому – 800 м.

Теоретический ГП составляет 6960 млрд. кВт·час.

Тогда технический потенциал составит 3480 млрд. кВт·час.

Экономический потенциал по минимуму можно считать равным 2088 млрд. кВт·час.

Количество электрической энергии, произведенной с помощью всех рек Казахстана с учетом того, что использование энергии рек в среднем не превышает 0,3 в течение года, получим равным 626 млрд. кВт·час.

Это значение превышает выработанную в 2012 году электрическую энергию всеми электростанциями Казахстана в 7 раз.

Примечание. Для малых ГЭС, которые относятся к альтернативным источникам энергии, сток крупных рек составляет 57 300 000 м³ (58 % от общего количества стоков) и не учитывается в расчетах для малых ГЭС.

Таким образом, для малых ГЭС гидропотенциал Казахстана составляет не более 42 % от расчетного и не превышает 263 млрд. кВт·час, что в 3 раза превышает всю выработку электроэнергии в Казахстане за 2012 год.

По данным Программы ООН для экономик Центральной Азии (СПЕКА), возобновляемый гидропотенциал в Центральной Азии в настоящее время используется только на 10 %. Основной объем гидропотенциала сконцентрирован в Таджикистане (69 %), что обеспечи-

вает ему восьмое место в мире после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады. На долю Кыргызстана приходится 22 % регионального гидроэнергетического потенциала.

Таблица 4. Гидроэнергетический потенциал рек Центральной Азии (Евразийский банк развития, 2007)

Страны	Установленная мощность ГЭС, МВт	Производство электроэнергии ГЭС (2005), млрд кВт*час	Экономический гидропотенциал, млрд. кВт*час в год	Использование гидропотенциала, %	Доля в гидропотенциале ЦАР, %
Таджикистан	4037	17,1	317	6	69
Кыргызстан	2910	14,0	99	14	22
Казахстан	2248	7,9	27	29	6
Узбекистан	1420	6,0	15	49	3
Туркменистан	1	0	2	0	0

3.3.2. Обоснованность строительства МГЭС

Строительство МГЭС имеет широкие перспективы развития в различных регионах мира с трансграничными речными бассейнами. Малая гидроэнергетика свободна от многих недостатков крупных ГЭС и признана одним из наиболее экономичных и экологически безопасных способов получения электроэнергии, особенно при использовании небольших водотоков.

Преимущества МГЭС:

- смягчение влияния глобального изменения климата на окружающую среду за счет снижения выбросов CO₂;
- эффективные технологии;
- минимальные площади затопления и застройки;
- местное и региональное развитие;
- помощь в обслуживании речного бассейна;
- электрификация сельских территорий;
- небольшой срок окупаемости.

При строительстве и эксплуатации МГЭС сохраняется природный ландшафт, практически отсутствует нагрузка на экосистему. К преимуществам малой гидроэнергетики - по сравнению с электростанциями на ископаемом топливе - можно также отнести: низкую себестоимость электроэнергии и эксплуатационные затраты, относительно недорогую замену оборудования, более длительный срок службы ГЭС (40–50 лет), комплексное использование водных ресурсов (электроэнергетика, водоснабжение, мелиорация, охрана вод, рыбное хозяйство).

Таблица 5. Сводная таблица типов ГЭС и технико-экономических параметров (по данным МЭА и РЭА)

Технические показатели	Международные определения типов ГЭС								
	Категории ГЭС			МикроГЭС (до 1 МВт)		МГЭС (1–10 МВт)		Другие ГЭС (>10 МВт)	
КПД гидротурбин (%)				до 92		до 92		до 92	
Сроки строительства (месяц)				6–10		10–18		18–96	
Возможный срок эксплуатации ГЭС (лет)						до 100			
Коэффициент использования установленной мощности (%)				40–60 (50)		34–56 (45)		34–56 (45)	
Коэффициент нагрузки ГЭС (%)				98		98		98	
Воздействие на окружающую среду									
Выбросы CO ₂ и других парниковых газов (кг/МВт.ч)								несущественный	
Расходы на строительство ГЭС (в ценах 2008 года, \$)									
Инвестиционная стоимость, включая затраты на строительные работы (\$/кВт)				2500–10000 (5000)		2000–7.500 (4500)		1750–6250 (4000)	
Затраты на эксплуатацию и обслуживание (фиксированные и переменные) (\$/кВт)				50–90 (75)		45–85 (65)		35–85 (60)	
Экономический срок службы (лет)						30			
Общая стоимость произведенной электрической энергии (\$/МВт.ч)				55–185 (90)		45–120 (82.5)		40–110 (75)	
Период прогноза				2010 год		2020 год		2030 год	
Инвестиционная стоимость, включая затраты на строительные работы (\$/кВт)	5000	4500	4000	4500	4000	3600	4000	3600	
Общая стоимость произведенной электрической энергии (\$/МВт.ч)	90	82.5	75	81	75	67.5	73	67.5	
Доля электроэнергии ГЭС в общем электроэнергетическом рынке (%)				16–17		18–20		20–21	

3.3.3. Программы и планы по использованию гидропотенциала

1) Из Программы развития электроэнергетики до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384)

«Возможности использования энергетических ресурсов рек Казахстана оценены институтом "АлматыГидропроект" на основе региональных схем размещения ГЭС в Восточной, Юго-Восточной и Южной зонах. Выявлены возможности создания 564 новых ГЭС и восстановления 14 ГЭС, ранее бывших в эксплуатации.

Из общего числа ГЭС - 578, к крупным ГЭС (мощностью более 30 МВт) отнесены 38, к малым (мощностью до 30 МВт) - 540. Общая установленная мощность 38 крупных ГЭС составляет 3296 МВт, выработка электроэнергии - около 12 млрд. кВт.ч. Для малых ГЭС общая мощность составляет 2412 МВт, выработка - около 11 млрд. кВт.ч.

Институт "АлматыГидропроект", рассмотрев большое количество проектов, выделил из них 23 проекта, наиболее перспективных к внедрению.

Таблица 6. Перечень ГЭС, намеченных к строительству по Плану 1999 г

№	Наименование проекта	Устан. мощность, МВт	Полезная мощность, МВт	Производство энергии, ГВт*ч	Капиталовложения, млн. \$ США	Проектная изученность	Сроки строительства, гг.
Север (Восточно-Казахстанская область)							
1	Контррегулятор Шульбинской ГЭС (река Иртыш)	78	600	400	300	ТЭО	2006-2010
2	Восстановление трубопровода Ульбинской ГЭС	27,6		114	15	ТЭР	2000-2005
3	Каскад ГЭС на реке Кальжир	112	70	560	250	Региональная схема	2011-2020
4	Печинская ГЭС на реке Бухтарма	200	200	800	320		2021-2030
5	Усть-Язовская ГЭС на реке Бухтарма	150		750	280	Имеется	2021-2030
Юг (Алматинская, Жамбыльская и Южно-Казахстанская области)							
6	Кербулакская ГЭС на реке Или	49,5	300	277	90	ТЭО	2000-2005
7	Майнакская ГЭС на реке Чарын	300	250	928	350	ТЭО	2000-2005
8	Кызылкунгейская ГЭС на реке Коксу	150	150	530	210	Региональная схема	2006-2010
9	Кызылбулакская ГЭС на реке Коксу	40		240	80	Региональная схема	2006-2010
10	Токтышак ГЭС-1 и ГЭС-2 на реке Коксу	19,5		118	37	ПредТЭО	2000-2005
11	Бодаревская ГЭС на реке Коксу	32	25	140	80	Имеется	2011-2020
12	Джунгарская ГЭС на реке Тентек	68	68	210	140	Имеется	2011-2020
13	Тунгурузская ГЭС на реке Тентек	32		115	110	Имеется	2011-2020
14	Константиновская ГЭС на реке Тентек	100	80	340	220	Имеется	2021-2030
15	Панфиловские ГЭС (1-4) на реке Усек	25,6		131	53	ТЭР, проект	2006-2010
16	Иссыкская ГЭС на реке Иссык	4,2		22	7	ТЭР	2000-2005
17	Меркенская ГЭС-3 на реке Мерке	4,8		28,8	8,5	Разработка ТЭО	2000-2005
18	Восстановление Текеской ГЭС на реке Текес	1,1		6,2	1,5	Разработка ТЭО	2000-2005
19	Бартогайская ГЭС на реке Чилик	20		57	20	Имеется	2006-2010
20	Чиликские ГЭС №№ 19 и 20 на реке Чилик	19,2		107	28	Разработка ТЭО	2011-2020
21	Черкасская ГЭС на реке Лепсы	8,8		44	15	Разработка ТЭО	2011-2020
22	ГЭС № №1 и 2 на Агыныкаты	13,5		92	22	Разработка ТЭО	2011-2020
23	ГЭС на р. Малая Алматинка (Медое и Просвещенец)	6		30	9	Разработка ТЭО	2000-2005

Таким образом, запланировано сооружение малых ГЭС общей мощностью 600 МВт и стоимостью 800-900 млн. долларов США.»

2) Из Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010 - 2014 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1129)

«Ввод новых мощностей за счет реализации проектов по использованию возобновляемых источников энергии (малые гидроэлектростанции - МГЭС):

в Алматинской области:

- каскад малых ГЭС на реке Коксу суммарной мощностью 42 МВт, с запуском в 2012 году;
- малая ГЭС на реке Баскан установленной мощностью 4,37 МВт, с вводом в 2011 году;

- малые ГЭС на реке Иссык суммарной мощностью 5 МВт, с вводом в 2011 - 2012 годах;

- малые ГЭС на реке Шелек суммарной мощностью свыше 30 МВт, с запуском в 2014 - 2015 годах;

- малая ГЭС на реке Лепсы установленной мощностью 4,8 МВт, с вводом в 2012 году.

в Южно-Казахстанской области:

- малые ГЭС на реке Келес суммарной мощностью 10 МВт, с вводом в 2011 - 2014 годах.

3) Из Плана мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013 - 2020 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 января 2013 года № 43)

"К 2020 году планируется ввести в эксплуатацию порядка 31 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 1040 МВт, включая: 14 ГЭС – 170 МВт:

Таблица 7. Перечень ГЭС, намеченных к строительству по Плану на 2013-2020 г.г.

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации, годы	Предполагаемые расходы, млн. долларов США
1	Строительство ГЭС – 1,2 на реке Коксу в Кербулакском районе Алматинской области суммарной мощностью 42 МВт	2016	75,49
2	Строительство ГЭС-5 на реке Каратал в Ескельдинском районе Алматинской области мощностью 5 МВт	2014	31,00
3	Строительство Верхне-Басканской ГЭС в Саркандском районе Алматинской области мощностью 4,35 МВт	2015	9,40
4	Строительство Нижне-Басканской ГЭС – 1-3 в Саркандском районе Алматинской области мощностью 15 МВт	2015	37,26
5	Строительство ГЭС на реке Иссык в Енбекшиказахском районе Алматинской области суммарной мощностью 4,8 МВт	2015	5,84
6	Строительство ГЭС 2 на реке Лепсы в Саркандском районе Алматинской области мощностью 4,8 МВт	2015	6,86
7	Строительство ГЭС 1, 2 на Большом Алматинском канале Алматинской области суммарной мощностью 12 МВт	2015	В процессе разработки и анализа
8	Строительство ГЭС 19-22 на реке Шелек в Енбекшиказахском районе Алматинской области суммарной мощностью 60,8 МВт	2015	В процессе разработки и анализа
9	Строительство малых ГЭС на реках Громатуха, Ульба, Сержиха вблизи города Риддер Восточно-Казахстанской области	2018	В процессе разработки и анализа
10	Строительство Каракыстакской ГЭС в Т. Рыскуловском районе Жамбылской области мощностью 2,1 МВт	2013	6,79
11	Строительство Тас-Откельской ГЭС в Шуском районе Жамбылской области мощностью 9,2 МВт	2013	7,00
12	Строительство Меркенской ГЭС в Меркенском районе Жамбылской области мощностью 4,5 МВт	2015	32,71
13	Строительство ГЭС «Рысжан» на реке Келес в Сарыагашском районе Южно-Казахстанской области мощностью 2 МВт	2015	1,29
14	Строительство ГЭС «Азамат» на реке Келес в Сарыагашском районе Южно-Казахстанской области мощностью 3 МВт	2016	2,10
Итого:			412

3.3.4. Практические результаты по освоению гидропотенциала на 2013 год

Кроме мощной Мойнакской ГЭС на 300 МВт, строительство которой было начато в 1989 году, и не относящейся к малым ГЭС, никаких объектов по госпрограммам не реализовано.

В Алматинской области частным инвестором построена Каратальская ГЭС-3 мощностью 4,4 МВт, не входящая в перечень госпрограммы. Также построена ГЭС мощностью 1,5 МВт ТОО «РемКомСтрой» в Жамбылской области.

3.4. Термальная энергетика

3.4.1. Методика оценки термopotенциала Казахстана

Геотермальная энергетика — направление энергетики, основанное на производстве электрической энергии за счёт энергии, содержащейся в недрах земли.

Геотермический градиент — физическая величина, описывающая прирост температуры горных пород в градусах Цельсия на определенном участке земной толщи. Математически выражается изменением температуры, приходящимся на единицу глубины. В геологии при расчете геотермического градиента за единицу глубины приняты 100 метров. В различных участках и на разных глубинах геотермический градиент непостоянен и определяется составом горных пород, их физическим состоянием и теплопроводностью, плотностью теплового потока, близостью к интрузиям и другими факторами. Обычно геотермический градиент колеблется от 0,5-1 до 20 °С и в среднем составляет около 3 °С на 100 метров.

Геотермальная энергетика подразделяется на два направления: петротермальная энергетика и гидротермальная энергетика.

Для Казахстана важна именно гидротермальная энергетика, использующая температуру геотермальных источников на ГеоТЭС.

Тепло, выделяемое внутри планеты, сможет обеспечить работу ГеоТЭС общей мощностью до 200-250 млн. кВт при глубине бурения скважин до 7 км и сроках работы станции порядка 50 лет. Также могут быть задействованы системы геотермального теплоснабжения мощностью до 1,2-1,5 млрд. кВт при глубине бурения скважин до 4 км и сроке эксплуатации 50 лет.

Геотермальные источники, согласно классификации Международного энергетического агентства, подразделяются на 5 типов:

- 1) месторождения геотермального сухого пара: сравнительно легко разрабатываются, но довольно редки. Тем не менее, половина всех действующих в мире ГеоТЭС использует тепло этих источников;
- 2) источники влажного пара (смеси горячей воды и пара): встречаются чаще, но при их освоении приходится решать вопросы предотвращения коррозии оборудования ГеоТЭС и загрязнения окружающей среды (удаление конденсата из-за высокой степени его засоленности);
- 3) месторождения геотермальной воды (содержат горячую воду или пар и воду): представляют собой, так называемые, геотермальные резервуары, которые образуются в результате наполнения подземных полостей водой атмосферных осадков, нагреваемой близко лежащей магмой;
- 4) сухие горячие скальные породы, разогретые магмой (на глубине 2 км и более): их запасы энергии наиболее велики;
- 5) магма, представляющая собой расплавленные горные породы, нагретые до 1300 °С.

Ресурсы термальных (теплоэнергетических) вод подсчитываются как по месторождениям или эксплуатационным участкам с целью обоснования строительства водозаборных сооружений для теплоснабжения конкретных объектов, так и в пределах крупных гидрогеологических регионов для обоснования перспективных гене-

ральных схем использования этих вод на различные нужды народного хозяйства, а также направлений и объемов поисково-разведочных работ.

По проведенным исследованиям в Казахстане и с учетом исследований, проводившихся в период 1970-1990 г.г., получены следующие данные:

Таблица 8. Общая характеристика артезианских бассейнов, перспективных на добычу геотермальных вод (по данным Министерства геологии и охраны недр РК, 1994 г.)

№ п/п	Наименование региона	Площадь, тыс. кв. км	Температура подземных вод, С	Глубина залегания геотермальных вод, м	Количество скважин, вскрывших геотермальные воды, шт.	Число н.п. и хозяйственных объектов в зоне залегания геотермальных вод
1	Иртышский артезианский бассейн	86	20-40	900-1000	17	6
2	Артезианские бассейны южной части Западного Казахстана	176	40-100	600-3000	23	11
3	Артезианские бассейны Сырдарьинской системы	192	40-85	1000-2000	23	29
4	Артезианские бассейны Илийской системы	28	40-165	1200-4600	10	12
	Итого:	482			76	58

Характеристика энергетического потенциала геотермальных вод Казахстана выглядит следующим образом: возобновляемые ежегодные ресурсы геотермальных вод по Казахстану для температурных зон 40 – 100 °С и более в целом определены: по объему – в 10,3 км³, а по те-

плу - в 97,1 млн. тонн у.т., что соответствует 790 млрд. кВт.час.

Это означает, что оцениваемый энергетический потенциал геотермальных вод в Казахстане превышает аналогичный потенциал ежегодно добываемой в последние годы в Казахстане нефти (70-80 млн. т.).

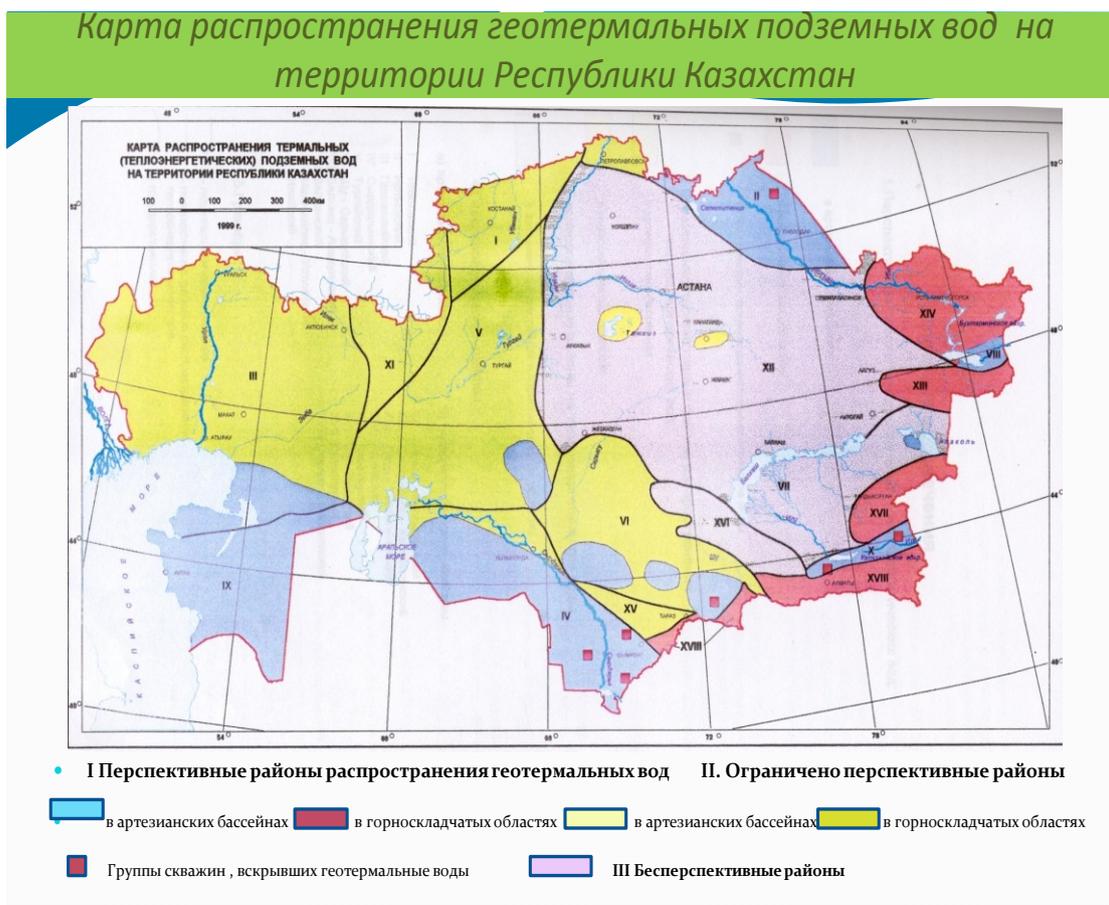


Рис. 4. Карта распространения геотермальных подземных вод Казахстана (ТОО «Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У.М. Ахмедсафина», 2007).

3.4.2. Обоснованность строительства ГТЭС

Преимущества геотермального способа получения энергии очевидны – он применим везде, в любой точке земного шара, пробурив достаточно глубокую скважину,

проникаешь в разогретые средние и нижние слои земной коры. Там, где есть сложности с развитием энергетики, в том числе альтернативной, где недостаточны солнечная энергия, стабильность и сила ветра, где ограничены гид-

роэнергоресурсы, такой путь выглядит особенно привлекательно.

Но наряду с простотой объяснения и привлекательностью применения очевидны и трудности. Прежде всего, это дорого. Скважина глубиной 10 км или даже 5 км – это при нынешних технологиях очень затратно, и даже не всегда технически возможно. Это если говорить о бурении, но всю систему необходимо будет и обслуживать. Далее возникают другие вопросы - сам процесс закачивания воды в скважину на такую глубину технически сложен и энергозатратен, возникают потери тепла при транспортировке пара на поверхность, уязвимость скважины в случае подвижек литосферы и ряд других факторов.

Но, в принципе, эти трудности преодолимы. Пока технологий (во всяком случае, экономически эффективных) бурений на глубины порядка 10 км нет. Поэтому ограничиваются существенно меньшими глубинами (до 2 км). Там разогрев недр (до 120-130 °С) позволяет использовать пар для отопления и выработки электроэнергии.

Возможности практического использования геотермальных вод:

- выработка электроэнергии (температура 80 -100 °С);
- теплоснабжение (температура 65-80 °С);
- горячее водоснабжение (температура 50-65 °С);
- бальнеология, тепличное хозяйство (температура ниже 40 °С);
- орошение в сельском хозяйстве (температура ниже 30 °С).

3.4.3. Программы и планы по использованию термопотенциала

1) Из Программы развития электроэнергетики до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384)

«Анализ имеющихся в Республике геотермальных и биологических ресурсов показывает, что их качество и потенциал для производства электроэнергии недостаточно высоки. Наиболее целесообразно использовать геотермальную энергию для теплоснабжения.»

3.4.4. Практические результаты по освоению термального потенциала на 2013 год

Никаких проектов по использованию геотермального потенциала с 1992 по 2013 годы Правительством РК не было разработано и реализовано.

3.5. Биоэнергетика

3.5.1. Методика оценки биопотенциала Казахстана

Биотопливо — топливо из растительного или животного сырья, из продуктов жизнедеятельности организмов или органических промышленных отходов.

Различается по типу: жидкое биотопливо (этанол, метанол, биодизель), твёрдое биотопливо (дрова, брикеты, топливные гранулы, щепа, солома, лузга) и газообразное (синтез-газ, биогаз, водород).

Газообразные топлива наиболее дешёвые и легко производимые: различные газовые смеси с угарным газом, метаном, водородом получаемые при термическом разложении сырья в присутствии кислорода (газификация), без кислорода (пиролиз) или при сбраживании под воздействием бактерий.

Состав биогаза: 50—87 % метана, 13—50 % CO₂, незначительные примеси H₂ и H₂S. После очистки биогаза от CO₂ получается биометан.

Перечень органических отходов, пригодных для производства биогаза: навоз, птичий помёт, зерновая и мелассная послеспиртовая барда, пивная дробина, свекольный жом, фекальные осадки, отходы рыбного и забойного цеха (кровь, жир, кишки, каньга), трава, бытовые отходы, отходы молокозаводов и пр.

Свалочный газ — одна из разновидностей биогаза. Получается на свалках из муниципальных бытовых отходов.

Выход биогаза зависит от содержания сухого вещества и вида используемого сырья. Из тонны навоза крупного рогатого скота получается 50—65 м³ биогаза с содержанием метана 60 %, 150—500 м³ биогаза из различных видов растений с содержанием метана до 70 %. Максимальное количество биогаза — это 1300 м³ с содержанием метана до 87 % — можно получить из жира.

Различают теоретический (физически возможный) и технически-реализуемый выход газа. В 20 веке технически возможный выход газа составлял всего 20-30 % от теоретического. Сегодня применение энзимов, бустеров для искусственной деградации сырья (например, ультразвуковых или жидкостных кавитаторов) и других приспособлений позволяет увеличивать выход биогаза на самой обычной установке с 60 % до 95 %. На практике из 1 кг сухого вещества получают от 300 до 500 литров биогаза.

1) *Получение биогаза из отходов жизнедеятельности человека, домашних животных и отходов сельскохозяйственного производства*

По средним данным, количество навоза от домашних животных в Казахстане за один год составляет:

- КРС – до 5 тонн;
- Лошади и верблюды – до 3 тонн;
- Свиньи – до 2 тонн;
- Овцы – до 0,5 тонны;
- Птица – до 0,15 тонн.

Расчет позволяет оценить потенциал биогаза для имеющегося в Казахстане количества домашних животных:

Таблица 9. Оценка количества сырья, пригодного для производства биогаза ((по данным Агентства РК по статистике за 2012 г.)

Наименование	Количество животных по всем категориям хозяйств, голов	Количество отходов, тонн за год
Крупный рогатый скот	5 702 436	28512180
Овцы и козы	18 091 902	9045951
Свиньи	1 204 277	2408554
Лошади	1 607 455	4822365
Верблюды	173 232	519696
Птица всех видов	32 870 143	4930521
Итого отходов, тонн за год		50239267

Объем биогаза из отходов домашних животных (из расчета 30 м³ газа на 1 тонну навоза) будет составлять не менее 1 507 178 024 м³. Следовательно, потенциал биогаза от домашних животных при стойловом содержании может составлять (при условии, что из 1 м³ биогаза получают не менее 1,5 кВт электроэнергии) в Казахстане до 2260,7 млн. кВт*час.

2) *Получение биогаза из отходов сельскохозяйственного производства злаковых и масличных культур*

По данным Агентства РК по статистике урожай зерновых и бобовых культур в 2012 г. составил 14,04 млн. тонн в первичном виде (до обработки). Учитывая, что отходы после переработки и остатки зеленой массы на полях составляют не менее 30 % от собранного урожая, можно оценить пригодную для переработки органическую массу в 4,6 млн. тонн. Из 1 тонны биомассы, содержащей органику можно получить не менее 50 м³ биогаза.

Технический потенциал биогаза из сельскохозяйственных отходов можно оценить в 230 млн. м³ газа или 345 млн. кВт*час.

3) Получение свалочного газа из коммунальных отходов

В 2011 году на свалки поступило 3 554 410 тонн коммунальных отходов. До этого уже было депонировано 51 183 498 тонн отходов.

Если учитывать, что в коммунальных отходах содержится не менее 40 % биоразлагаемых отходов, то для производства свалочного газа следует учитывать имеющиеся запасы в 21 895 163 тонн.

Для оценки ежегодного производства свалочного газа можно учитывать ежегодный объем коммунальных отходов, вывозимых на свалки.

В среднем, в Казахстане на 1 человека приходится 1,5 м³ коммунальных отходов. При населении в 16 млн. человек, годовой объем отходов должен составлять не менее 24 млн. м³.

Расчет показывает, что технический потенциал получения свалочного газа из 24 млн. м³ отходов в Казахстане составляет 2,5 млн. м³.

По оптимистическим расчетам, из одного кубометра газа можно получить 1,5 кВт*ч электроэнергии плюс около 3 кВт*ч тепловой энергии.

Следовательно, технический потенциал свалочного газа в Казахстане составляет 3,75 МВт*ч электроэнергии и дополнительно 7,5 МВт*час тепловой энергии, получаемой при правильном использовании теплоты сгорания свалочного газа.

Таблица 10. Сводная оценка потенциала годового производства биогаза и свалочного газа в РК

Технология переработки биомасс	Годовой объем отходов	Выход биогаза, млн. м ³	Потенциал энергии, млн. кВт*час
Переработка отходов животноводства	50,2 млн. тонн	1507	2260,7
Переработка отходов сельского хозяйства (зерновые и бобовые культуры)	4,6 млн. тонн	230	345
Переработка коммунальных и бытовых отходов	24 млн. м ³	2,5	11,25
Итого:			2616,95

3.5.2. Обоснованность строительства БиоЭС

По оценкам Стэндфордского университета во всём мире из сельскохозяйственного оборота выведено 385—472 миллиона гектаров земли. Выращивание на этих землях сырья для производства биотоплив позволит увеличить долю биотоплив до 8 % в мировом энергетическом балансе. На транспорте доля биотоплив может составить от 10 % до 25 %.

Производство биогаза позволяет предотвратить выбросы метана в атмосферу. Метан оказывает влияние на парниковый эффект в 21 раз более сильное, чем CO₂, и

находится в атмосфере 12 лет. Захват метана — лучший краткосрочный способ предотвращения глобального потепления.

Переработанный навоз, барда и другие отходы применяются в качестве удобрения в сельском хозяйстве. Это позволяет снизить применение химических удобрений, сокращается нагрузка на грунтовые воды.

В настоящее время площадь заполненных свалок и полигонов Казахстана, пригодных для извлечения свалочного газа занимают площадь более 5 тыс. га. В этих районах удельный выход газа составляет 120-400 м³/тонну твёрдых бытовых отходов. Таким образом, потенциал биогаза, доступного для производства энергии, составляет более 1 млрд. куб. м в год.

3.5.3. Программы и планы по использованию биопотенциала

1) Из Программы развития электроэнергетики до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384).

«Наиболее целесообразно использовать геотермальную энергию для теплоснабжения, а биологические ресурсы для получения биогаза с последующим его использованием для обогрева и приготовления пищи, а также производства удобрений».

3.5.4. Практические результаты по освоению биопотенциала на 2013 год

Никаких проектов по реализации биопотенциала госпрограммами в 1999-2013 годах не предусматривалось. В 2010 году была построена биогазовая установка ТОО «Караман-К» по переработке 44 тонн навоза ежедневно (около 100 кВт мощности) в поселке Караман Костанайской области, но до сих пор не получено разрешение на подключение к общей энергосети.

3.6. Потенциал низкотемпературных сред

3.6.1. Методика оценки НТ-потенциала Казахстана

Использование низкопотенциального тепла Земли или вторичных энергетических ресурсов возможно посредством тепловых насосов практически повсеместно.

Тепловой насос - устройство для переноса тепловой энергии от источника низкопотенциальной тепловой энергии (с низкой температурой) к потребителю (теплоносителю) с более высокой температурой.

В тепловом насосе конденсатор является теплообменным аппаратом, выделяющим теплоту для потребителя, а испаритель — теплообменным аппаратом, утилизирующим низкопотенциальную теплоту: вторичные энергетические ресурсы и (или) нетрадиционные возобновляемые источники энергии.

Как и холодильная машина, тепловой насос потребляет энергию на реализацию термодинамического цикла (привод компрессора). Коэффициент преобразования теплового насоса — отношение теплопроизводительности к электропотреблению — зависит от уровня температур в испарителе и конденсаторе. Температурный уровень теплоснабжения от тепловых насосов в настоящее время может варьироваться от 35 °С до 62 °С. Что позволяет использовать практически любую систему отопления. Экономия энергетических ресурсов достигает 70 %. Промышленность технически развитых стран выпускает широкий ассортимент парокомпрессионных тепловых насосов тепловой мощностью от 5 до 1000 кВт.

Запасы низкопотенциального тепла (НПТ) огромны. Их экономический потенциал, т.е. величина энергии, получение которой из данного вида ресурса в настоящее время оправдано экономически, в 2003 г. был равен для России 31,5 млн. т/год условного топлива даже без учета НПТ отходящих газов энергетических и технологических установок. Это составляет 22 % общего энергопотребления страны, превосходит экономический потенциал ветра и солнечной энергии.

Если принять, что промышленность Казахстана сопоставима с промышленностью России по объему производства продукции, то на 2003 год экономический потенциал НПТ Казахстана составлял 0,75 млн. т.у.т/год.

Следовательно, в 2013 году экономический потенциал НПТ с учетом того, что практически никак не использовался в последние 10 лет, составит не менее 1 млн.т.у.т./год, что соответствует выработке 8,1 миллионов МВт*час электроэнергии ежегодно.

3.6.2. Обоснованность использования тепловых насосов

Один из способов утилизации низкопотенциального тепла основан на использовании термодинамического цикла Ренкина. В качестве рабочего тела в тепловом контуре используется легко испаряемое органическое вещество, например, фреон.

Структура систем различной мощности идентична и состоит из двух основных частей – теплового контура, который преобразует тепловую энергию в механическую, и электромеханической части, которая преобразует механическую энергию в электрическую требуемого качества.

Самые эффективные, но и самые дорогие схемы ТН предусматривают отбор тепла от грунта, чья температура не меняется в течение года уже на глубине нескольких метров, что делает установку практически независимой от погоды. По данным 2006 года в Швеции полмиллиона установок, в Финляндии 50 000, в Норвегии устанавливалось в год 70 000. При использовании в качестве источника тепла энергии грунта трубопровод, в котором циркулирует антифриз, зарывают в землю на 30-50 см ниже уровня промерзания грунта в данном регионе. На практике: 0,7-1,2 метра.

Здесь не требуется бурение, но требуются более обширные земельные работы на большой площади, и трубопровод более подвержен риску повреждения. Эффективность такая же, как при отборе тепла из скважины. Специальной подготовки почвы не требуется.

Таблица 11. Источники промышленного низкопотенциального тепла

Техногенные системы
Промышленные предприятия (теплота сжигания газов в компрессорах; теплота продуктов сгорания различного рода топлива)
Системы водяного охлаждения, стоки промышленных предприятий и очистных сооружений (теплота жидкости)
Биогазовые установки, газогенераторные установки, пиролизеры (теплота сгорания топлива, сгенерированного в этих установках)
Тепловые двигатели транспортных средств (теплота выхлопных газов)
Нефтеперерабатывающие заводы (теплота сгорания попутного газа)
Объекты связи (тепловые потери оборудования)
Птицефабрики, фермы и т. д. (энергия биологического топлива)
Лесоперерабатывающие предприятия (энергия сжигания отходов)

К преимуществам тепловых насосов в первую очередь следует отнести экономичность: для передачи в систему отопления 1 кВт*ч тепловой энергии установке необходимо затратить всего 0,2-0,35 кВт*ч электроэнергии.

Все системы функционируют с использованием замкнутых контуров и практически не требуют эксплуатационных затрат, кроме стоимости электроэнергии, необходимой для работы оборудования.

Ещё одним преимуществом тепловых насосов является возможность переключения с режима отопления зимой на режим кондиционирования летом: просто вместо радиаторов к внешнему коллектору подключаются фэн-койлы или системы «холодный потолок».

К недостаткам тепловых насосов, используемых для отопления, следует отнести большую стоимость установленного оборудования.

Для установки теплового насоса необходимы первоначальные затраты: стоимость насоса и монтажа системы составляет \$300-1200 на 1 кВт необходимой мощности отопления. Время окупаемости теплонасосов составляет 4-9 лет, при сроке службы по 15-20 лет до капитального ремонта.

В промышленности используются тепловые насосы, использующие энергию выбрасываемых газов (отработанного пара).

Паротурбинные установки на органическом теплоносителе для производства механической и электрической энергии (мощность 50-800 кВт) нашли широкое применение в Германии. В Японии на «холодном» паре работают установки мощностью до 3000 кВт.

С помощью теплонасосных установок, затрачивая на их привод 1 кВт*ч внешней электроэнергии, получают 3-6 кВт*ч тепловой энергии с более высоким потенциалом. В четырех наиболее продвинутых в этом отношении странах (США, Швеция, Великобритания, Германия) в настоящее время работает около 10 млн. ТН, экономящих до 220 млн. т/год условного топлива. В России насчитывается 2-3 тыс. действующих теплонасосных установок.

3.6.3. Программы и планы по использованию потенциала

К практическим вариантам использования тепловых насосов в Казахстане следует отнести использование тепла сточных вод городской канализации и режим когенерации на промышленных предприятиях, использующих тепловые установки.

Эффективность капитальных вложений в производство энергии при использовании ВЭР в 2-3 раза выше, чем в топливно-энергетическом комплексе промышленности.

Таким образом, важнейшим результатом применения ВЭР является экономия первичного топлива, которая в основном определяет величину получаемого экономического эффекта.

Эффективность вовлечения ВЭР также повышается за счет увеличения числа потребителей НПТ при теплофикации прилегающих к предприятиям промышленных узлов и жилых районов. При этом улучшается и экологическая обстановка при закрытии мелких котельных, загрязняющих окружающую среду.

3.6.4. Планы и практические результаты по освоению низкотемпературного потенциала на 2013 год

Программами Правительства РК с 1991 по 2013 годы никаких проектов не предусматривалось. В 2012 году ТОО «Машзавод» в Усть-Каменогорске начал производство тепловых насосов, был реализован пилотный проект по обогреву школы поселка Прапорщиково Глубоковского района ВКО.

Промышленная теплонасосная установка НТ-3000 АО «Казцинк» мощностью 3,7 Гкал была запущена в 1999 году и работает до сих пор.

4. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЗЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

1) Из Стратегии эффективного использования энергии и возобновляемых ресурсов Республики Казахстан в целях устойчивого развития до 2024 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 января 2008 года N 60)

Таблица 12. Оценка глобального потенциала возобновляемой энергии (по данным Минэнерго РК, 2008)

Наименование ресурса	Ресурсная база, ТВт	Экономически эффективны, ТВт
Солнечное излучение	90 000	1000
Ветер	1200	10
Волны	3	0,5
Приливы	30	0,1
Геотермальные потоки	30	-
Биомасса на корню, ТВт/год	450	-
Геотермальное тепло	1011	> 50

Ожидаемые результаты:

- повышение доли использования альтернативных источников энергии в Республике Казахстан до 0,05 % к 2012 году, 1 % к 2018 году, 5 % к 2024 году;
- обеспечение замещения альтернативными источниками энергии к 2009 году 0,065 млн. тонн условного топлива, к 2012 году - 0,165 млн. т условного топлива, к 2018 году - 0,325 млн. т условного топлива, к 2024 году - 0,688 млн. т условного топлива и к 2030 году - 1,139 млн. т условного топлива;
- повышение доли использования возобновляемых источников энергии (без учета крупных гидроэлектростанций) в производстве электрической энергии до 3000 МВт мощности и 10 млрд. кВт·час электроэнергии в год к 2024 году.

2) Из Плана мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013 - 2020 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 января 2013 года № 43)

«К 2020 году планируется ввести в эксплуатацию порядка 31 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 1040 МВт, включая:

13 ВЭС	793 МВт
14 ГЭС	170 МВт
4 СЭС	77 МВт

3) Из Плана мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013 - 2020 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 апреля 2013 года № 424)

«Стратегические цели в сфере энергетики

к 2020 г.	производство энергии из собственных источников, удовлетворяющее потребности экономики, составит 100 % доля использования альтернативных источников энергии в общем объеме энергопотребления составит более 3 % построены и введены в эксплуатацию АЭС и Балхашская ТЭС создана вертикально-интегрированная компания с ядерным топливным циклом существующие генерирующие энергоустановки и распределительные энергосети реконструированы и модернизированы
к 2015 г.	доля использования альтернативных источников энергии в общем объеме энергопотребления составит более 1,5 % завершено строительство первой очереди Балхашской ТЭС

4) Расчетный потенциал и степень освоения (авторская оценка)

Используя данные из последней программы Правительства по развитию энергетики на основе ВИЭ за 2013 год и данные о проектах, реализованных за последние 15 лет в Казахстане, можно сделать оценку по уровню использования всех возможных потенциальных источников энергии:

Таблица 13. Использование потенциала ВИЭ в Казахстане в 21 веке

Отрасль энергетики ВИЭ	Потенциал, млрд. кВт·час	Степень реализации в 21 веке (2000-2013), в % от потенциала	Планируемое использование до 2020 года, в % от потенциала
Гелиоэнергетика	1700	0,000016	0,0004125
Ветроэнергетика	1000	0,000055	0,0070014
Гидроэнергетика	600	0,004466	0,0069481
Геотермальная энергетика	790	0	0
Биогазовая энергетика	2,6	0,000001	0,000001
НТП-энергетика	8,1	0,000062	0,000062
Итого:	4100,7	0,0046	0,014

Результаты неутешительные: энергетика Казахстана в 2020 году останется «черной», ведь более 70 % электростанций будут потреблять нефть и газ. При этом очень сомнительно, что оборудование тепловых станций, построенных при СССР (имеющее 70 % износа будет заменено), оно лишь ещё больше состарится. А использование ВИЭ для производства электроэнергии и тепла вряд ли превысит 1 % от имеющегося потенциала.

5) Оценка эффективности использования потенциала ВИЭ в Казахстане

Таблица 14. Сравнительные данные по уровню капитальных вложений на строительство электростанций в мире и Казахстане (по данным МЭА и планам Правительства РК за 199-2013 годы)

Тип электростанции по виду потребляемого ресурса	Капитальные вложения в строительство на единицу мощности, \$/кВт			
	в мире (данные МЭА)		в Казахстане (по планам)	
	2005	2030	2000	2013
Возобновляемые ресурсы				
Биомасса	1000-2500	950-1900	2000-4200	не планируется
Геотермальная энергетика	1700-5700	1500-5000	не планируется	не планируется
Традиционная гидроэнергетика	1500-5500	1500-5500	2400	не планируется

Малая гидроэнергетика	2500	2200	1500	2230
Солнечная фотоэнергетика	3750-3850	1400-1500	не планируется	2283
Солнечная теплоэнергетика	2000-2300	1700-1900		не планируется
Приливная энергетика	2900	2200	не планируется	не планируется
Наземная ветроэнергетика	900-1100	800-900	962	2172
Морская ветроэнергетика	1500-2500	1500-1900	не планируется	не планируется
Невозобновляемые ресурсы				
АЭС	1500-1800	-	не планируется	5000
ТЭС на угле	1000-1200	1000-1250	не планируется	2500-2800
ТЭС на газе	450-600	400-500	не планируется	2800-3100

Из вышеприведенного материала можно сделать следующие выводы:

За 12 лет нового века в Казахстане был реализован лишь проект из запланированных правительством страны – Майнакская ГЭС на 300 МВт, обошедшаяся в 720 млн. долларов США вместо 300 запланированных в 1999 году. Если присмотреться к приведенным перечням объектов (малые ГЭС), то видна простая закономерность: 10 из 23 ГЭС запланированных в 1999 году перекочевали в планы правительства 2013 года. Четыре проекта ВЭС из планов 1999 года повторились в планах 2010 и 2013 года. Само собой разумеется, что перекочевавший из старого плана в новый объект вновь будет заново «проектироваться и технико-экономически обосновываться», на что обычно тратится 10-30 % запланированных средств.

Населению Казахстана приходится самостоятельно осваивать «зеленую» энергетику, ведь тарифы на электроэнергию за последние 12 лет выросли в 3-4 раза и дальнейшее повышение тарифов неминуемо (энергетика Казахстана находится под контролем государства, которое все цены привязывает к мировым ценам на нефть).

Собственного производства ветровых электростанций в Казахстане не имеется. На рынке есть продукция Китая, России или Украины, по ценам от 2000 до 3500 \$ за кВт мощности.

Малые гидроэлектростанции также не производятся, но из России можно привезти контейнерную МГЭС от 5 до 25 кВт мощности по цене 1500-2000 \$ за кВт.

Завод солнечных модулей 2-го поколения (ТОО «AstanaSolar»), принадлежащий государственной корпорации «Казатомпром» был запущен в 2011 году, после 5-летнего строительства. Продукция технически устарела (модуль весом в 24 кг и мощностью 250 Вт стоит 670\$) и не может конкурировать с китайскими модулями (180 Вт) весом в 11 кг и стоимостью 135\$. Китайский пленочный модуль мощностью 100 Вт весит всего 5 кг, хотя и стоит 630\$, но имеет размер в 2 раза меньший, чем поликристаллический.

Гелиоколлекторы для домашних хозяйств на 200-500 литров воды с подогревом до 90 °С стоят от 1500 до 3500 \$.

Биогазовые установки, широко используемые в соседних Узбекистане и Киргизии, также не производятся, продукция России и Украины имеет стоимость от 1000 до 3000 \$ за кВт мощности (без учета выхода тепловой энергии, составляющей до 30 %).

Тепловые насосы (отопление и кондиционирование) завозятся в Казахстан из Китая (под европейскими марками) и имеют стоимость от 200 до 500 \$ за кВт. Производимые в Казахстане тепловые насосы (например, ТОО «САНДИ») не имеют спроса из-за высокой стоимости и использования импортных комплектующих (до 90 %).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За двадцать лет независимости в стране сменилось 7 министерств, отвечающих за энергетику страны. Министерство энергетики (как в 99 % стран мира) превратилось в Министерство индустрии и новых технологий. А контроль за воплощением планов по использованию альтернативных источников энергии в 2013 году вообще возложили на Министерство охраны окружающей среды и водных ресурсов (в 2012 году состоявшее из 23 сотрудников, не имеющих к энергетике никакого отношения!). И каждый раз планы строительства ГЭС, ВЭС и СЭС требовали новых бюджетов, ведь от ушедших министров никто не требовал отчета о расходах.

Согласно консервативной оценке GFI (программа Центра международной политики, США), из Казахстана в течение «нулевого» десятилетия было нелегально вывезено за рубеж \$123, 057 млрд. То есть, в среднем 12 млрд. долларов в год вывозилось из страны. На такие деньги можно было ежегодно строить 3-5 АЭС или 15-20 ГЭС общей мощностью 5-10 ГВт.

В апреле 2013 ставка сделана на строительство АЭС 1 ГВт (5 млрд. долларов США) и Балхашской ТЭС на угле мощностью 1,32 ГВт (4 млрд. долларов США). Какая уж тут зеленая энергетика (31 объект мощностью 1 ГВт) стоимостью «всего» 2,3 млрд. долларов. Гораздо интереснее «распилить» бюджет в 9 млрд. долларов по 2 объектам! Поэтому стоит ожидать, что после проведения мероприятия «ЭКСПО-2017», посвященного именно развитию «зеленой» энергетики, стоимостью в 2,3 млрд. долларов будет принята новая программа развития энергетики Казахстана, а нынешние планы останутся планами (после активного «распила» выделенного бюджета).

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ

- ГОСТ Р 51387-99 «Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение», Госстандарт России, Москва, 1999.
- ГОСТ Р 51237-98 «Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения», Госстандарт России, Москва, 1998.
- ГОСТ Р 51238-98 «Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения», Госстандарт России, Москва, 1998.
- ГОСТ Р 51594-2000 «Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения», Госстандарт России, Москва, 2000.
- ГОСТ Р 52808-2007 «Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов. Термины и определения», Госстандарт России, Москва, 2007.
- Программа развития электроэнергетики до 2030 года, Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384, Астана. (<http://adilet.zan.kz/>)
- Программа по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010 - 2014 годы, Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1129, Астана (<http://adilet.zan.kz/>)
- Прогноз мировой энергетики 2010. Основные положения. Прогнозы развития каспийского энергетического сектора 2010, IEA, 2010. <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2010/>

9. **План мероприятий** по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013 - 2020 годы, Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 января 2013 года № 43, Астана. (<http://adilet.zan.kz/>)
10. **Ветровой атлас** Казахстана, Казахстанская электроэнергетическая ассоциация, Астана, 2007. (www.atlas.windenergy.kz)
11. **Lessons Learnt** from the UNDP-GEF Project «Kazakhstan — Wind Power market development initiative», Astana, 2011 (http://www.undp.kz/library_of_publications/files/7075-25305.pdf)
12. **План мероприятий** по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013 - 2020 годы, Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 января 2013 года № 43, Астана, 2013. (<http://adilet.zan.kz/>)
13. **Охрана** окружающей среды и устойчивое развитие Казахстана 2007-2011, Статистический сборник, Агентство РК по статистике, Астана, 2012. (<http://www.stat.gov.kz>)
14. **Водно-энергетические ресурсы** Центральной Азии: проблемы использования и освоения, Отраслевой обзор, Евразийский банк развития (ЕАБР), Алматы, 2008. (http://www.eabr.org/general/upload/docs/publication/analyticalr eports/obzor_water_final_rus.pdf)
15. **Современное состояние** и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ, Отраслевой обзор №14, Евразийский банк развития (ЕАБР), Алматы, 2011. (http://www.eabr.org/general/upload/docs/AU/%E2%84%9614_2011_Gidroenergetika%20v%20stranqakh%20SNG.pdf)
16. **Руководство** по энергетической статистике, ОСЭР/МЭА, 2007. (http://www.gks.ru/metod/ManualRussian_web.pdf)
17. **Абсаметов М.К., Мургазин Е.Ж.** Доклад «Роль и место «гидрогеотермальной энергетики» в «Стратегии устойчивой энергетики будущего Казахстана до 2050 года», ТОО «Институт гидрогеологии и геоэкологии имени У.М.Ахмедсафина», Алматы, 2013. (www.group-global.org/ru/storage_manage/download_file/29941)
18. **Сатпаев А.Г., Плеханов П.А., Антипов С.М.** Доклад «Оценка возможностей комплексного использования геотермальных вод в РК», ТОО «Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У. М. Ахмедсафина» Алматы, 2010. (<http://www.myshared.ru/slide/405481/>)
19. **Сельское, лесное и рыбное хозяйство** в Республике Казахстан 2008-2012, Статистический сборник, Агентство РК по статистике, Астана, 2013. (<http://www.stat.gov.kz>)
20. **Жилищно-коммунальное хозяйство** Республики Казахстан 2008-2012, Статистический сборник, Агентство РК по статистике, Астана, 2013. (<http://www.stat.gov.kz>)
21. **Стратегия** эффективного использования энергии и возобновляемых ресурсов Республики Казахстан в целях устойчивого развития до 2024 года. Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 января 2008 года N 60, Астана, 2008. (<http://www.stat.gov.kz>)
22. **План мероприятий** по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013 - 2020 годы. Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 апреля 2013 года № 424. Астана, 2013. (<http://www.stat.gov.kz>)