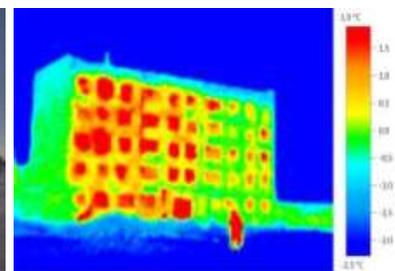




Центр по эффективному использованию
энергии (ЦЭНЭФ)



Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию



Проект: *Диалог и анализ для содействия низкоуглеродному развитию
отдаленных российских регионов*

Март 2017 г.



СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С ВЫСОКИМИ ЗАТРАТАМИ НА ЭНЕРГИЮ	6
1.1 Основная часть территории России – это Крайний Север с большим числом изолированных систем энергоснабжения с очень высокими затратами на энергию	6
1.2 Проблемы эксплуатации изолированных систем энергоснабжения	11
1.2.1 Системы электроснабжения	11
1.2.2 Системы теплоснабжения	15
1.3 Потребление первичной энергии и энергоемкость ВВП северных регионов РФ	22
1.4 Опыт развития ВИЭ в изолированных системах энергоснабжения с высокими затратами на энергию	24
1.5 Динамика выбросов парниковых газов в субъектах РФ, расположенных на территориях Крайнего Севера ...	34
1.6 Барьеры на пути реализации низкоуглеродных решений в изолированных системах энергоснабжения с высокими затратами на энергию	35
1.7 Проект ЦЭНЭФ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию»	38
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО УРОВНЯ ФИНАНСОВОЙ НАГРУЗКИ НА РЕГИОНЫ С ДОРОГОСТОЯЩИМ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ	41
2.1 Цены и тарифы на энергоресурсы в регионах с дорогостоящим децентрализованным энергоснабжением ..	41
2.2 Размеры бюджетного финансирования энергоснабжения потребителей в регионах Крайнего Севера	44
2.3 Масштабы перекрестного субсидирования потребителей в регионах Крайнего Севера	46
2.4 Суммарные расходы на энергоснабжение и их доля в ВРП регионов Крайнего Севера	47
2.5 Повышение энергоэффективности и развитие ВИЭ как средство повышения экономической доступности энергоснабжения на Крайнем Севере	51
3 ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ	53
4 ПИЛОТНЫЕ ПРОЕКТЫ ПО НИЗКОУГЛЕРОДНЫМ РЕШЕНИЯМ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ С ВЫСОКИМИ ЗАТРАТАМИ НА ЭНЕРГИЮ	61
4.1 Общие характеристики пилотных поселков	61
4.2 Балансы электроэнергии	65
4.3 Балансы тепловой энергии	75
4.4 Типовые мероприятия по экономии электроэнергии	80
4.5 Типовые мероприятия по экономии тепловой энергии	81
4.6 Типовые мероприятия на источниках электрической и тепловой энергии	85
4.7 Формирование программ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы» на базе типовых мероприятий	90
4.7.1 Структура программ	90
4.7.2 Затраты и эффекты по программам	93
4.8 Масштабирование программы «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы» на весь Крайний Север	99
4.9 Возможные схемы организации финансирования федеральной и региональных программ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы»	100
ЛИТЕРАТУРА	104



Введение

Цель проекта «Диалог и анализ для содействия низкоуглеродному развитию отдаленных российских регионов» – определение типовых пакетов низкоуглеродных решений и оценка их экономической эффективности, потенциала и графика реализации (повышение энергоэффективности и выработка энергии из возобновляемых источников), объединенных в пилотную программу предоставления надежных и доступных по цене энергетических услуг удаленным российским регионам, где в настоящее время чрезвычайно высоки цены на энергию от изолированных источников малой генерации (в том числе регионам с северным завозом), которые впоследствии будут служить основой для разработки федеральной целевой (под)программы, которая потенциально может включать не только северные территории, но и небольшие изолированные поселения по всей России (около 100 000, по оценкам Министерства энергетики РФ), где очень дорого обеспечивать централизованное энергоснабжение.

В таких удаленных населенных пунктах с крайне дорогим энергоснабжением от изолированных источников малой генерации, работающих на ископаемых видах топлива (где затраты на энергоснабжение конечных потребителей достигают 50% от муниципального продукта и энергоснабжение возможно только при условии огромных государственных субсидий (более 150 млрд руб. в год) и убытков поставщиков энергии), проживают от 5 до 10 миллионов россиян. С учетом действующих тарифов на электрическую и тепловую энергию на Крайнем Севере меры по повышению энергоэффективности и использованию технологий, связанных с возобновляемыми источниками энергии, являются экономически привлекательными, однако на пути инвестиций в эти технологии существует ряд барьеров. Среди них – невысокая наглядность проблемы, что обусловлено малыми размерами каждой отдельной системы энергоснабжения.

Задача инициированного ЦЭНЭФ проекта – разработать пакеты типовых низкоуглеродных решений для существенного снижения операционных издержек в интегрированных системах энергоснабжения (тепло, электроэнергия, топливо) в целях обеспечения надежных энергетических услуг путем применения комплексного подхода, включающего повышение энергоэффективности, использование возобновляемых источников энергии, местных видов топлива и оборудования, работающего на топливе (на ранних этапах – в качестве элемента гибридных решений, а впоследствии – в качестве резервных источников), на основе низкоуглеродных решений, которые могут быть воспроизведены в программе для всего региона или для всей страны в целях (а) повышения наглядности снижения издержек (включая уменьшение субсидий) и прочих выгод; (б) применения такой программы в качестве базы для акселераторов низкоуглеродных технологий, и (в) запуска рыночных механизмов для накопления опыта и последующего применения низкоуглеродных решений по всей стране.

Даже при нынешних курсах обмена валют стоимость энергии, вырабатываемой на источниках малой генерации, работающих на ископаемых видах топлива, составляет 20-50 центов/кВт-ч и более, а стоимость производства тепловой энергии превышает соответствующие затраты в крупных городах России в 3-10 раз. По этой причине повышение энергоэффективности и применение возобновляемых источников энергии становится крайне привлекательным, однако масштабы их применения в таких регионах пока не отвечают ожиданиям. На сегодняшний день на федеральном уровне не предпринимаются усилия к системному решению проблем, связанных с чрезвычайно высокими энергетическими издержками и субсидиями на энергоснабжение, через низкоуглеродные решения. Отдельные меры предпринимаются на региональном уровне и ограничиваются либо разрозненными мероприятиями по повышению энергоэффективности, либо по использованию ВИЭ, в то время как их интеграция и синергия могли бы принести многочисленные и существенные выгоды.



Проблема надежности энергоснабжения стоит не только в отдаленных поселениях, обслуживаемых источниками малой генерации. Есть необходимость в автономной генерации в присоединенных в настоящее время к энергетической системе, но отдаленных поселениях с небольшими электрическими нагрузками в целях экономии на обслуживании линий электропередач, дорог и на услугах по доставке топлива. Правительство РФ сейчас разрабатывает концепцию, которая позволит сохранить небольшие поселения, разбросанные по всей стране (общим числом около 100 тыс.), путем оказания им децентрализованных услуг, включая надежное энергоснабжение. Предлагаемый проект может стать испытательным полигоном для этой концепции. Вице-премьер Правительства РФ А.В. Дворкович потребовал определить способы перехода от теплоснабжения на основе использования жидкого топлива к местным и возобновляемым источникам и видам топлива. Это в большой мере относится к регионам, которые находятся в фокусе данного проекта. Таким образом, проект может содействовать решению и этой задачи.

По оценкам ЦЭНЭФ, около 150 млрд руб. ежегодно тратится из федерального бюджета для субсидирования тарифов на энергию в изолированных регионах и оплату энергоснабжения бюджетофинансируемых организаций. Аналитический центр при Правительстве РФ оценил общий объем бюджетных средств и перекрестного субсидирования теплоснабжения по всей России на уровне свыше 70 млрд руб., большая часть которого направляется именно в северные регионы. Реализация проекта может значительно сократить эти субсидии без ущерба для экономической доступности и надежности энергетических услуг.

В данной работе дан анализ нынешнего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию и описаны пилотные проекты по низкоуглеродным решениям для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию для шести разных по размеру и параметрам энергоснабжения поселений. Задача данной работы – заложить основы для обсуждения в экспертном сообществе того, как следует разработать и запустить программу «Низкоуглеродные решения для изолированных российских регионов с высокими ценами на энергоресурсы».

27 декабря 2016 г. было проведено заседание Госсовета «Об экологическом развитии России в интересах будущих поколений». Был подготовлен Доклад «Об экологическом развитии России в интересах будущих поколений».¹ В нем обоснована необходимость подготовить и запустить федеральную программу «Низкоуглеродные решения для изолированных российских регионов с высокими ценами на энергоресурсы». Программы должны формироваться на основе типовых пакетов низкоуглеродных решений и оценки их экономической эффективности, потенциала и графика реализации мер по повышению энергоэффективности и выработке энергии на ВИЭ. В их рамках можно реализовать серию пилотных проектов, которые впоследствии могут служить основой для разработки региональных и федеральной целевой программ. Как указано выше, эта программа может включать не только северные территории, но и небольшие изолированные поселения по всей России, где очень дорого сохранять централизованное энергоснабжение. Опыт Аляски, Норвегии и арктической части Канады доказывает экономическую целесообразность таких решений даже в отсутствие субсидий на развитие ВИЭ в этих регионах. Реализация таких программ позволит заметно снизить бюджетные субсидии на завоз топлива.

Работа состоит из 4 разделов. В первом проведен анализ существующего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию. Во втором разделе приведены результаты анализа существующего уровня финансовой нагрузки на регионы с дорогостоящим децентрализованным энергоснабжением. В третьем разделе описан зарубежный опыт низкоуглеродной трансформации изолированных систем энергоснабжения. В последнем разделе описаны пилотные проекты по низкоуглеродным решениям для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию для

¹ ЦЭНЭФ-XXI координировал работу по подготовке этого Доклада.



шести пилотных поселков и сформированы предложения по возможным схемам запуска и организации финансирования федеральной и региональных программ «Низкоуглеродные решения для регионов без доступа к централизованному энергоснабжению и с высокими ценами на энергоресурсы».

Работа выполнена сотрудниками ЦЭНЭФ: И.А. Башмаковым, В.И. Башмаковым, К.Б. Борисовым, М.Г. Дзедзичеком, О.А. Лебедевым, А.А. Луниным, А.Д. Мышак.

Редактирование и оформление отчета выполнено Т.Б. Шишкиной и О.С. Ганзюк.

Авторы благодарят специалистов Департамента строительства, ЖКХ и энергетики Магаданской области и администрации Северо-Эвенского района Магаданской области, Министерство ЖКХ и энергетики Республики Саха (Якутия) и сотрудников администраций Кобяйского улуса и поселка Сангар Республики Саха (Якутия) за помощь в сборе необходимых данных и обсуждении промежуточных результатов работы.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта «Диалог и анализ для содействия низкоуглеродному развитию отдаленных российских регионов».

И.А. Башмаков

Исполнительный директор
ЦЭНЭФ

1 Анализ существующего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию

1.1 Основная часть территории России – это Крайний Север с большим числом изолированных систем энергоснабжения с очень высокими затратами на энергию

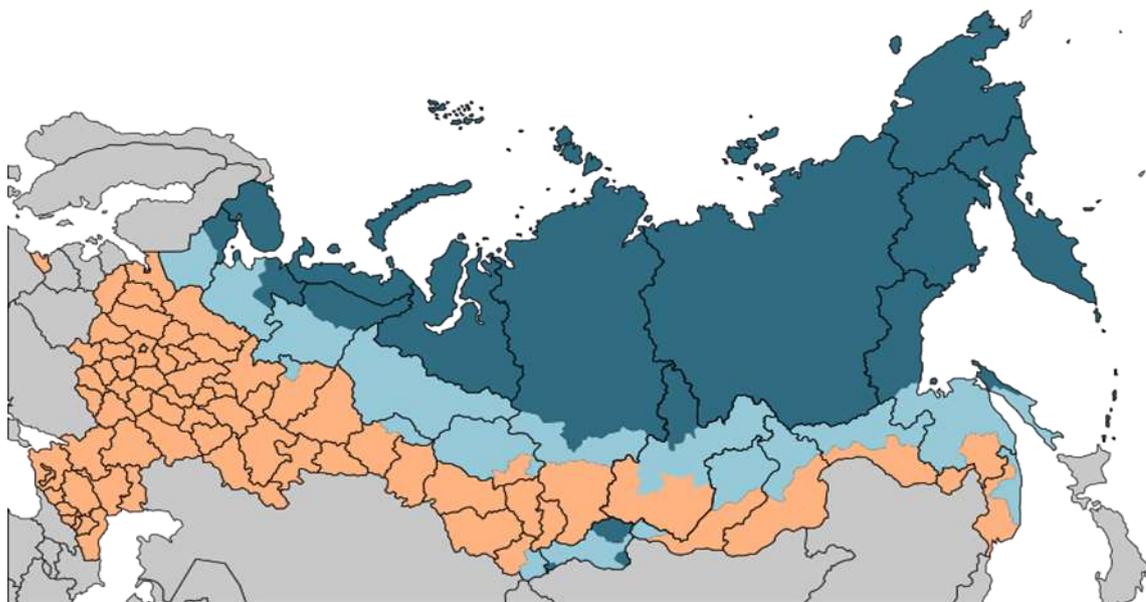
Экономическое благополучие России в значительной степени зависит от освоения обширных, но малонаселенных и труднодоступных территорий Крайнего Севера с суровыми климатическими условиями. На этих территориях проживает только 8% населения страны, но добывается 76% российской нефти, 93% природного газа, 95% угля, 95% золота, 100% алмазов, 100% икры лососевых, а также много других полезных ресурсов. На этих территориях выплавляется основная часть никеля, меди, алюминия. Вклад этих регионов в формирование ВВП России равен прямо 15-16%, а косвенно (с учетом доходов от транспорта ресурсов, строительства производственных объектов, финансовых и страховых услуг добывающим компаниям, торговых надбавок на продажу ресурсов) – 25-30%, вклад в формирование доходов бюджетной системы превышает половину, а их доля в формировании экспортных поступлений близка к 70%. Но на этих же территориях отопительный сезон длится 9-11 месяцев в году, строительство осложняется наличием вечной мерзлоты, а доставка грузов, включая топливо, возможна только в течение непродолжительного периода летней навигации из-за отсутствия постоянного наземного сообщения. Успешный опыт по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ в условиях Крайнего Севера позволяет решать стратегическую задачу по возрождению и активному развитию арктических территорий.

Проблема надежного и качественного электроснабжения удаленных малонаселенных поселений, рассредоточенных по огромной территории России, остается острой в социальном, техническом и экономическом аспектах (Суржикова, 2012). К таким потребителям относятся отдельные населенные пункты или их группы, изолированные от системы централизованного электроснабжения и имеющие слабые транспортные связи с развитыми энергетическими узлами. Это практически весь Крайний Север и приравненные к нему территории (рис. 1.1).

Потенциальный список регионов, имеющих большое число изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию, определяется двумя Постановлениями Правительства РФ: «Об утверждении Перечня районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей с ограниченными сроками завоза грузов (продукции)» от 23 мая 2000 г. № 402 и «О внесении изменений в перечень районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей с ограниченными сроками завоза грузов (продукции)» от 6 декабря 2016 г. № 1305. В этот список вошли 25 субъектов РФ (все острова Северного Ледовитого океана и его морей, а также острова Берингова и Охотского морей рассмотрены как один регион, см. табл. 1.1). В этих двух постановлениях указаны субъекты РФ, муниципальные образования (далее МО) и в ряде случаев конкретные населенные пункты с ограниченными сроками завоза грузов. Из 25 субъектов РФ для дальнейшего анализа сначала были отобраны 13 субъектов (сокращенный список регионов). Затем список был сокращен до 6 субъектов РФ, по которым ниже представлена более подробная информация. Это позволило оценить положение дел в изолированных системах энергоснабжения с высокими затратами на энергию как на основе данных статистики, так и с привлечением других источников информации. В указанных постановлениях Правительства перечислено несколько сотен населенных пунктов, но не все. Так, для Республики Саха (Якутия) указано: «все районы и

населенные пункты, за исключением городов Алдан и Томмот, поселков Ленинский и Нижний Куранах Алданского района и города Нерюнгри». Число населенных пунктов с «северным завозом» значительно превышает 1000. Но не во всех из них системы энергоснабжения децентрализованы. Также не во всех децентрализованных системах энергоснабжения осуществляется «северный завоз».

Рисунок 1.1 Районы Крайнего Севера и приравненные к ним территории (а) и регионы централизованного и автономного электроснабжения в России (б)



а



б

Источники: Википедия и V.E. Fortov, O.S. Popel, *Power in the modern world* (2011).



Таблица 1.1 Выбор регионов для проведения анализа нынешнего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию

Перечень регионов с «северным завозом»*	Сокращенный список регионов	Короткий список регионов
Все острова Северного Ледовитого океана и его морей, а также острова Берингова и Охотского морей	Республика Карелия	Республика Саха (Якутия)
Республика Алтай	Республика Коми	Камчатский край
Республика Бурятия	Республика Саха (Якутия)	Архангельская область
Республика Карелия	Красноярский край	Магаданская область
Республика Коми	Камчатский край	Мурманская область
Республика Тыва	Архангельская область	Ненецкий автономный округ
Республика Саха (Якутия)	Магаданская область	
Забайкальский край	Мурманская область	
Красноярский край	Сахалинская область	
Приморский край	Томская область	
Хабаровский край	Ненецкий автономный округ	
Камчатский край	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	
Пермский край	Чукотский автономный округ	
Амурская область	Ямало-Ненецкий автономный округ	
Архангельская область		
Иркутская область		
Магаданская область		
Мурманская область		
Сахалинская область		
Томская область		
Тюменская область		
Ненецкий автономный округ		
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра		
Чукотский автономный округ		
Ямало-Ненецкий автономный округ		
Еврейская автономная область		

Источник: ПП «О внесении изменений в перечень районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей с ограниченными сроками завоза грузов (продукции) от 6 декабря 2016 г. № 1305.

По оценкам, число децентрализованных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию превышает несколько тысяч, и они обслуживают более 11 миллионов человек. В Стратегии развития арктической зоны Российской Федерации до 2020 года, затрагивающей интересы 2 миллионов человек, проживающих в этой зоне, четко говорится о необходимости решать проблемы, связанные с энергоснабжением Арктики. Распределение поселков с децентрализованным энергоснабжением по численности населения дают Kiseleva et al. Они утверждают, что децентрализованные системы энергоснабжения (не присоединенные к основным сетям) обслуживают около 20 миллионов человек, распределенных по всему Крайнему Северу (рис. 1.1), который занимает 70% территории России.² Наложение изображений на рис. 1.1 показывает, что основная часть регионов Крайнего Севера и приравненных к нему территорий снабжается энергией децентрализованно. Около половины из них присоединены к автономным, но сравнительно крупным электрическим сетям (например, Норильск, Талнах и Кайеркан). Как отмечено в Суржикова (2012), более 11 миллионов человек проживают в 11680 поселениях с небольшими автономными системами генерации, обслуживающими менее 10000 чел.

² МФК оценивает число потребителей в изолированных зонах энергоснабжения в 10-15 млн чел. IFC. 2012. Renewable energy policy in Russia. Waking the Green Giant. IFC.



каждая и используемыми в основном дизельное топливо для выработки электроэнергии (табл. 1.2). Таким образом, в среднем население каждого такого поселения приближается к 1000 человек.

Таблица 1.2 **Распределение населения по масштабам децентрализованного энергоснабжения в России**

Количество жителей в поселениях, чел.	Число поселений	Всего жителей, чел.	Установленная электрическая мощность в расчете на поселение, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/час
До 50	13 500	172 600	менее 0,5	
51 - 500	11 100	2 400 000	0,5-1	менее 2
501 – 3000	5 700	5 900 000	1-10	2-18
3001 – 10000	580	2 600 000	более 10	18-60
Всего	30 880	11 072 600		

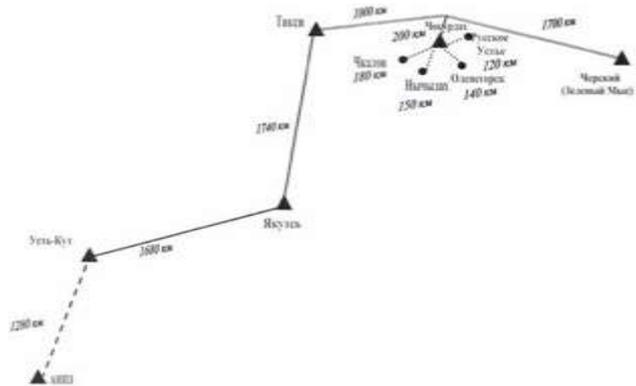
Источник: Surzhikova, 2012 и ЦЭНЭФ.

Если будет разработана средняя по размеру модель программы, то она будет иметь потенциал воспроизведения не менее 1000 раз по всей России, а если малая – то около 30000 раз. Количество поселений с населением свыше 3000 человек составляет не менее 580, а общее количество проживающих в них равно 2,6 млн чел. Количество поселений с населением свыше 2000 чел. составляет более 1000, а общее количество проживающих в них равно 5 млн чел. В каждом из этих 1000 поселений установленная электрическая мощность превышает 7 МВт, а установленная тепловая мощность централизованных источников тепла – 7 Гкал/час, не считая множества индивидуальных отопительных систем (котлы и печи), работающих на угле и дровах. Сюда можно добавить промышленные предприятия (добывающая, рыбная и пищевая промышленность), находящиеся в отдаленных районах, и военные городки. Однако для оценки потребления ими топлива не хватает данных. Количество поселений с населением свыше 500 человек составляет более 6000.

Дефицит энергии и ее дороговизна сдерживают развитие местной экономики и ограничивают возможности обеспечения комфортности проживания, а значит, и привлекательности северных территорий (подробнее см. раздел 2). Крайний Север характеризуется особыми условиями:

- экономическая замкнутость территорий;
- ограниченная транспортная доступность, сезонность навигации, сложные, многозвенные транспортные схемы доставки топлива (до 7000 тыс. км) с многочисленными перевалками (рис. 1.2 и 1.3), включающие затраты на аренду, охрану, загрузку, перезагрузку, поддержание автозимников и доставку топлива иногда только на второй год от момента его отправки из исходного пункта поставки в связи с изменениями водности северных рек и ледовой обстановки;
- необходимость по этой причине в отдельных случаях иметь полутора-двухгодовой запас топлива;
- продолжительный отопительный сезон (9-11 месяцев), полярная ночь, пурги, низкие температуры и высокие ветровые нагрузки;
- угроза деградации вечной мерзлоты под воздействием изменения климата;
- относительно малые единичные электрические и тепловые нагрузки потребителей Крайнего Севера.

Рисунок 1.2 Схемы завоза жидкого топлива в Якутию



I – северный вариант, до 10%; II – сибирский вариант, до 85%; III – дальневосточный вариант, до 5%, и возможные заводы сооружения ПАСММ (1 – Санкт-Петербург, Балтийский завод, Ижорский завод; 2 – Северодвинск, «Севаш»; 3 – Нижний Новгород, ОКБМ; 4 – ДВФО, «Звезда»). На территории Республики Саха (Якутия) зона локальной энергетики занимает порядка 2 млн км² (63%), на которой проживает 14% населения республики.

Многосвязная схема доставки жидкого топлива в северный Аллаиховский улус Якутии (км)

	ж/дорога	река	море	авто-зимник	ИТОГО
АНПЗ-Усть-Кут	1280				1280
Усть-Кут-Якутск		1680			1680
Якутск-Тикси		1740			1680
Тикси-Чокурдах		200	1000		1200
Чокурдах-Наслеги				590	590
Всего	1280	3620	1000	590	6490

Источник: Лебедев и др. (2011).

Рисунок 1.3 «Северный завоз» топлива



Источники: Якутскэнерго; <http://news.ykt.ru/article/48033>; http://old.sakha.gov.ru/sites/default/files/story/img/2014_04/2/IMG_3252.JPG; <http://nnm.me/blogs/Anatolyas/mchs-spasaet-yakutiyyu-ugol-vozyat-samoletami>³

³ Подчас из-за недостатка топлива возникают чрезвычайные ситуации, для ликвидации которых уголь в северные поселки доставляют самолетами. В 2013 г. в Якутии реки обмелели, лед встал необычно рано, 17 теплоходов с топливом и продуктами застряли на реках, не дойдя до мест назначения. Чтобы воспользоваться находящимися на судах запасами, надо ждать декабря, когда, может быть, удастся проложить «зимник»



Стоимость ежегодного «северного завоза» топлива в районы Крайнего Севера и приравненных к ним местностей в 2016-2017 гг. превышает 100 млрд руб. По программам «северного завоза» ежегодно завозятся значительные объемы:

- жидкого топлива: в Иркутскую область – 15 тыс. т, в Якутию – 740 тыс. т; в ЯНАО – 89 тыс. т; в ХМАО – 11 тыс. т; в НАО – 10 тыс. т, в Хабаровский край – 24 тыс. т; в Камчатский край – 30 тыс. т; в Чукотский АО – 140-148 тыс. т; в Красноярский край – 62 тыс. т;
- угля: в Иркутскую область – 110 тыс. т, в Якутию – 370 тыс. т, в ЯНАО – 18 тыс. т; в ХМАО – 18 тыс. т; в НАО – 22 тыс. т; в Хабаровский край – 21 тыс. т; в Камчатский край – 127 тыс. т; в Чукотский АО – 370-415 тыс. т; в Красноярский край – 160 тыс. т;
- дров: в ЯНАО – 4-6 тыс. м³, в НАО – 11 тыс. м³.

Суммарные расходы на «северный завоз» топлива в 2010 г. были оценены в 45 млрд руб. (Лебедев и др., 2011). С учетом роста цен на топливо к настоящему моменту они более чем удвоились. В 2015 г. стоимость северного завоза топлива в ЯНАО составила 4,1 млрд руб., в Хабаровском крае – 1,3 млрд руб.; в ХМАО – 0,5 млрд руб. Стоимость северного завоза в Якутии равна 31,3 млрд руб., из которых 7,7 млрд руб. – кредиты. Большая часть этих расходов приходится на завоз топлива.

В Якутии средняя цена завозимого по «северному завозу» дизельного топлива в 2016 г. была равна 64 тыс. руб./т.⁴ В целом по регионам «северного завоза» она варьирует от 40 до 100 тыс. руб./т. Доля транспортной составляющей в цене топлива у конечного потребителя достигает 30-80%. В 2010 г. затраты на транспорт 1 т жидкого топлива были равны 15-30 тыс. руб./т (Лебедев и др., 2011). С учетом инфляции в 2017 г. их можно оценить равными 23-46 тыс. руб./т. При стоимости дизельного топлива для потребителей центральной части России примерно 46 тыс. руб./т получается, что цена дизельного топлива для многих изолированных районов равна 60-95 тыс. руб./т. Во многих случаях именно расходы на транспорт топлива (или их часть) покрываются за счет бюджетных субсидий, делая энергию экономически более доступной. Цены угля в районах северного завоза достигают 5-12 тыс. руб./т. В НАО при цене 7,6 тыс. руб./т уголь населению отпускается по цене 2,1 тыс. руб./т, а дрова – по цене 1,26 тыс. руб./м³ при их стоимости 4,3 тыс. руб./м³. В Северо-Эвенском районе при цене угля 11,9 тыс. руб./т уголь населению отпускается по цене 3,1 тыс. руб./т.

1.2 Проблемы эксплуатации изолированных систем энергоснабжения

1.2.1 Системы электроснабжения

По степени централизации электроснабжения на территории России можно выделить три зоны (Суржикова, 2012). Первая зона включает экономически более развитые районы, входящие в сферу действия объединенных энергосистем. Вторая зона охватывает районы, находящиеся на более низких стадиях формирования систем централизованного электроснабжения, где функционируют изолированные районные энергосистемы и энергоузлы. Третья зона включает небольшие изолированные энергоузлы, главным образом сельские населенные пункты, не охваченные централизованным электроснабжением, удаленные от топливных баз, имеющие сложную и затратную схему доставки топлива.

(временную автомобильную дорогу по льду рек). Поэтому были использованы самолеты МЧС.

<http://nnm.me/blogs/Anatolyas/mchs-spasaet-yakutiyu-ugol-vozyat-samoletami>.

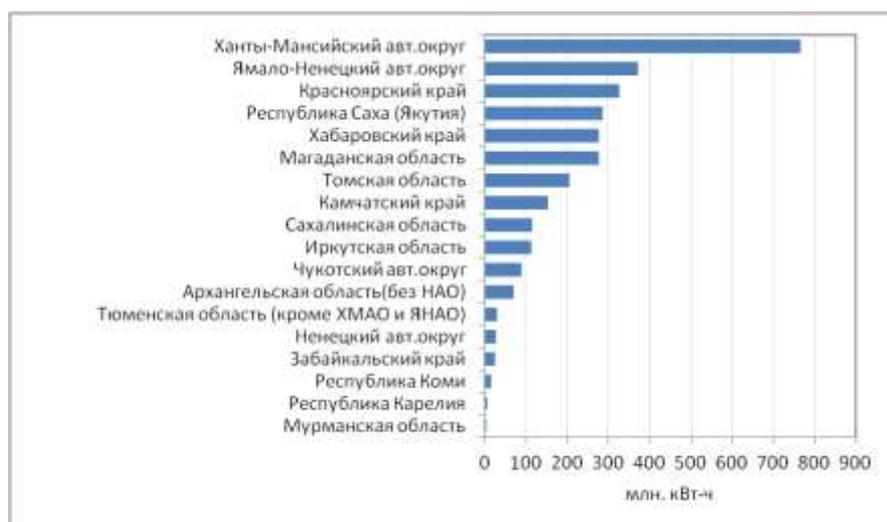
³<http://www.1sn.ru/167345.html>.

⁴<http://www.1sn.ru/167345.html>.

Потребители такого типа рассредоточены практически по всем районам Севера, Сибири и Дальнего Востока (рис. 1.1). Изолированные системы энергоснабжения 3-й зоны в основном используют ДЭС в качестве генераторов электроэнергии. Только на территории Республики Саха (Якутия) работает 145 дизельных станций. Для этих систем характерны: доминирование ДЭС в выработке электроэнергии, высокие удельные расходы топлива, низкие КИУМ, высокий износ оборудования, высокий износ и высокий уровень потерь в местных электрических сетях и, как результат, очень высокая стоимость электроэнергии.

Суммарную стоимость дизельного топлива для выработки электроэнергии на ДЭС в изолированных системах энергоснабжения (с учетом его доставки) в 2015 г. можно оценить близкой к 60-80 млрд руб. К этому следует еще добавить стоимость масла примерно на 4 млрд руб. Такие оценки получаются, если в качестве средней цены дизельного топлива использовать 60-80 тыс. руб./т при объеме его потребления около 1 млн т. Согласно данным формы «1-натура», объем выработки электроэнергии на ДЭС общего пользования в России в 2015 г. составил 3475 млн кВт-ч. Не вся эта электроэнергия выработана именно в изолированных системах. Из этого объема на регионы с большой долей изолированных систем энергоснабжения пришлось 3142 млн кВт-ч. На выработку такого объема электроэнергии было израсходовано более 820 тыс. т дизельного топлива. Согласно данным статистической формы «11-ТЭР», выработка электроэнергии на ДЭС России составила в 2015 г. 3675 млн кВт-ч, а в 2014 г. – 4487 млн кВт-ч. Расход дизельного топлива соответственно составил 861 и 992 тыс. т. Поскольку по форме «11-ТЭР» не отчитываются малые предприятия, доля которых в изолированных районах велика, а в форме «1-натура» показаны только ДЭС общего пользования, можно оценить годовой объем выработки электроэнергии в изолированных районах на уровне около 4 млрд кВт-ч. Это только 0,4% от суммарного потребления электроэнергии в России в 2015 г. Ежегодное потребление дизельного топлива на ДЭС с учетом затрат жидкого топлива на его доставку близко к 1 млн т.⁵ Косвенно эту оценку подтверждает объем производства арктического дизельного топлива на НПЗ России, который составил 1,43 млн т в 2015 г. и 0,89 млн т в 2014 г.

Рисунок 1.4 Масштабы выработки электроэнергии на ДЭС общего пользования в регионах с большой долей изолированных систем энергоснабжения в 2015 г.



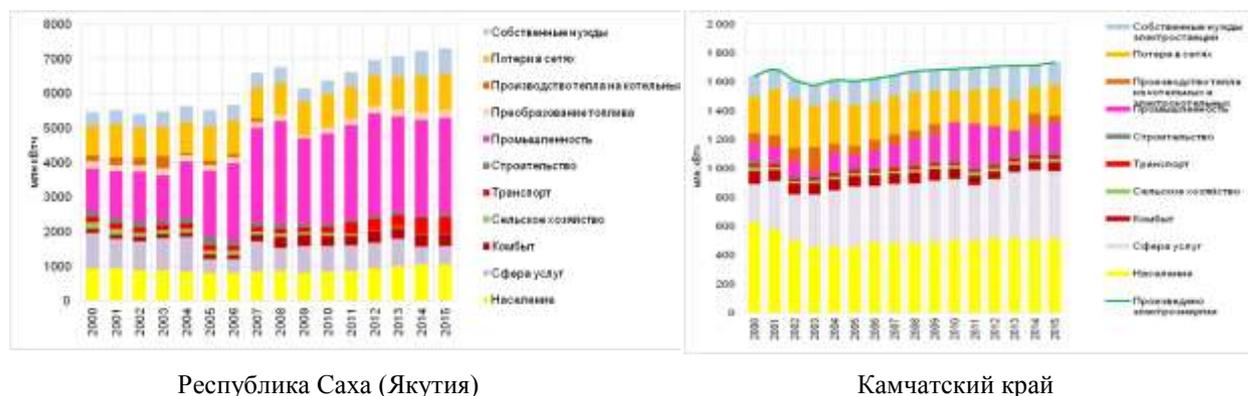
Источник: ЦЭНЭФ по данным формы «1-натура»

⁵ В работе С. Филиппова (2009) потребление дизельного топлива на ДЭС России в 2007 г. было оценено равным 2,83 млн т, или 1,95 млн т, а выработка электроэнергии на ДЭС – 7,4 млрд кВт-ч. Filippov S.P. Small-capacity power engineering in Russia. Thermal engineering. 2009. No. 8. Pp. 665-672.

Источники малой мощности, используемые для автономного электроснабжения, как правило, имеют низкие технико-экономические показатели, а недопоставки топлива влекут за собой длительные перерывы в энергоснабжении или регулярные отключения до 12 часов в сутки. При эксплуатации большей части физически изношенных ДЭС удельные расходы топлива могут достигать 600 гут/кВт-ч. По данным статистики, средний КПД дизельных генераторов в России составляет 36%, но в ряде отдаленных регионов он часто опускается даже ниже 30%. КПД российских дизельных электростанций значительно ниже НДТ (47%), так как они устарели и неэффективно работают с низким коэффициентом загрузки. Автономные потребители характеризуются крайней неравномерностью потребления электроэнергии, что приводит к существенному недоиспользованию установленной мощности ДЭС, снижению КПД и росту удельного расхода топлива на выработку электроэнергии. Даже в режиме «холодного хода» (при нулевой потребляемой мощности) расход топлива уменьшается только на 15-20% от режима «пиковой нагрузки» (Суржикова, 2012).

В большинстве северных регионов потребление электроэнергии в 2000-2015 гг. росло (рис. 1.5). Структура потребления в большой степени зависит от промышленной специализации регионов. В некоторых регионах довольно велика доля промышленности. В менее промышленно развитых территориях почти половина приходится на потребление электроэнергии в зданиях. Такие же различия характерны и для поселков с изолированными системами электроснабжения.

Рисунок 1.5 Динамика и структура потребления электрической энергии в отдельных северных регионах



Источник: ЦЭНЭФ

Независимо от соотношения промышленного и бытового потребления электроэнергии на долю систем жизнеобеспечения (собственные нужды ДЭС, котельные, водопровод и канализация) приходится четверть потребления электроэнергии. Поэтому экономия воды и тепла дает еще косвенный эффект в виде экономии электроэнергии. На примере электробаланса Северо-Эвенского района видно, что на долю населения и сферы услуг приходится около 40% выработки электрической энергии. Еще 16% приходится на коммунальный комплекс и 40% – на собственные нужды и потери в сетях. На долю производственного потребления приходится только 4% потребления электроэнергии. Напротив, в МО «Поселок Айхал» на долю промышленности приходится 54% потребления электроэнергии, а на долю зданий – около 10% (табл. 1.3).

Более 15% крайне дорогой вырабатываемой на ДЭС электроэнергии расходуется на цели отопления для ликвидации дефицита теплового комфорта. На цели освещения расходуется 18-20%. Высокая доля расхода электроэнергии на нужды освещения и отопления в поселениях с тарифами, существенно превышающими 20 руб./кВт-ч, – это недопустимая роскошь. В ряде населенных пунктов котельные не обеспечивают здания



качественным теплоснабжением, и приходится использовать электрообогреватели. Например, в Онхойском наслеге Верхневиллойского улуса или в поселке Айхал Мирнинского района Республики Саха (Якутия) на электротепловые приходится 29% всей вырабатываемой тепловой энергии.

Только за счет ликвидации проблем с системами отопления и модернизации систем освещения потенциал экономии электроэнергии можно оценить в 35-45%. В программе, разработанной ЦЭНЭФ для Северо-Эвенского района Магаданской области в 2001 г., потенциал экономии электроэнергии был оценен равным 42%. С появлением светодиодных технологии он даже вырос. Для поселка Айхал и для Кобяйского улуса Республики Саха (Якутия) возможная степень реализации потенциала на горизонте до 2020 г. оценена равной 25% и 21% соответственно. Понятно, что до 2020 г. возможна реализация только части технического потенциала. Поэтому диапазон оценки технического потенциала в 35-45% можно считать реалистичным.

Таблица 1.3 Структура потребления электроэнергии в МО «Поселок Айхал» в 2011 г.

Группа потребителей	Доля в суммарном объеме потребления (%)				Всего в топливном эквиваленте*
	электрической энергии	тепла	газа	дизельного топлива	
Промышленность	53,5	35	0	0	38
Сельское хозяйство	0	0	0	0	0
Транспорт	0	0	0	100	0
Коммунальное хозяйство	25	15	100	0	13
Жилищный фонд	8,4	35	0	0	35,5
Бюджетные учреждения	1,1	4	0	0	2
Строительство	0	0	0	0	0
Прочие потребители	12	11	0	0	11,5
Всего	100	100	100	100	100

*Суммарное потребление электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования в топливном эквиваленте составило в 2007 году более 70,09 тыс. туг.

Источник: Муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности МО «Поселок Айхал» Мирнинского района РС (Я) на 2012-2015 гг. и на период до 2020 г.». 2012.

В программах по повышению эффективности потребления электрической энергии реализуются такие меры, как внедрение ЧРП, замена неизолированных электрических сетей на самонесущие изолированные, замена систем освещения и бытовых приборов на более энергоэффективные, установка энергоэффективных двигателей и замена промышленного оборудования на более энергоэффективные образцы. В отдельных районах в программах по повышению энергоэффективности заложен очень ограниченный перечень мероприятий. Так, в Сусуманском районе Магаданской области в программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности бюджетных учреждений на 2016 год» заложены только меры по модернизации систем освещения и по ремонту отдельных зданий без указания набора мер в проектах ремонта. Объем финансирования программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в МО «Тюмюрский наслег» Нюрбинского района Республики Саха (Якутия) на 2013-2015 годы» составляет 260 тыс. руб., которые предназначены для установки приборов учета, фотореле, замены светильников для уличного освещения и замены внутридомового освещения.

Вместо реализации потенциала экономии электроэнергии во многих населенных пунктах (например, Сургулукский и Оросунский наслеги, села Оросу, Туобуйя Верхневиллойского улуса, село Сеген-Кюель Кобяйского улуса Республики Саха (Якутия)) **для ликвидации дефицита электроэнергии уже построены или планируются к строительству новые ДЭС.** Только в селе Бютэйдэх планировалось заменить ДЭС на солнечную станцию (25 кВт-ч).

1.2.2 Системы теплоснабжения

Объем субсидий в системах теплоснабжения удаленных муниципальных образований Крайнего Севера можно оценить в 2017 г. в 18-24 млрд руб. Совокупное потребление тепловой энергии в более чем 1000 поселений без централизованного энергоснабжения с общим населением 5 миллионов человек можно оценить в 100 млн Гкал. Если допустить, что средняя цена тепловой энергии находится в диапазоне 3-4 тыс. руб. (а она может превышать в отдельных поселениях 20 тыс. руб.), то получим стоимость тепловой энергии для этих регионов 300-400 млрд руб. Если допустить, что стоимость топлива составляет примерно половину экономически обоснованного тарифа, то получим расходы на топливо для систем теплоснабжения 150-200 млрд руб. По оценкам Аналитического центра при Правительстве РФ, в России⁶ в 2014 г. субсидии в системах теплоснабжения в 2014 г. составили 72 млрд руб. Аналитический центр указывает, что большая доля субсидий в перечисленных в табл. 1.4 субъектах РФ приходится всего на несколько муниципальных районов с большой долей изолированных систем энергоснабжения.

Таблица 1.4 Субсидии на компенсацию разницы между экономически обоснованными тарифами и тарифами для населения в теплоснабжении в 2014 г. (млрд руб.)

	Субсидии на теплоснабжение в части компенсации разницы между ЭОТ и тарифами для населения	Субсидии на котельные на нефтепродуктах	Доля субсидий на котельные на нефтепродуктах в совокупных субсидиях на теплоснабжение
Россия	72,2	13	18%
Мурманская область	1,98	1,57	79%
Приморский край	1,69	1,69	100%
Республика Саха (Якутия)	12,13	3,5	29%
Красноярский край	4,87*	1,8**	38%
Республика Коми	0,74	0,3**	41%
Камчатский край	3,03	0,47	16%
Республика Карелия	0,57	0,3**	53%
Иркутская область	1,47	0,55	37%
Архангельская область	1,26	0,07	6%

Источник: Аналитический центр при Правительстве РФ, Росстат.

Снижение объема субсидий на энергоснабжение от топливных источников должно стать одной из ключевых целей государства при модернизации систем энергоснабжения изолированных регионов. Эти средства можно направить на развитие регионов крайнего Севера. Системы теплоснабжения в регионах с большой долей изолированных систем энергоснабжения характеризуются: низкими температурами (средняя температура января доходит до -30-35°C и может временами достигать -60°C; высоким показателем градусосуток отопительного периода (более 7800 в Магаданской области и свыше 10000 в Якутии); высокой долей выработки тепловой энергии на мелких котельных⁷ и на индивидуальных установках с низкими параметрами эффективности; высокими потерями тепла в изношенных тепловых сетях, которые, как правило, прокладываются надземно из-

⁶ По поручению Заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Дворковича Аналитический центр должен был оценить целесообразность перехода субъектов РФ, использующих нефтепродукты на котельных, на местные и возобновляемые виды топлива.

⁷ Часто в поселках котельные отапливают только здания школ, больниц, административные здания, а большая часть жилых зданий отапливается индивидуально угольными или дровяными котлами и печами. Кроме того, из-за низкого качества работы систем теплоснабжения даже в зданиях, подключенных к ним, могут быть установлены дополнительные отопительные печи для ликвидации дефицита теплового комфорта.



за вечной мерзлоты; высокой долей угля и жидкого топлива в топливном балансе котельных, а также высокой долей угля и дров в системах индивидуального теплоснабжения.

В табл. 1.5 приведены отдельные характеристики систем теплоснабжения для ряда субъектов РФ. Доля изолированных систем теплоснабжения в них варьирует значительно, и для таких систем параметры эффективности, как правило, существенно ниже, чем в среднем по соответствующему субъекту РФ.

Таблица 1.5 Характеристики систем теплоснабжения в регионах с большой долей изолированных систем энергоснабжения в 2015 г.

Субъекты РФ	Потребление тепловой энергии	Доля потерь в тепловых сетях	Удельный расход топлива	Доля тепловой энергии, выработанной на:			Доля тепла, произведенного котельными мощностью до 3 Гкал/ч
				твердом топливе	жидком топливе	газообразном топливе	
	тыс. Гкал	%	кгуг/Гкал	%	%	%	%
Республика Карелия	7437	5,6	161,8	77,5	9,6	3,2	5,7
Республика Коми	19287	14,1	169,6	65,8	8,1	24,8	4,0
Ненецкий авт.округ	904	14,0	150,4	26,2	12,3	61,5	23,9
Архангельская область (без НАО)	20694	10,7	189,9	87	3,9	7,3	3,9
Мурманская область	11541	8,7	160,3	25,6	47,1	0,8	1,0
ХМАО	23972	14,8	159,1	9,1	10,9	78,9	2,0
ЯНАО	11053	15,1	168,9	6	25,6	68,4	1,0
Тюменская область (без округов)	16194	8,9	164,8	9,9	0,9	87,9	27,1
Республика Бурятия	7093	19,7	194,7	89,9	2,4	0,4	20,1
Республика Тыва	1318	10,2	198,4	95,2	0	0	25,7
Забайкальский край	8667	18,3	179,7	96,4	1	0	11,4
Красноярский край	47655	12,2	255,2	83,6	4,1	0,4	4,9
Иркутская область	38703	14,2	257,0	82,3	4,9	0,6	3,0
Томская область	9791	22,5	166,6	60,9	4,6	31,4	16,5
Республика Саха (Якутия)	14739	24,8	174,4	51,7	15,1	31	10,2
Камчатский край	3361	17,2	189,3	44,7	30,5	3,1	13,2
Приморский край	13215	20,6	205,8	72,5	21	1,1	10,4
Хабаровский край	15465	24,3	144,8	77,7	14	5,7	4,0
Магаданская область	2565	20,5	171,3	49,3	30,4	0	0,7
Сахалинская область	4834	20,9	182,4	71,9	16,9	10,5	10,4
Еврейская автономная область	1172	17,2	206,0	97,5	2,5	0	23,6
Чукотский авт.округ	951	9,6	81,9	79,5	20,5	0	5,1

Источник: ЦЭНЭФ по данным формы «1-ТЕП».

Рисунок 1.6 Типовые примеры котельных и состояния тепловых сетей в поселках с изолированными системами теплоснабжения (Магаданская область)



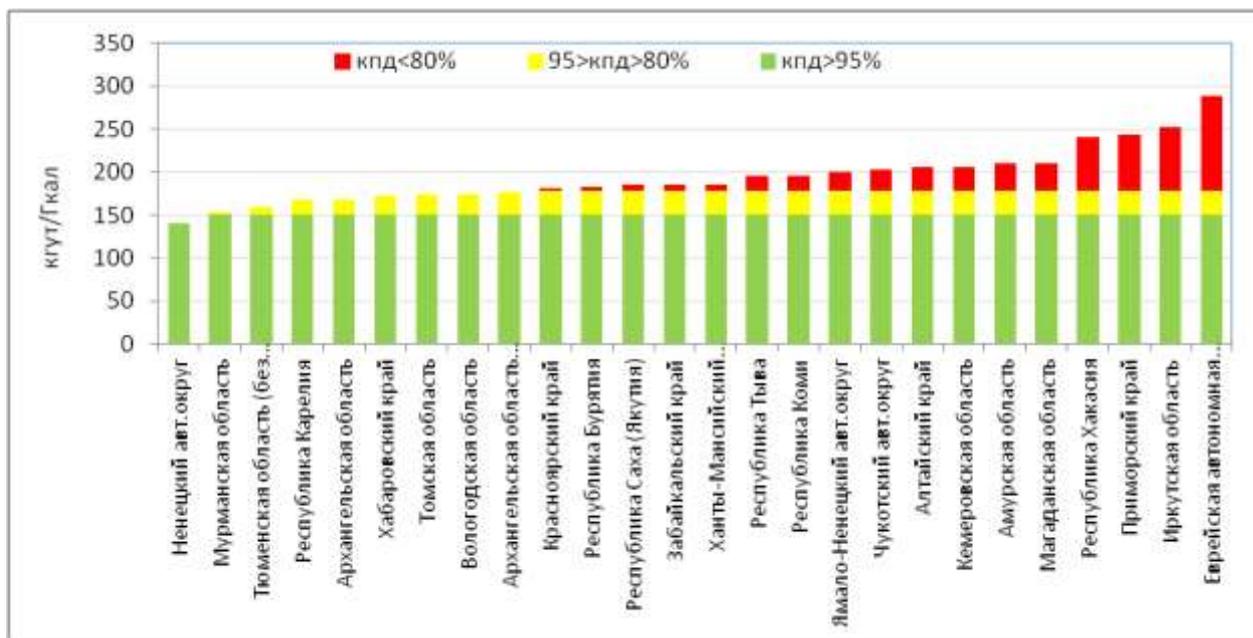
Источник: фото ЦЭНЭФ

Анализ проблем котельных изолированных поселений позволяет поставить следующий диагноз: низкий уровень технической инвентаризации и паспортизации котельных; недостаточная оснащенность приборным учетом как потребления топлива, так и отпуска тепловой энергии; низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования; отсутствие на многих котельных работ по наладке режимов котлов; нарушение качества топлива, вызывающее отказы горелок; низкий уровень автоматизации, отсутствие автоматики или применение непрофильной автоматики; высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии; отсутствие или низкое качество водоподготовки; несоблюдение температурного графика; высокая стоимость топлива; нехватка и недостаточная квалификация персонала котельных. Для ранжирования регионов по удельному расходу топлива на отпуск тепловой энергии от котельных использовались данные двух форм статистической отчетности за 2015 г.: «11-ТЭР» и «1-ТЕП». Данные по удельному расходу топлива на отпуск тепловой энергии в этих формах не совпадают. ЦЭНЭФ провел фильтрацию информации и сформировал значения для каждого региона на базе анализа обеих форм. Итоги ранжирования регионов по удельному расходу топлива на отпуск тепловой энергии от котельных (рис. 1.7) позволяют сформулировать следующие выводы:

- удельные расходы свыше 220 гут/кВт·ч (КПД менее 65%) наблюдаются в 11 регионах, включая Иркутскую и Еврейскую автономные области, Республику Хакасия и Приморский край;
- удельные расходы свыше 179 гут/кВт·ч (КПД менее 80%) наблюдаются в 18 регионах, преимущественно Сибирского и Дальневосточного ФО;
- в целом, удельные расходы на котельных тем выше, чем ниже доля природного газа в их топливном балансе и чем выше доля малых котельных (до 3 Гкал/ч).

На рис. 1.7 показаны средние по субъекту РФ удельные расходы топлива. Распределение для МО выглядит аналогично, только уже вокруг среднего удельного расхода топлива по субъекту РФ. Самый высокий удельный расход может в 2 раза превышать среднюю по региону величину. Наконец, для каждого МО существует такое же распределение, но уже вокруг среднего для него удельного расхода. В итоге, удельные расходы топлива на самых плохих котельных могут в 2-3 раза превышать средние по субъекту РФ и составлять более 286 кг/Гкал, что равнозначно КПД ниже 50%.

Рисунок 1.7 Ранжирование отдельных регионов Российской Федерации по удельному расходу топлива на котельных на отпуск тепловой энергии (данные за 2015 г.)



Источник: ЦЭНЭФ

Во многих локальных системах теплоснабжения отмечается значительный избыток располагаемых мощностей. Их содержание приводит к существенному росту удельных расходов и издержек. Удельный расход электроэнергии на выработку и транспорт теплоты для большинства котельных существенно превышает нормативные значения. Для снижения электропотребления на котельных необходимо реконструировать системы их электропитания с использованием новых образцов техники с улучшенными эксплуатационными и надежностными характеристиками.

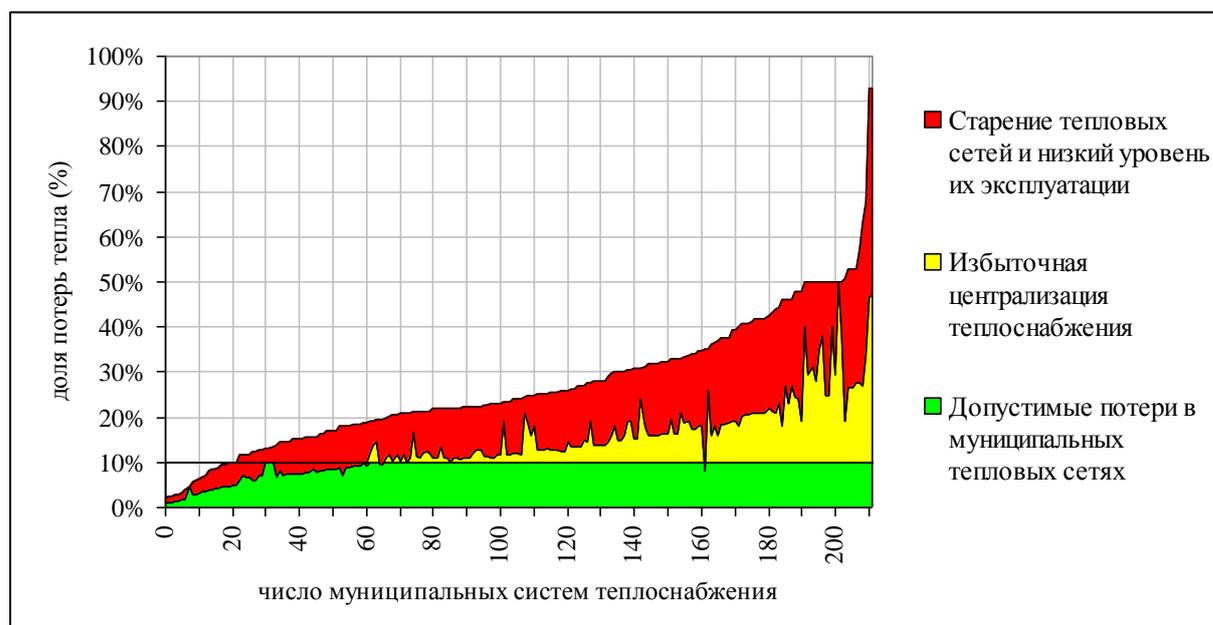
Важной причиной низких КПД систем отопления в целом и котельных в частности является практически полное отсутствие контрольно-измерительного оборудования во всех элементах систем теплоснабжения. Это не позволяет производить эффективную и быструю наладку режимов работы оборудования и системы. Наладка тепловой сети не проводится десятилетиями, равно как и промывка внутридомовых систем отопления. Зачастую это происходит из-за отсутствия организаций, способных квалифицированно выполнить работу по наладке режимов работы тепловых сетей.

В 6 регионах – Томская область, Республика Саха (Якутия), Приморский край, Хабаровский край, Магаданская область и Сахалинская область – даже **средний по субъекту РФ уровень потерь тепловой энергии в сетях превышает 20%**. В границах каждого субъекта наблюдается существенный разброс по уровню потерь в тепловых сетях МО, а в границах каждого МО – по отдельным изолированным системам теплоснабжения. Уровень потерь определяется долей промышленного потребления тепла (чем он выше, тем потери в целом ниже), долей ветхих сетей, степенью централизации систем

теплоснабжения и плотностью тепловой нагрузки, качеством их эксплуатации, технологиями прокладки и другими факторами.

Нормативные потери в тепловых сетях небольших систем теплоснабжения могут достигать и превышать 20%, тогда как реальные могут быть существенно выше. Данные статистической отчетности отражают не реальный уровень потерь (определение которого требует затратных испытаний), а только его оценки. Как правило, реальные потери оказываются выше отчетных (рис. 1.8). Доля ветхих сетей влияет на уровень потерь, но не является основным определяющим фактором. Важным фактором является плотность тепловых нагрузок. Для 70% российских систем теплоснабжения плотность нагрузок находится за пределами зоны высокой эффективности централизованного теплоснабжения и даже вне зоны предельной эффективности централизованного теплоснабжения. В системах с низкими плотностями высоки даже нормативные потери в сетях. Низкое качество их эксплуатации приводит к повышению потерь по сравнению с нормативными еще на 5-35%. Тепловые сети в районах Крайнего Севера проложены, как правило, надземно, поскольку населенные пункты находятся в зоне вечной мерзлоты.

Рисунок 1.8 Распределение тепловых сетей ХМАО по уровню потерь



Источник: I. Bashmakov, K. Borisov, M. Dzedzichek, A. Lunin, I. Gritsevich. Resource of energy efficiency in Russia: scale, costs and benefits, CENEf. 2008. www.cenef.ru.

Фактические потери в 70% систем теплоснабжения составляют 20-60%. Состояние многих тепловых сетей неудовлетворительное. Высоки утечки теплоносителя. Одноконтурные системы теплоснабжения требуют повышенного расхода электроэнергии. Внутридомовые сети и радиаторы засорены, потребители в больших объемах сливают воду для обеспечения циркуляции, что ведет к повышенному расходу теплоносителя и топлива, а по причине отсутствия водоподготовки – к ускоренному износу оборудования котельных и тепловых сетей. Во многих системах теплоснабжения частота отказов превышает приемлемый уровень, в ряде систем приближается к критическому, а во многих системах уже превысила критический уровень. Интенсивность перекладки трубопроводов составляет 2-3%, что ниже необходимого уровня перекладки (5-8%).

Главными проблемами эксплуатации тепловых сетей, находящихся в населенных пунктах с изолированными системами теплоснабжения, являются:



- высокий уровень потерь;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей – в целом, они составляют около 50% всех затрат в системах теплоснабжения;
- избыточная централизация, которая обуславливает завышение даже нормативных потерь на 5-10%;
- высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов;
- неудовлетворительное техническое состояние тепловых сетей, нарушение тепловой изоляции и высокие потери тепловой энергии;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и сопутствующие ему недотопы и перетопы отдельных зданий.

Техническое состояние котельных, тепловых сетей и внутридомовых систем отопления, горячего и холодного водоснабжения имеет ярко выраженную деградиционную составляющую. Обследования подвальных помещений зданий и тепловых сетей показали, что значительное количество тепла теряется с утечками теплоносителя. Они являются основным показателем деградации системы и приводят к большому недоотпуску тепла.

Многие системы теплоснабжения имеют один характерный недостаток – отсутствие системы подготовки теплоносителя, что существенно сокращает срок жизни котлов, теплопроводов и внутридомовых систем. Это является одной из самых серьезных проблем пос. Сангар Республики Саха (Якутия), где оборудование новых котельных и тепловых сетей быстро выходит из строя из-за очень низкого качества подпиточной воды. В таких системах затраты на ремонт и восстановление оборудования в 3-4 раза превышают нормативные величины, а аварийность на порядок выше, чем в системах с качественной водоподготовкой. Кроме того, подготовка технической и технологической воды существенна и для работы ДЭС, так как от эффективности и качества их охлаждения зависят удельные расходы топлива на выработку электроэнергии. Ухудшение условий теплообмена в системах охлаждения ДЭС, приводящее к увеличению температуры поверхности головки цилиндра на 1°C, приводит к увеличению расхода топлива на 10 г/кВт-ч.

Доля централизованного теплоснабжения в северных поселках сильно варьирует. Она может составлять только 15-20% при использовании для остальных зданий печного отопления или газовых котлов (при наличии газа, например, в Якутии). В других поселках доля централизованного теплоснабжения может достигать до 40-50% и даже до 100%. В значительной мере эта доля зависит от характеристик жилого фонда. Так, в Верхневиллюйском улусе Якутии доминирует одноэтажный жилой фонд (97% зданий), а в пос. Эвенск Магаданской области – многоэтажный (рис. 1.9). Доля централизованного теплоснабжения организаций социальной сферы существенно выше, чем жилого фонда.

Рисунок 1.9 Примеры фонда зданий населенных пунктов Крайнего Севера

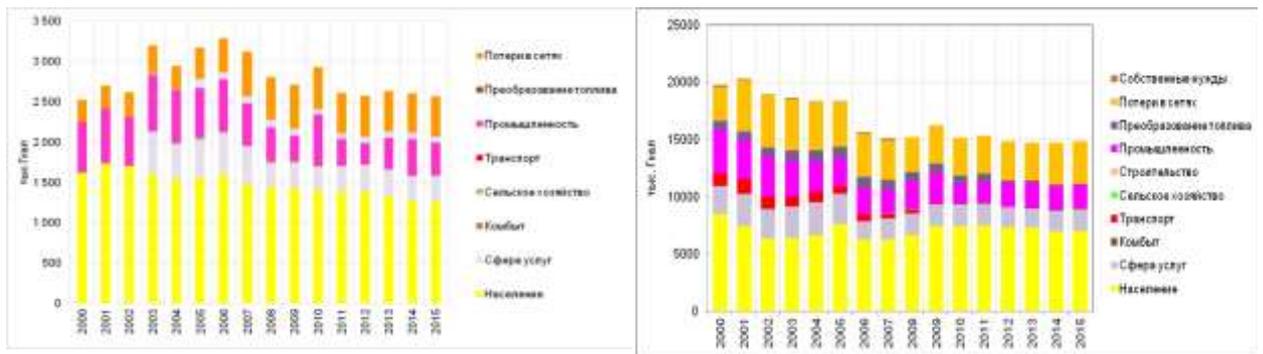


Верхневилуйский улус Якутии

Эвенск Магаданской области

В структуре потребления тепловой энергии и тем более в структуре полезного отпуска явно доминируют здания (на рис. 1.10 это население и сфера услуг). На них, а также на потери тепловой энергии, связанные с обеспечением теплом зданий, приходится до трех четвертей всего потребления тепла. В отдельных населенных пунктах с изолированными системами энергоснабжения доля зданий может достигать 85%.

Рисунок 1.10 Динамика и структура потребления тепловой энергии в отдельных северных регионах



Магаданская область

Хабаровский край

Источник: ЦЭНЭФ

Удельный расход тепловой энергии на отопление жилого фонда равен 0,25-0,9 Гкал/м²/год при среднем по России 0,18 Гкал/м²/год. Численность населения во многих поселках Крайнего Севера не растет, поэтому жилищное строительство, в основном, носит замещающий характер. Повышенные требования к строительству новых зданий могут дать только очень ограниченный эффект, и упор необходимо делать на капитальный ремонт имеющегося фонда зданий. Приборов учета тепла у потребителей довольно мало или нет вовсе. Поэтому как показатели выработки тепловой энергии, так и показатели его потребления – это преимущественно расчетные величины, а расчеты за теплоэнергию все еще ведутся по нормативам, а не по реальному потреблению.

Потенциал экономии тепловой энергии во многих поселениях Крайнего Севера можно оценить в 40%. При дополнительных затратах на утепление фасадов зданий его можно увеличить до 60-70%. Для Кобяйского улуса Республики Саха (Якутия) возможная степень реализации потенциала в зданиях только на горизонте до 2020 г. оценена равной 35%, в Оймяконском улусе – 34%, а для поселка Айхал – 37%. В программах по повышению эффективности теплоснабжения реализуются проекты по модернизации котельных,



перекладке тепловых сетей с предизолированными трубами, по установке ИТП на МКД и в зданиях социальной сферы, по утеплению жилых домов, оснащению подомовыми и квартирными приборами учета. Важной мерой является оптимизация жилого фонда (вывод из эксплуатации частично заселенных жилых домов с переселением людей, с подготовкой и проведением капремонта жилплощади для переселения в эксплуатируемых домах.

При наличии дефицита подачи тепла стоит задача повышения энергоэффективности – не как средства снижения потребления тепла, а как средства ликвидации его дефицита. За счет мер по повышению эффективности использования тепловой энергии и снижения тепловых потерь можно полностью покрыть дефицит поставки тепла конечным потребителям, что позволит обеспечить требуемые параметры системы теплоснабжения и отказ от необходимости использовать электрообогреватели.

1.3 Потребление первичной энергии и энергоемкость ВВП северных регионов РФ

Высокая энергоемкость сдерживает развитие экономики территорий Крайнего Севера и возможности формирования собственных налоговых поступлений. Политика повышения энергоэффективности в северных регионах принесла довольно скудные плоды, а дополнительная потребность в энергии во многих регионах определялась не только ростом ВРП, но и повышением его энергоемкости.

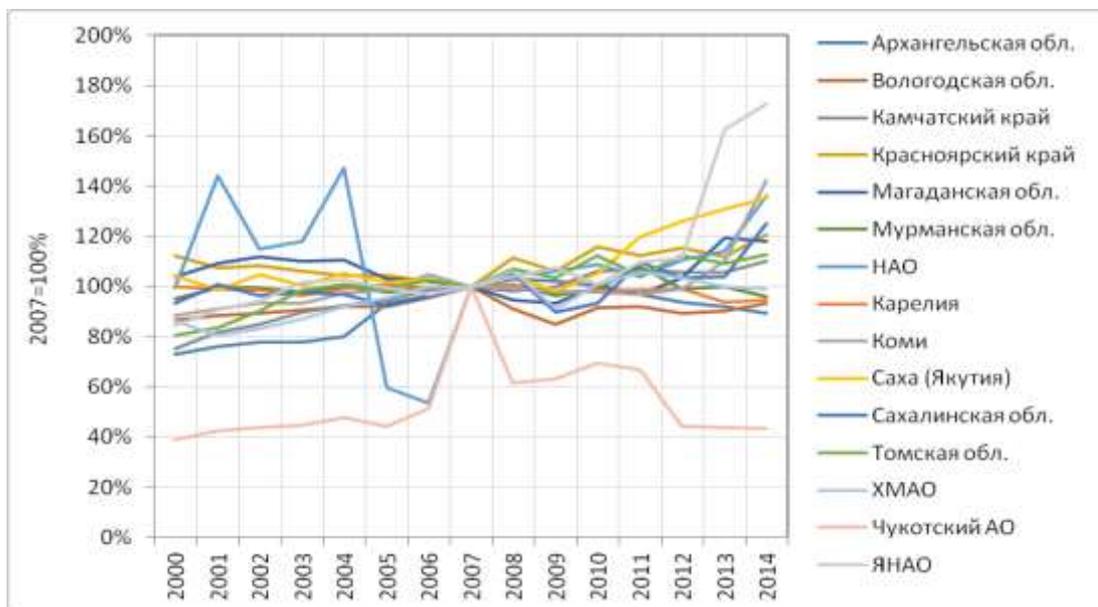
Анализ данных о динамике и структуре потребления первичной энергии, добыче ТЭР, объемах и структуре ввоза жидкого топлива и потреблении его на ДЭС, динамике и эффективности потребления энергии в жилом секторе показывает, что:

- в северных регионах потребление первичной энергии в 2000-2015 гг. либо было стабильным, либо росло (рис. 1.11). Там, где оно сокращалось, это происходило в основном по причине снижения ВРП, а не за счет повышения энергоэффективности;
- энергоемкость ВРП в 2007-2015 гг. для большинства этих регионов оставалась сравнительно стабильной (рис. 1.12) с диапазоном изменений от снижения на 5% до роста на 10%. Для большей части северных регионов ее снижение после 2007 г либо было более медленным, чем для России в целом, либо энергоемкость ВРП росла;
- среднегодовые темпы снижения энергоемкости ни в одном из этих регионов в 2007-2014 гг. не превысили 0,8% при аналогичном показателе для России 1,1%;
- значительный потенциал экономии энергии (27-62% от объема потребления первичной энергии в 2014 г.) остается нереализованным (рис. 1.13);
- в структуре потребления энергии субъектов РФ, расположенных в районах Крайнего Севера, значительную роль играют: промышленность, потери при выработке и распределении электрической и тепловой энергии, транспорт (трубопроводный в отдельных регионах) при сравнительно скромной доле потребления энергии населением и в сфере услуг;
- в структуре потребления жидкого топлива значительную роль играют дизельное топливо и бензин;
- удельный расход топлива в расчете на 1 м² жилых зданий для многих из этих регионов существенно превышает средний по России. На фоне его снижения в 2000-2015 гг. по России на 20% в ряде северных регионов он не только не снижался столь же динамично, но даже вырос;



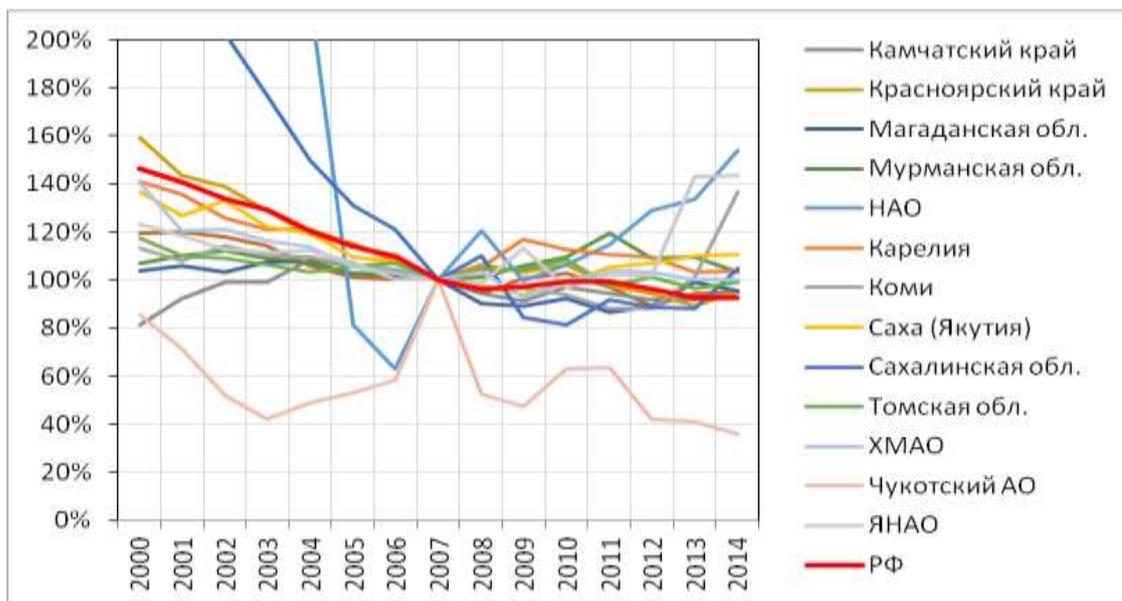
- в топливном балансе жилых зданий доминирует тепловая энергия, а также существенную роль играют электрическая энергия и твердое топливо при очень ограниченной доле природного газа.

Рисунок 1.11 Динамика потребления первичной энергии в северных регионах РФ в 2000-2015 гг. (2007=100%)

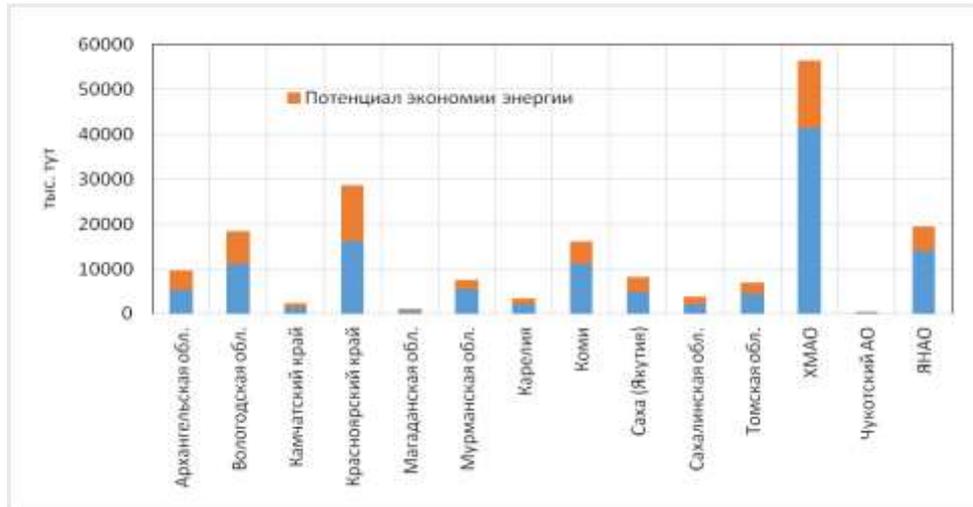


Источник: ЦЭНЭФ

Рисунок 1.12 Динамика энергоёмкости ВВП России и ВРП северных регионов РФ (2007=100%)



Источник: ЦЭНЭФ

Рисунок 1.13 Потенциал экономии энергии в северных регионах РФ в 2014 г.


Источник: ЦЭНЭФ

1.4 Опыт развития ВИЭ в изолированных системах энергоснабжения с высокими затратами на энергию

Децентрализованные системы – не новость: во всем мире работают миллионы дизельных и бензиновых генераторов. Они производят электроэнергию там, где нет централизованных сетей или где работа существующих сетей ненадежна. Их потребители тратят значительную часть своих доходов на энергоснабжение. Недавно стали применяться возобновляемые источники, ставшие более дешевой, чистой и лучшей альтернативой производству электроэнергии на дорогостоящем привозном топливе. Как отмечено в IRENA (2015), данные об использовании возобновляемых источников для производства электроэнергии в отсутствие централизованного энергоснабжения зачастую не отражаются в национальной энергетической статистике (см. Вставку 1.1). Некоторые данные утрачены в процессе «островизации» ('islanding') существующих энергосистем и/или расширения существующих энергосистем через мини-системы и изолированные системы. Эта проблема остро стоит и в России, поскольку по многим формам статистики отчитываются только крупные и средние предприятия, а также предприятия, работающие на общую сеть, поэтому объемы выработки электроэнергии и тепла с использованием ВИЭ на малых предприятиях и для собственных нужд зачастую в российской статистике не отражаются. По оценкам IRENA, в мире существует 50-100 тысяч мини-систем, использующих дизель-генераторы мощностью до 50 МВт каждая (общая мощность – 50 ГВт), а также 100-150 тысяч мини-систем на основе малых гидроэлектростанций (до 10 МВт) мощностью до 50 МВт каждая (общая мощность – 75 ГВт).

Для многих изолированных систем энергоснабжения условия целесообразности использования альтернативных технических решений для модернизации источников в изолированных системах энергоснабжения полностью соблюдаются, но они применяются в крайне скромных масштабах. Потенциально можно рассматривать возможность снижения зависимости от неэффективных систем с использованием дизелей через инвестирование в электросетевые и генерирующие мощности, чтобы «дотянуться» до неприсоединенных поселений, но для этого нужны значительные средства и время для строительства. Однако в соответствии с Суржикова (2012), электрификация от централизованных электрических сетей объектов мощностью менее 250 кВт ограничивается расстоянием не более чем 10 км, а строительство более высоковольтных и более дорогих ЛЭП (например, 35 кВ) при малых подключенных нагрузках нецелесообразно. Расстояния от многих населенных пунктов с изолированными системами теплоснабжения до столиц субъектов РФ,



в которых они расположены, составляют сотни километров. Санеев и др. (2011) оценивают границы экономически обоснованной передачи электроэнергии по сетям в зависимости от присоединенной нагрузки (1-5 МВт) в диапазоне 25-75 км даже при тарифах на электроэнергию в диапазоне 15-20 центов/кВт-ч (9-12 руб./кВт-ч).⁸ При более высоких тарифах эти расстояния могут быть выше, но они, как правило, все же меньше расстояний до ближайших крупных энергетических узлов. Поэтому подключение к централизованным системам энергоснабжения во многих случаях невозможно. Остается набор технических решений, показанных в табл. 1.6, при наличии указанных условий для их практической реализации.

Вставка 1.1. Статус изолированных энергетических систем на основе ВИЭ

Использование ВИЭ в изолированных системах неуклонно растет. При условии снижения издержек и повышения эффективности малых ГЭС, фотоэлектрических панелей и ветровых установок, а также снижения издержек и совершенствования технологий аккумулирования электроэнергии и контрольного оборудования, изолированные энергетические системы на основе ВИЭ могли бы стать важнейшей областью применения возобновляемых источников энергии в будущем.

Ожидается, что рынок для изолированных энергетических систем на основе ВИЭ будет расти благодаря гибридизации существующих энергосистем, работающих на дизельном топливе, с источниками ветровой и фотоэлектрической генерации, а также с источниками на биомассе и с малыми ГЭС. Более того, использование ВИЭ в комбинации с аккумуляторными батареями позволяет осуществлять независимые операции, и аккумуляторные батареи уже являются стандартным элементом систем освещения на основе солнечной энергии.

Изолированные энергетические системы на основе ВИЭ имеют преимущества там, где существуют географические ограничения и высока цена расширения зоны централизованного энергоснабжения. Снижающаяся стоимость солнечной и ветровой генерации, а также хранения электроэнергии в аккумуляторных батареях, делают привлекательным для домохозяйств и небольших общин вариант намеренного отсоединения от энергосистемы и производства собственной электроэнергии. 100 млн чел. получают электроэнергию от изолированных энергетических систем на основе ВИЭ: около 20 млн домохозяйств – от домашних солнечных источников, 5 млн домохозяйств – от мини-систем на основе ВИЭ, а 0,8 млн домохозяйств – от небольших ветровых установок.

Существует несколько тысяч работающих мини-систем, не присоединенных к общей энергосистеме. На солнечной генерации работает также значительное, хотя точно не известное, количество систем уличного освещения и электронных дорожных указателей. Более 10 тысяч телебашен оснащены системами производства электроэнергии из ВИЭ, особенно на солнечных установках.

Изолированные системы представляют собой огромный рынок для замены дизель-генераторов возобновляемыми источниками энергии. В настоящее время работает около 400 ГВт установленной мощности дизельной генерации (>0,5 МВт), либо на промышленных предприятиях и в шахтах – в виде резервных источников в случае ненадежного электроснабжения, либо для обеспечения нужд поселений. Некоторые дизель-генераторы представляют собой отдельные агрегаты мощностью свыше 10 МВт. От 50 до 250 ГВт общей установленной мощности дизелей могли бы быть объединены с ВИЭ.

Источник: IRENA 2015. Off-grid renewable energy systems: status and methodological issues. Working paper.

⁸ Санеев Е.Г., И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугозова, М.И. Франк. Роль атомных электростанций малой мощности в зонах децентрализованного энергоснабжения на Востоке России. В кн. А.А. Саркисова. Атомные станции малой мощности: новое направление развитие энергетики России. П./р. Институт безопасного развития ядерной энергетики. 2011.



Таблица 1.6 Условия целесообразности использования альтернативных технических решений для модернизации источников в изолированных системах энергоснабжения

Техническое решение	Возможность снижения подключенных нагрузок	Условия экономической целесообразности			Цены на топливо	Наличие топлива
		Тарифы (цент/кВт-ч)	Удельные капитальные затраты (долл./кВт)	Коэффициент использования мощности (%)		
Замена устаревших ДЭС на современные установки	Снижение установленной мощности за счет мер по					
Строительство источников на ВИЭ и гибридных источников в комбинации с ДЭС	повышению энергоэффективности	более 24 руб./кВт-ч	1000-1500 долл./кВт для ВЭС 3000-4000 долл./кВт для ВЭС	при КИУМ 10-20% при КИУМ 25-30%	для цен на дизельное топливо 800-1000 долл./т (48-60 тыс. руб.)	Существенное снижение потребности в завозе топлива
Солнечные системы теплоснабжения			100-150 долл./м ²		Цена твердого топлива более 100 долл./тут	
Строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива или газе	Снижение установленной мощности тепловых нагрузок за счет мер по повышению энергоэффективности	30-40 центов/кВт-ч (18-24 руб./кВт-ч)			Цена на газ не выше 250-600 долл./1000м ³ (15-36 тыс. руб.) при цене дизельного топлива не ниже 600 долл./т (36 тыс. руб.)	Местные источники топлива, наличие программ газификации, буферные зоны трасс газопроводов
Строительство атомных станций малой мощности*	Наличие роста нагрузок по энергоснабжению новых промышленных объектов		Не выше 9000 долл./кВт		Не менее 1000 долл./т диз. топлива и не менее 125 долл./тут твердого топлива	Существенное снижение потребности в завозе топлива. Проблемы транспортировки и хранения ядерного топлива

Санеев и др. (2011) определили только 4 перспективные точки возможного строительства атомных станций малой мощности – в основном, для разработки месторождений руд и металлов и в Тикси для энергоснабжения инфраструктуры обеспечения Северного морского пути. Поэтому, а также по причине высокой капиталоемкости и проблем с транспортировкой и хранением ядерного топлива, в т.ч. отработанного, далее эта технология не рассматривается.

Источники: ЦЭНЭФ и Санеев и др. (2011).

Ресурсы ВИЭ на территориях Крайнего Севера значительны (рис. 1.14), поэтому развитие солнечной и ветровой энергетики является реальным альтернативным техническим решением, способным заместить значительную часть (сначала 40-50%, а затем и более) дизельного топлива. Высокие суммы солнечной радиации характерны даже для ряда северных районов, лежащих за полярным кругом, особенно в летние месяцы. Районы с наиболее высокими средними скоростями ветра расположены, в основном, по северным и восточным окраинам Крайнего Севера.

Ниже приведены данные, собранные из разных источников, по развитию ВИЭ в северных субъектах РФ. Они приводятся на фоне очень ограниченных данных статистики (формы «6-ТП» и «1-натура») о выработке электроэнергии на ВИЭ. В отношении биомассы форма «1-Тепло» не дает разбиения твердого топлива по видам. Эту информацию дает форма «11-ТЭР», но она часто не включает мелкие котельные.

Рисунок 1.14 Распределение значений среднегодовых скоростей ветра и годовых средненежных поступлений солнечной энергии по территории России



(а) распределение значений среднегодовых скоростей ветра на высоте 50 м по территории России



(б) распределение годовых средненежных поступлений солнечной энергии по территории России, кВт·ч/м²/день (оптимально ориентированная неподвижная поверхность южной ориентации)

Источник: Попель О.С. 2008. Возобновляемые источники энергии: роль и место в современной и перспективной энергетике. *Российский химический журнал* (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева), 2008, т. ЛП, № 6.



Архангельская область.⁹ Статистика не приводит данных о выработке электроэнергии на ВИЭ в области. Мезенский район является наиболее перспективным для развития ВЭС. В 2014 г. была пущена небольшая установка (мощностью 1,5 кВт) на острове Мудьюг для освещения рыболовно-туристического комплекса. В 2008 г. в селе Долгощелье Мезенского района был завезен ветрогенератор зарубежного производства, но он не смог работать в тяжелых арктических условиях. В 2014-2015 гг. в г. Архангельске и близлежащих районах установлено 11 комбинированных ветросолнечных генераторов малой мощности для освещения дорог. На острове Северный (Новая Земля) в 2015 г. построена ветросолнечная установка для электроснабжения жилого дома мощностью 8 кВт. Густая речная сеть области может быть использована для строительства безнапорных ГЭС малой мощности. В 1950-х годах в Архангельской области эксплуатировалось около 60 колхозных и совхозных ГЭС мощностью от 6,5 до 107 кВт.

Камчатский край. В 1992-2014 гг. на Камчатке введено 9 новых энергообъектов с использованием ВИЭ: малая Быстринская ГЭС-4, три Толмачевские ГЭС, Верхнемутновская и Мутновская ГеоЭС, ветродизельные комплексы в с. Никольское на о. Беринга, в пос. Ключи и Усть-Камчатке.¹⁰ Мощность ВЭС в с. Никольское – 550 кВт. Установлены две ВЭУ в арктическом исполнении. В Усть-Камчатке в 2015 г. построены и введены в эксплуатацию 3 ВЭУ установленной мощностью 900 кВт. Система АСУ ВДК в Усть-Камчатке позволяет компенсировать неравномерность ветровой генерации путем направления ее «избытка» в теплосеть поселка. Только в апреле 2016 г. экономия дизельного топлива на ДЭС в с. Никольское составила 28,8 т, а в Усть-Камчатке – 48 т.¹¹ Сейчас в Камчатском крае действуют 3 геотермальные электростанции: Верхнемутновская ГеоЭС (50 МВт), Мутновская ГеоЭС-1 (12 МВт) и Паужетская ГеоЭС суммарной мощностью 74 МВт. В 2015 г. эти три электростанции выработали 451 млн кВт-ч. Кроме того, 986 тыс. кВт-ч выработано на ВЭС, мощность которых составила 1,325 МВт. По другим данным, в 2008 г. в пос. Октябрьский Усть-Большерецкого района был реализован проект фирмы MICON (VESTAS, Дания). В качестве первой очереди работ были поставлены три ветроэнергетические установки (ВЭУ) по 300 кВт. Вторая очередь работы была завершена в 2014 г., заработали четыре установки по 600 кВт. Суммарная мощность ветропарка составила 3,3 МВт. В 2015 г. на ВЭС в пос. Октябрьский было выработано 6,1 млн кВт-ч. Планы развития ВИЭ в крае в зоне централизованного энергоснабжения включают строительство еще одной ГеоЭС с двумя площадками и блоками по 25 МВт, соответствующей ЛЭП и теплотрассы до Петропавловска-Камчатского, строительство Жупановских ГЭС, перевод отопления Петропавловска-Камчатского и г. Елизово на геотермальное тепло Авачинской группы вулканов.

Магаданская область. Статистика не дает каких-либо данных об использовании ВИЭ в области. В конце 90-х – начале 2000 годов для области разрабатывались проекты по использованию ветровой энергии и низкопотенциального тепла бытовых канализационных стоков г. Магадана, но ни один из них не был реализован.

⁹ Обзор развития ВИЭ в арктических регионах России можно найти также в В. Бердин, О. Кокорин и М. Юлкин. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах Российской Арктики. М. 2017. В этой работе указано, что в удаленных районах добычи углеводородов ВИЭ, правда, пока еще только малой мощности, развивают нефтегазовые компании – в частности, «Газпром».

¹⁰ Подробнее об энергетике Камчатки см. И. Шкрадюк. Сравнительная эколого-экономическая оценка вариантов энергообеспечения Камчатского края. Москва, Ярославль. 2015.

¹¹ Мирчевский, Ю. 2016. Опыт строительства ветро-дизельных комплексов на изолированных территориях ДФО. г. Якутск. IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.

Рисунок 1.15 Примеры установки ВЭС и СЭС на Крайнем Севере



Совместный российско-японский пилотный проект по развитию ветрогенерации в холодном климате в поселке Усть-Камчатск



Автоматический солнечный трекер мощностью 10 кВт в п. Ючюгей Оймяконского улуса



Мобильная автономная энергоустановка



Автономная солнечная электростанция мощностью 60 кВт в п. Батамай

Источники: Мирчевский, Ю. Опыт строительства ветродизельных комплексов на изолированных территориях ДФО. г. Якутск. IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016; Корякин А.К. Опыт эксплуатации систем солнечной генерации в условиях Крайнего Севера. IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016; Хафизов А.Д. Опыт реализации проектов солнечной генерации. IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.

Мурманская область. Согласно статистике, установленная мощность ВЭС области равна 200 кВт, а выработка составляет 80-190 тыс. кВт-ч в год. Первая ВЭС была смонтирована в 2001 г. Сначала она работала в опытно-демонстрационном режиме, обеспечивая электроэнергией отель «Огни Мурманска». С 2008 г. эта ВЭС начала сбывать электроэнергию в сеть. В 2013 г. в пос. Молочный заработала ВЭУ мощностью 5 кВт. В 2014 г. в поселке Новая Титовка электроэнергию начали вырабатывать три ветрогенератора по 3 кВт. В 2016 г. в г. Кола для обеспечения электроэнергией деревообрабатывающего предприятия введена в эксплуатацию ВЭУ мощностью 500 кВт. В селе Ловозеро была смонтирована ВЭС мощностью 4 кВт. Солнечные фотоэлектрические панели в Мурманской области используются для энергоснабжения маяков. В 1996-2010 гг. в рамках российско-норвежского проекта на маяках было установлено более 120 солнечных установок мощностью от 0,05 до 0,7 кВт. В 2007-2008 гг. в 11 населенных пунктах, расположенных преимущественно на морском побережье, были установлены ветросолнечные установки для энергообеспечения таксофонов. Каждая установка включает ветрогенератор мощностью 1,4 кВт и фотоэлектрическую панель мощностью 0,88 кВт. В 2014 г. реализован пилотный проект по установке комбинированной ДЭС-ВЭС мощностью 92 кВт в селе Пялица. Станция состоит из 4 ветрогенераторов по 5 кВт, 60 фотоэлектрических панелей общей мощностью 12 кВт и 2 дизельных генераторов по 30 кВт. Реализация проекта



позволила сократить потребление дизельного топлива и обеспечить круглосуточный режим электроснабжения. Продолжением проекта стали аналогичные схемы энергоснабжения для трех отдалённых сёл: Чапома, Чаваньга и Тетрино. В 2015 г. в Тетрино и Чаваньге были введены в эксплуатацию комбинированные станции мощностью 71,4 и 258,4 кВт, а в 2016 г. – станция мощностью 258,4 кВт в ЧапOME. Уже около десяти лет голландская компания Windlife Energy разрабатывает проект по созданию ветропарка в Мурманской области мощностью 200 МВт. Начало строительных работ запланировано на конец 2018 г., а установка оборудования – на 2019 г. Это будет крупнейший ветропарк за Полярным кругом. По расчетам Windlife Energy BV, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) будущего ветропарка составит очень высокие 41%. Проект по использованию низкопотенциального тепла был реализован в 2014 г. на очистных сооружениях в г. Мончегорске.

Ненецкий автономный округ. Статистика не дает сведений о выработке электроэнергии на ВИЭ в НАО. В НАО имеется ветродизельный комплекс в Амдерме, включающий 4 ветроэнергетические установки общей мощностью 200 кВт (4*50кВт) и 3 дизельных генератора мощностью 100, 160 и 200 кВт. Расчетная годовая выработка электроэнергии – 160 тыс. МВт-ч. Установки изготовлены в Китае по проекту российских специалистов с учетом арктических условий эксплуатации.

Чукотский автономный округ. Статистика не дает сведений о выработке электроэнергии на ВИЭ на Чукотке. Там имеется одна ветродизельная станция, построенная в 2002 г. на мысе Обсервации неподалеку от Анадыря, которая состоит из 10 ветрогенераторов по 250 кВт производства компании «Южмаш» и дизельного генератора мощностью 500 кВт.

Республика Саха (Якутия). По данным статистической формы 6-ТП, в 2013 г. на ВЭС Якутии мощностью 300 кВт было выработано 141 тыс. кВт-ч электроэнергии. В действительности на территории арктических и северных районов республики эксплуатируются 17 СЭС. Общая установленная мощность СЭС и ВЭС равна 511 кВт. Основание для такой активности – огромные объемы перекрестного субсидирования дизельной энергетики, которые составили в 2014 г. 5,5 млрд руб., в 2015 г. – 6 млрд руб., а в 2016 г. – 6,8 млрд руб. Это значительная дополнительная ценовая нагрузка на промышленных потребителей.¹² При том что полезный отпуск электроэнергии от децентрализованных систем энергоснабжения Республики Саха (Якутия) в 13 раз меньше, чем в зоне централизованного энергоснабжения, затраты на производство электроэнергии в зоне децентрализованного энергоснабжения ниже только в 1,6 раза. За счет этого при «котловом» принципе ценообразования средние тарифы увеличиваются с 4,31 руб./кВт-ч до 6,15 руб./кВт-ч, поскольку средний тариф в зоне децентрализованного энергоснабжения равен 35,80 руб./кВт-ч. Что касается промышленности, то каждый кВт-ч, потребляемый промышленными потребителями, несет 2,48 руб. (или 38% от тарифа) перекрестного субсидирования дизельной энергетики. Перекрестное субсидирование 1 кВт-ч дизельной энергетики покрывается 11 кВт-ч электроэнергии, выработанной на гидроэлектростанции. Это стимулирует потребителей к уходу на оптовый рынок электрической энергии и мощности; дает сигнал крупным промышленным потребителям о необходимости инвестиций в создание собственной генерации; снижает экономическую привлекательность инвестиционных проектов по разработке месторождений и созданию перерабатывающих производств.

В Республике Саха (Якутия) накапливается уникальный опыт эксплуатации систем солнечной генерации в условиях Крайнего Севера. За период с января 2011 г. по май 2016 г. действующие СЭС выработали 479 тыс. кВт-ч. В 2015 г. солнечные станции выработали 194,3 тыс. кВт-ч, что позволило сэкономить 71 т дизельного топлива. По оценке

¹² Саначев А. 2016. Программа оптимизации локальной энергетики (ПОЛЭ) Республики Саха (Якутия). IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.



на 2016 г., экономия должна достичь 370 т. Даже при том, что строительство объектов ВИЭ на вечной мерзлоте в условиях Крайнего Севера ведет к удорожанию проекта и увеличивает срок окупаемости, он равен 4-10 лет, а в среднем 7,6 года.¹³ В европейской части России многие проекты новой генерации окупаются более чем за 15 лет. Даже без аккумуляторов средняя стоимость строительства СЭС на Дальнем Востоке составляет 3 тыс. долл./кВт, а ВЭС – 4-7 тыс. долл./кВт, в зависимости от комбинирования с дизелем. Монтаж ДЭС обходится примерно в 2 тыс. долл./кВт.

В 2011 г. в пос. Батамай сооружена СЭС мощностью 60 кВт, которая работает в паре с автоматизированной ДЭС мощностью 160 кВт и накопителем электроэнергии номинальной емкостью 85 кВт*ч. Объект стал экспериментальной площадкой для оценки эффективности гелиоэнергетики в условиях Якутии. Уже первая очередь СЭС позволила снизить потребление топлива на 10,3 т в год. За счет работы системы с накопителями энергии в п. Батамай прирост экономии дизельного топлива составил 5,8%. Эта дополнительная экономия может быть доведена до 10%.¹⁴ В 2012 г. в селе Ючюгей Оймьконского района введена СЭС мощностью 20 кВт. В 2016 г. станцию расширили, установив две экспериментальные поворотные панели мощностью 10 кВт. В 2013 г. начала работать СЭС за Северным полярным кругом в селе Дулгалах (20 кВт) и была запущена СЭС такой же мощности в селе Куду-Кюэль. Эти СЭС работают в паре с ДЭС, что позволяет экономить 6,5 т дизельного топлива в год. В 2014 г. в селе Куберганя смонтирована СЭС на 20 кВт, в селе Эйик – на 40 кВт, а в пос. Джаргалах – на 15 кВт. В 2014 г. в селе Тойон-Ары также была сооружена СЭС мощностью 20 кВт с накопителем емкостью 96 кВт*ч, которая работает совместно с двумя дизелями по 30 кВт. Комплекс работает в автономном режиме и требует минимального обслуживания. В 2015 г. была построена крупная СЭС в пос. Батагай. Мощность станции 1 МВт. Оборудование рассчитано на экстремальные условия с перепадом температур от +40 до -45-50°C. При выходе объекта на полную мощность годовая экономия топлива составит 300 т. В пос. Бетенкес и в селе Юнкюр были поставлены станции по 40 кВт, а в селе Столбы – 10 кВт. В 2015 г. заработала СЭС в селе Улуу мощностью 20 кВт, а в 2016 г. – еще 3 СЭС: в Верхней Амге (36 кВт), Дельгее (80 кВт) и Инняхе (20 кВт). Всего в Якутии построено уже 14 СЭС.

Развитие ветроэнергетики в республике находится на начальном этапе. Идет монтаж экспериментальной станции в районе пос. Тикси. Первая установка (производства Германии) в Тикси была введена в эксплуатацию в 2007 г. (250 кВт), опыт ее работы показал, что при скорости ветра 5 м/с она может давать до 50 кВт, а при 10 м/с – более 150 кВт. Однако сильные морозы и ураганный ветер вывели ее из строя. Сейчас в сотрудничестве с японской компанией «Komaihaltec, Inc.», разработавшей специальное оборудование для Арктики, планируется возведение трех ветроустановок, а впоследствии возможно строительство еще 7. По расчетам компании «Сахаэнерго», экономия дизельного топлива составит примерно 227 т в год.

Ямало-Ненецкий автономный округ. Статистика не дает сведений о выработке электроэнергии на ВИЭ в ЯНАО. В 2014 г. был реализован первый в регионе ветроэнергетический проект – введена в эксплуатацию ВЭС в г. Лабытнанги (250 кВт), оборудование которой адаптировано для работы в условиях Арктики при температурах воздуха до -500°C и порывах ветра до 50 м/с. Эта ВЭС спроектирована и изготовлена Тюльганским электромеханическим заводом и рассчитана на срок службы более 20 лет. Это экспериментальный проект, и перед специалистами, в первую очередь, стоят научно-

¹³ Саначев, А. 2016. Программа оптимизации локальной энергетики (ПОЛЭ) Республики Саха (Якутия). IV Международная Конференция Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России. 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.

¹⁴ Корякин, А.К. Опыт эксплуатации систем солнечной генерации в условиях Крайнего Севера. IV Международная Конференция Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России. 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.



исследовательские задачи. По их мнению, судить о надежности работы оборудования можно будет не ранее чем через 1,5-2 года после запуска станции. Ветросолнечные генераторы используются на газовых промыслах для обеспечения работы оборудования для контроля работы скважин. Был разработан комплект оборудования, состоящий из ветрогенератора мощностью 1 кВт (при скорости ветра 10-12 м/с), двух солнечных батарей по 40 Вт и двух термоэлектрогенераторов – устройств, использующих разницу температур между температурой добываемого газа и температурой окружающего воздуха. Такая комбинация источников обеспечивает энергией круглогодичное функционирование системы в условиях сезонной и текущей изменчивости природных факторов. В комплекте имеется также резервный блок аккумуляторных батарей. В 1996-2010 гг. в рамках российско-норвежского проекта солнечные панели были установлены на многих маяках в ЯНАО.

Суммарные установленные мощности всех ВЭС и СЭС Крайнего Севера не превышают потребляемой мощности одного из более чем 1000 поселений с населением свыше 1000 человек каждый, обеспечиваемых изолированными системами энергоснабжения с северным завозом топлива. Мощности ГеоТЭС северных регионов равны 74 МВт, мощности ВЭС – менее 6 МВт, мощности СЭС – около 1,5 МВт. То есть суммарные мощности ВИЭ (без ГеоТЭС, которые работают на крупный Центральный энергоузел Камчатки, а также на Озерновский энергоузел Камчатки – Паужетская ГеоЭС) – меньше 7,5 МВт. **На них приходится меньше 0,1% выработки электроэнергии в населенных пунктах с изолированными системами энергоснабжения.** Потенциал развития ВИЭ в децентрализованных системах только ДФО осторожно оценивается в 300–500 МВт.¹⁵ Если допустить, что в прочих районах Крайнего Севера потенциал как минимум такой же, то его можно осторожно оценить в 500-1000 МВт. Это означает, что **сегодня используется менее 1% этого потенциала.**

Как верно отмечает Суржикова (2012), **несмотря на множество принимаемых постановлений и разрабатываемых программ, практическая реализация проектов энергоснабжения изолированных потребителей, в том числе с применением энергоисточников на базе ВИЭ, осуществляется в незначительных масштабах, что не позволяет в необходимой степени решить проблемы их электро- и топливоснабжения.** До 2020 г. холдинг «РАО ЭС Востока» на территории ДФО планирует построить 178 объектов ВИЭ общей мощностью 146 МВт.

Перевод котельных на возобновляемые виды топлива возможен лишь при условии их гарантированных стабильных поставок в течение многих лет. Этих ресурсов довольно много на севере европейской части России, за Уралом, но мало во многих арктических регионах (Вставка 1.2), что является серьезным препятствием для замены органического топлива на котельных арктических территориях.

Для арктических регионов приоритетом может быть использование местных углей, но при условии существенного повышения КПД котельных, строительства ТЭЦ, снижения потерь тепла в сетях, определения оптимального уровня централизованного теплоснабжения при кардинальном утеплении зданий и снижении подключенных тепловых нагрузок, а также при кардинальном повышении эффективности индивидуальных отопительных котлов и печей. Наличие вечной мерзлоты не позволяет использовать ресурс низкопотенциального тепла Земли на Крайнем Севере. В отдельных местах могут использоваться солнечные водоподогреватели.

¹⁵ <http://www.biogas-rcb.ru/company/news/2014-06-30-виэ-крайнего-севера-дальнего-востока-и/>



Вставка 1.2. Роль возобновляемых источников энергии в системах теплоснабжения северных регионов

Локальные энергоресурсы в Архангельской области в основном представлены низкосортной древесиной, отходами деревопереработки (щепы, опилки), отходами целлюлозно-бумажной промышленности, древесными пеллетами. В 2013 г. на них пришлось 36% (261 тыс. т) энергоресурсов, используемых в коммунальной энергетике. В 2013 г. 320 котельных из 750 использовали их в качестве основного топлива, а еще 72 — в качестве дополнительного. Однако в самом северном, субарктическом Мезенском районе на угольных котельных вырабатывается 96% тепловой энергии, на дровяных — только 4%. Предприятия Архангельской области производят 170 тыс. т древесных пеллет. В 11 муниципальных районах и городских образованиях области доля дров, пеллет, щепы и кородревесных отходов превышает 40% энергобаланса котельных, а к 2030 г. Архангельская область планирует полностью отказаться от использования мазута и дизельного топлива в коммунальном хозяйстве за счет максимального использования потенциала древесных ресурсов и отходов деревообработки.

В Республике Карелия 139 котельных работают на дровах. В половине муниципальных образований действуют котельные на щепе. В 2012 г. мазутная котельная в с. Вешкелица Суоярвского муниципального района была перестроена в биотопливную котельную мощностью 4 Гкал/ч. Переход на возобновляемые виды топлива планируется на территориях, где газификация признана нецелесообразной. К 2019 г. должны быть построены две новые котельные на щепе в Медвежьегорском муниципальном районе мощностью 6,45 Гкал/ч каждая, котельная на кородревесных отходах в Лоухском муниципальном районе мощностью 10,3 Гкал/ч, котельная на щепе мощностью 4,3 Гкал/ч в Калевальском национальном муниципальном районе и крупная котельная на древесных отходах мощностью 55 Гкал/ч в г. Сегежа. В половине муниципальных образований возможные объемы ежегодного получения древесного топлива превышают потребность в топливе для коммунальной энергетике.

В Камчатском крае реализованы проекты по переводу котельных с мазута на природный газ. Планов по переводу на возобновляемые виды топлива нет. Энергетический потенциал лесной биомассы Камчатского края невелик — 3,3 тыс. т. Добыча торфа в регионе не ведется и не планируется ввиду экономической нецелесообразности.

В Республике Коми на 71 котельной (17% от их общего количества) общей мощностью 71,7 Гкал/час используется биомасса. В республике организовано более десятка производств топливных гранул и брикетов. В 2014 г. имелось 68 проектов суммарной мощностью 180 Гкал/ч по строительству новых котельных на биотопливе и переводу существующих котельных с угля, нефтепродуктов и дров на щепу. Строится теплоэлектростанция на кородревесных отходах, а также разрабатываются технико-экономические обоснования по модернизации систем теплоснабжения 12 сельских населенных пунктов с использованием в качестве топлива древесных отходов, топливных гранул и топливных брикетов. К 2017 г. планируется довести объем древесных отходов, используемых для производства биотоплива, до 240 тыс. т в год. Запланировано строительство и расширение предприятий по производству твердых видов биотоплива (пеллеты, брикеты) как для внутреннего потребления, так и для экспорта.

В Мурманской области теплонасосная установка мощностью 200 кВт использует тепло очищенных бытовых канализационных стоков для обогрева производственных помещений площадью более 1500 м². В области эксплуатируются две котельные на древесине: в пос. Куропта и построенная в 2012 г. котельная в селе Лувеньга на древесных гранулах и щепе.

Данных о потреблении местных видов топлива в теплоэнергетике Республики Саха (Якутия) нет. Потенциальные объемы древесной биомассы способны заместить мазут в теплоэнергетике республики практически во всех районах, за исключением северных.



В Красноярском крае энергетический потенциал древесной биомассы в объеме отходов от заготовки древесины на нынешнем уровне недостаточен для замещения в регионе котельных, использующих нефтепродукты.

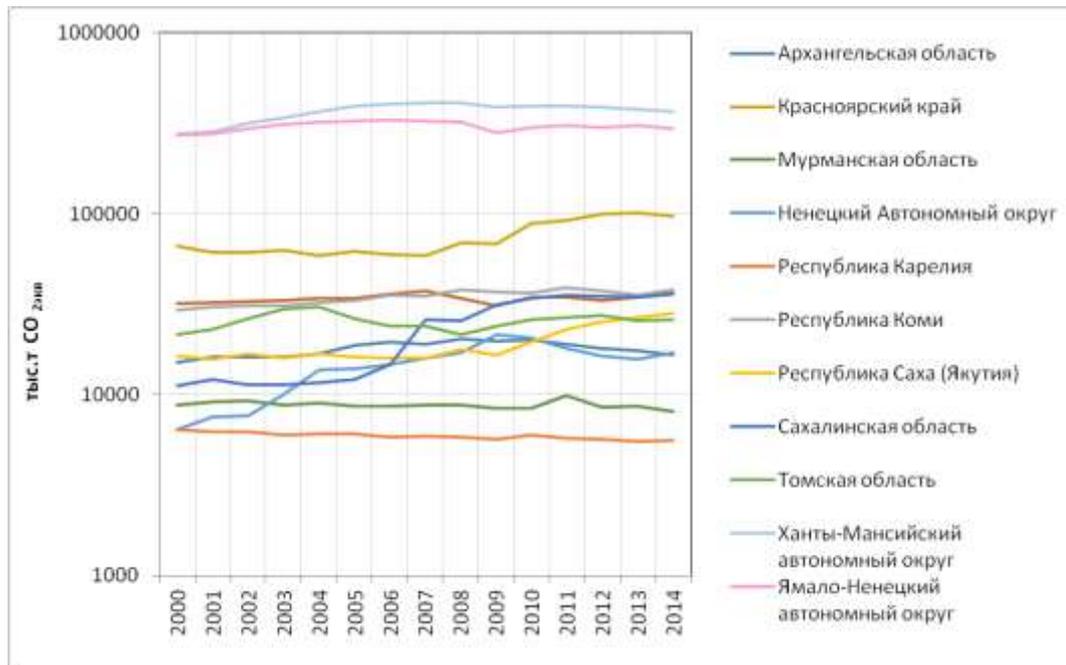
В Иркутской области до 2018 г. появятся 4 котельные, использующие в качестве топлива щепу и опилки. Три из них будут находиться в г. Усть-Куте и одна – в г. Киренске. Потенциал использования древесной биомассы для замещения мазута практически во всех районах достаточен.

Источники: Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. 2015. Аналитический доклад. Оценка перспектив и целесообразности перехода субъектов Российской Федерации, использующих нефтепродукты с целью теплоснабжения, на местные и возобновляемые виды топлива; ЦЭНЭФ.

1.5 Динамика выбросов парниковых газов в субъектах РФ, расположенных на территориях Крайнего Севера

Выбросы ПГ от сектора «энергетика», включая утечки при добыче, транспортировке и распределении нефти и газа, в субъектах РФ, расположенных на территориях Крайнего Севера, в 2000-2015 гг. не снижались. В ряде регионов – ХМАО и ЯНАО – выбросы кратно превышают значения для других регионов, поэтому вертикальная шкала на рис. 5.1 представлена в логарифмах. Сокращение выбросов ПГ имело место только в Мурманской области (8%) и Республике Карелия (13%). Во многих регионах Крайнего Севера выбросы ПГ в расчете на душу населения кратно превышают средний по России уровень. В значительной степени это связано с утечками при добыче, транспортировке и распределении угля, нефти и газа. Однако даже при сравнении выбросов только от сжигания топлива удельные выбросы для многих регионов, где в топливном балансе доминируют уголь и жидкое топливо, существенно выше средних значений по России. Если считать выбросы только от сжигания топлива, то для изолированных поселений они получатся близкими к средним по России, так как фактор более длительного отопительного сезона и более низкой эффективности систем энергоснабжения компенсируется меньшей долей промышленности, поскольку очень высокая доля расходов на энергию делает промышленность в этих поселениях неконкурентоспособной. Экономически привлекательной промышленная деятельность может быть только при больших масштабах добычи ценного природного сырья (нефти, газа, угля, золота, серебра и т.п.).

Рисунок 1.16 Динамика выбросов парниковых газов от сектора «энергетика» в субъектах РФ, расположенных на территориях Крайнего Севера, в 2000-2014 гг.



Вертикальная ось показана в логарифмической шкале.

Выбросы ПГ включают выбросы от сжигания топлива плюс утечки при добыче, транспортировке и распределении угля, нефти и газа.

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ

1.6 Барьеры на пути реализации низкоуглеродных решений в изолированных системах энергоснабжения с высокими затратами на энергию

Доступ к потенциалу экономии топлива за счет энергосбережения и развития ВИЭ, который можно оценить на первых этапах, по меньшей мере, в 40%, а затем и более 50%, ограничен барьерами, которые имеют очень разную природу: ценовые и финансовые; барьеры, связанные со структурой и организацией экономики и рынка; институциональные барьеры; социальные, культурные поведенческие и т.д. Другими словами, все факторы, которые прямо или косвенно влияют на процесс принятия решений касательно производства и использования энергии, могут потенциально стать барьерами на пути снижения затрат на энергоснабжение изолированных регионов.

Повышение энергоэффективности и развитие ВИЭ в районах Крайнего Севера еще не осознано руководством страны, субъектов РФ, местными органами власти, руководством предприятий и организаций как реальное средство решения широкого комплекса социальных и экономических проблем. Реализация программ повышения энергоэффективности и развития ВИЭ позволит заметно снизить затраты на завоз топлива; оплату процентов по кредитам на завоз топлива; затраты, в т.ч. бюджетные, на энергоснабжение населения и бюджетных организаций при одновременном повышении уровня надежности работы систем тепло- и электроснабжения; позволит повысить конкурентоспособность предприятий за счет снижения их затрат на энергоснабжение, в т.ч. за счет сокращения масштабов перекрестного субсидирования. Высвободившиеся средства можно направить на социально-экономическое развитие регионов Крайнего Севера. В



настоящее время на решение задачи снижения затрат на энергоснабжение изолированных территорий выделяются очень скудные организационные и экономические ресурсы.

Сохранение ментальности функционирования экономики дефицита. В условиях экономики дефицита весь организационный и экономический ресурс администрации используется для ликвидации этого дефицита: обеспечение завоза топлива, введение и соблюдение графика отключений электроэнергии и т.д. Дефицит финансовых средств порождает дефицит завоза топлива на фоне низкой эффективности работы систем тепло- и электроснабжения. Дефицит тепловой энергии порождает перерасход электроэнергии на цели отопления, что, в свою очередь, порождает дефицит топлива, а затем дефицит финансовых средств. Круг замыкается. Его нужно разорвать.

После 2014 г. усилия по стимулированию повышения энергоэффективности резко пошли на спад. Расходы федерального бюджета по направлению повышения энергоэффективности в рамках программы «Энергоэффективность и развитие энергетики» в 2013-2016 гг. снизились в 50 раз: с 7110 млн руб. до 140 млн руб. По данным от 22 регионов, которые ранее получали субсидии на реализацию программ по повышению энергоэффективности, на каждый рубль сокращения этих субсидий в 2014-2016 гг. расходы на программы повышения энергоэффективности из всех источников снизились на 5,4 руб. По 60 субъектам РФ инвестиции в проекты по повышению энергоэффективности из всех источников в 2014-2016 гг. упали в 2 раза, а в сопоставимых ценах – в 2,5 раза. Отмена субсидий из федерального бюджета на сумму около 6 млрд руб. в год привела к снижению расходов из региональных и местных бюджетов и внебюджетных источников как минимум на 55 млрд руб. и недополучению бюджетом ежегодно дополнительных налоговых доходов на сумму не менее 10-12 млрд руб. А на самом деле, заметно больше, поскольку, согласно оценкам Минэнерго,¹⁶ инвестиции в мероприятия по повышению энергоэффективности в 2013-2016 гг. снизились на 178 млрд руб. (с 233 млрд руб. в 2013 г. до 55 млрд руб. в 2016 г., или в 4 раза) при снижении расходов бюджета по программе «Энергосбережение и развитие энергетики» почти на 7 млрд руб.

Ограниченность финансовой поддержки бюджетов субъекта РФ и местных бюджетов. Во многих регионах нет реально действующих программ повышения энергоэффективности и развития ВИЭ. Без финансовой поддержки деятельность по повышению энергоэффективности протекает очень вяло. Формально существующие программы финансируются в очень ограниченных объемах. В 2016 г. бюджетные расходы на программы повышения энергоэффективности на Камчатке снизились более чем в 2 раза. В Мурманской области за эти годы бюджетные расходы на эти цели снизились в 3 раза, а расходы из всех источников – в 4 раза. На Сахалине бюджетные расходы снизились почти в 2,5 раза, в Хабаровском крае – в 39 раз. Рост на 13% ожидался по итогам 2016 г. только в Республике Саха (Якутия). Во многих регионах, где есть программы по энергоэффективности и коммунальному хозяйству, мало внимания уделяется изолированным поселкам.

Отсутствуют законодательно утвержденные механизмы стимулирования строительства объектов ВИЭ в изолированных системах энергоснабжения, в т.ч. для микрогенерации на основе ВИЭ и поддержки выработки тепловой энергии на основе ВИЭ, включая такие механизмы, как установление долгосрочных тарифов (формулы цены) на покупку электроэнергии от объектов ВИЭ на период окупаемости; обеспечение приоритетной загрузки генерирующих объектов ВИЭ в системе оперативно-диспетчерского управления; компенсация затрат на техническое присоединение и др. Главной задачей строительства ВИЭ-генерации в изолированных энергорайонах является экономия дорогого топлива. Даже при более высоких удельных капитальных затратах при очень высоких тарифах на электроэнергию они оказываются экономически эффективны

¹⁶ Минэнерго России. 2016. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2015 г.



(срок окупаемости 5-8 лет) и не требуют субсидирования государством при условии введения долгосрочных тарифов. Установление таких тарифов на срок окупаемости проекта ВИЭ поможет их вовлечению в энергобалансы территорий. Если такие проекты реализовать в единой программе с повышением эффективности использования энергии, с включением мер по утеплению зданий, погодному регулированию, замене бытового оборудования на более эффективное, то потребители смогут с самого начала получать экономию даже при сохранении тарифов на прежнем уровне. При этом капитальные затраты на установку ВЭС или СЭС могут быть существенно снижены. Государство может взять на себя часть расходов по утеплению домов в труднодоступных северных районах. Это возможно по схеме, близкой к определенной в Постановлении Правительства РФ от 17.01.2017 г. № 18 «Об утверждении Правил предоставления финансовой поддержки за счет средств государственной корпорации – Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства на проведение капитального ремонта многоквартирных домов», в рамках которого государство выкупает у собственников МКД экономию на коммунальных платежах за 2-4 года, при условии что она превышает 10% от базового уровня расходов на коммунальные платежи.

Нестабильность общеэкономической ситуации порождает целый ряд проблем. Скачки цен, курса доллара, ставок за кредит и т.п. затрудняют обоснование эффективности вложений в проекты по энергоэффективности и развитию ВИЭ, а также мониторинг их результативности. Проблемы снижения доходов потребителей энергии и роста их задолженности за энергоносители, а также высокий уровень коммерческих потерь, снижают стимулы к повышению эффективности использования энергии.

Недостаточная информационная и квалификационная обеспеченность политики энергосбережения и развития ВИЭ. Низкая информационная оснащенность отрицательно сказывается на квалификационном уровне персонала и является заметной преградой на пути разработки и реализации мер по энергосбережению. Необходима подготовка специалистов по энергоэффективности и развитию ВИЭ на местах.

Проблемы ценообразования на энергоносители. Цены на энергоносители очень высокие. Однако основная нагрузка ложится на промышленные предприятия и организации, а населению предоставляются значительные перекрестные субсидии. Ликвидация субсидий затруднена по причине низкой платежеспособности населения и необходимости использовать значительное количество электроэнергии на обогрев из-за низкого качества теплоснабжения от централизованной системы. Это снижает мотивацию к экономии электроэнергии у населения и одновременно повышает эффективность мер по энергосбережению у прочих потребителей. Необходимо переключение значительной части перекрестных субсидий на приобретение энергоэффективного оборудования, оборудования для выработки электрической и тепловой энергии на основе ВИЭ, что позволит повышать тарифы для населения без увеличения суммарных платежей за энергию преимущественно за счет снижения ее потребления на цели освещения и отопления. Снижение перекрестного субсидирования откроет «второе дыхание» для развития промышленности, что придаст импульс развитию территорий Крайнего Севера.

Отсутствие механизмов финансирования мелких проектов и поощрения потребителей и инвесторов к вложению средств в энергосбережение и развитие ВИЭ. Необходимо разработать и нормативно оформить механизмы стимулирования. Население и отдельные организации не имеют возможности выделить первоначальные средства на закупку энергосберегающего оборудования и материалов. Отсутствие системы микрокредитования или схем, подобных схемам «белых» и «зеленых» сертификатов, не позволяет осуществить многие экономически высокоэффективные проекты. Необходимо внедрение новых форм финансирования проектов по повышению энергоэффективности: создание и использование фонда энергосбережения; лизинг и др., введение системы микрокредитования с возмещением кредита за счет коммунальных платежей. Интересный опыт по отладке



использования механизмов энергосервисных контрактов для проектов по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ накапливается в Республике Саха (Якутия).

Неразвитость механизмов привлечения «зеленого» финансирования. Важно, чтобы государство инициировало и участвовало в обсуждениях перспектив и возможных направлений «зеленого» развития, а также оказывало поддержку разработке «зеленых» проектов и поиску финансирования для проектов повышения энергоэффективности и развития ВИЭ в районах Крайнего Севера, в том числе путем создания гарантийного фонда для таких проектов, которые имеют потенциал финансирования в рамках «зеленых» финансовых продуктов (облигаций, целевых продуктов международных банков развития, частных инвесторов, финансирующих «зеленые» проекты). Для этого требуется решение двух задач: разработка привлекательных проектов, которые могут классифицироваться как «зеленые», и формирование российского рынка «зеленых» финансовых ресурсов.

Сложная логистика при слабости развития местных рынков оборудования для ВИЭ и энергоэффективного оборудования. Инфраструктура рынка оборудования для ВИЭ и энергоэффективного оборудования и услуг в удаленных районах не сложилась. Возможно придание коммунальным предприятиям функции энергосервисных компаний и организация на их основе поставок и продаж энергоэффективного оборудования и услуг с правом компенсации затрат на их оказание через коммунальные платежи.

Проекты по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ в изолированных районах экономически эффективны. Их многие поддерживают. Но дело движется медленно.

1.7 Проект ЦЭНЭФ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию»

В России реальные управленческие решения принимают высшие чиновники. Поэтому при подготовке Доклада «Экологическое развитие России в интересах будущих поколений» для Госсовета, который прошел 27 декабря 2016 г., ЦЭНЭФ первоначально включил в проект Перечня поручений Президента РФ по итогам Госсовета следующие формулировки:

- Правительству Российской Федерации разработать Государственную программу «Энергоэффективная Россия», которая должна иметь комплексный характер, учитывать перспективы внедрения наилучших доступных технологий и содержать:
 - целевые показатели повышения энергоэффективности для экономики в целом и по основным ее секторам;
 - механизмы стимулирования, управления и координации деятельности по ее реализации:
 - ✓ план по совершенствованию законодательства и актуализации принятых ранее нормативно-правовых актов в сфере повышения энергоэффективности;
 - ✓ подпрограмму повышения энергоэффективности и развития ВИЭ изолированных районов с высокими затратами на энергоснабжение как основу модернизации систем их энергоснабжения с целью формирования экономически и экологически устойчивого и надежного энергоснабжения при минимизации расходов бюджетов всех уровней на энергоснабжение таких территорий.



- Правительству Российской Федерации представить предложения по внесению изменений в законодательство Российской Федерации в целях обеспечения максимально благоприятных условий для развития объектов микрогенерации на основе ВИЭ, имея в виду:
 - обеспечить интеграцию в энергетический баланс зданий, строений, сооружений нетрадиционных источников энергии и вторичных энергетических ресурсов и сформировать механизмы стимулирования развития микрогенерации на основе ВИЭ;
 - обязать сетевые компании разработать технические условия для подключения объектов микрогенерации на основе ВИЭ к сетям общего пользования;
 - обязать энергосбытовые компании и гарантирующих поставщиков:
 - ✓ заключать договоры купли-продажи излишков электроэнергии, произведенных на объектах микрогенерации на основе ВИЭ, в том числе с физическими лицами, индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, чьей основной деятельностью не является производство и продажа электроэнергии;
 - ✓ разработать систему учета потребленной электроэнергии с возможностью взаимозачета излишков электроэнергии, поставленной в сеть «сверхмалыми» объектами электрогенерации на основе ВИЭ, в том числе для физических лиц, индивидуальных предпринимателей и юридических лиц, чьей основной деятельностью не является производство и продажа электроэнергии.

В окончательной редакции Перечня поручений по итогам заседания Государственного совета по вопросу «Об экологическом развитии Российской Федерации в интересах будущих поколений», состоявшегося 27 декабря 2016 года, часть этих предложений «потерялась» и были даны следующие формулировки:

- предусмотреть при разработке документов стратегического планирования и комплексного плана действий Правительства Российской Федерации на 2017–2025 годы в качестве одной из основных целей переход России к модели экологически устойчивого развития, позволяющей обеспечить в долгосрочной перспективе эффективное использование природного капитала страны при одновременном устранении влияния экологических угроз на здоровье человека, обратив особое внимание:
 - на установление целевых показателей энергоэффективности экономики в целом и по основным её секторам, а также на реализацию комплекса мер по повышению такой энергоэффективности, включая создание и использование возобновляемых источников энергии, развитие микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии;
- Разработать при участии ведущих предпринимательских объединений и представить предложения:
 - О применении «зелёных» финансовых инструментов российскими институтами развития и публичными компаниями.

Положение об установлении целевых показателей энергоэффективности экономики в целом и по основным её секторам, а также о реализации комплекса мер по повышению такой энергоэффективности, включая создание и использование возобновляемых источников энергии, развитие микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии должно быть представлено Правительством до 1 июля 2017 г. Еще есть время для того,



чтобы убедить Правительство РФ включить в состав «комплекса мер по повышению такой энергоэффективности, включая создание и использование возобновляемых источников энергии» разработку и реализацию программы повышения энергоэффективности и развития ВИЭ изолированных районов с высокими затратами на энергоснабжение как основу модернизации систем их энергоснабжения с целью формирования экономически и экологически устойчивого и надежного энергоснабжения при минимизации расходов бюджетов всех уровней на энергоснабжение таких территорий.

Именно для этой цели ЦЭНЭФ реализует проект «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию». Цель проекта – активизировать межрегиональное сотрудничество по формированию региональных и муниципальных программ «Низкоуглеродные решения для изолированных российских регионов с высокими ценами на энергоресурсы» на основе определения типовых пакетов низкоуглеродных решений и оценки их экономической эффективности, потенциала и графика реализации (повышение энергоэффективности и выработка энергии из возобновляемых источников), объединенных в пилотную программу предоставления надежных и доступных по цене энергетических услуг удаленным российским регионам, где в настоящее время чрезвычайно высоки цены на энергию от изолированных источников малой генерации (в том числе регионам с северным завозом), которые впоследствии будут служить основой для разработки федеральной целевой (под)программы, которая потенциально может включать не только северные территории, но и небольшие изолированные поселения по всей стране (около 100 000, по оценкам Министерства энергетики России), где очень дорого обеспечивать централизованное энергоснабжение.

Для достижения этой цели предполагается решить ряд задач:

- анализ современного состояния систем децентрализованного энергоснабжения и источников малой генерации для обсуждения Консультативным комитетом Межрегионального соглашения и экспертным сообществом;
- анализ существующего уровня финансовой нагрузки на регионы с дорогостоящим децентрализованным энергоснабжением и источниками малой генерации для обсуждения Консультативным комитетом и экспертным сообществом;
- формирование Консультативного комитета и организация его работы;
- создание «Библиотеки «историй успеха» и полезных контактов» на основе положительного практического опыта применения низкоуглеродных технологий в регионах децентрализованного энергоснабжения (с акцентом на регионы с экстремальным климатом) в России и за рубежом. Примеры из практики;
- разработка типовой программы «Низкоуглеродные решения для регионов без доступа к централизованному энергоснабжению и с высокими ценами на энергоресурсы» для оценки затрат и выгод при переходе к низкоуглеродным «умным» и комплексным системам энергоснабжения, откалиброванной для двух пилотных регионов;
- распространение эффективных практик и опыта повышения энергоэффективности и возобновляемых источников энергии в поселениях без доступа к централизованному энергоснабжению и с высокими ценами на энергоресурсы. Три номера ежеквартального электронного бюллетеня с рабочим названием «Низкоуглеродные решения для регионов с высокими ценами на энергоресурсы»;
- проведение семинара и заседания Консультативного совета проекта в марте в Москве для обсуждения результатов проекта, которые могли бы лечь в основу федеральной программы.

2 Анализ существующего уровня финансовой нагрузки на регионы с дорогостоящим децентрализованным энергоснабжением

Совокупный объем затрат на энергоснабжение всех потребителей 15 регионов Крайнего Севера равен 1,7 трлн руб. Огромные затраты определяются как низким уровнем энергетической эффективности в этих регионах с дорогостоящим децентрализованным энергоснабжением, так и высокими тарифами. Цены на топливо, электроэнергию и тепловую энергию в российских изолированных системах энергоснабжения – одни из самых высоких в мире. Тарифы на электроэнергию достигают 20-237 руб./кВт-ч, что в 5-55 раз выше средних по России, а по тепловой энергии – 3-20 тыс. руб./Гкал (с выбросами далеко за верхнюю границу диапазона), что в 3-17 раз выше средних по России. Значительная часть (две трети) расходов на энергоснабжение приходится на крупную промышленность и трубопроводные системы. Доходы коммунальных организаций от продажи электроэнергии, тепловой энергии и природного газа равны 464 млрд руб. Из них на суммарные расходы бюджетов всех уровней на финансирование энергоснабжения регионов Крайнего Севера в 2016 г. пришлось более 150 млрд руб. Доля расходов бюджета в оплате услуг энергоснабжающих организаций многих регионов Крайнего Севера превышает 30%, а в ряде случаев – даже 60% при среднем по России уровне около 20%. Размеры перекрестного субсидирования и убытки компаний, снабжающих энергией потребителей Крайнего Севера, превышают 40 млрд руб. Примерно половина этой суммы приходится на субсидирование потребителей территорий с изолированными системами энергоснабжения.

Практически во всех регионах Крайнего Севера (за исключением добывающих нефть и газ) доля расходов на энергоснабжение в ВРП составляет 20-37% и кратно превышает пороги экономической доступности энергии, что не позволяет экономике динамично развиваться. Для населенных пунктов с изолированными системами энергоснабжения отношение расходов на энергоснабжение к муниципальному продукту часто превышает 40%. За счет повышения энергоэффективности и развития ВИЭ можно ежегодно экономить около 100 млрд руб. бюджетных средств на субсидиях и расходах на оплату счетов за энергоснабжение бюджетных организаций, расположенных в регионах Крайнего Севера. Это в 14 раз больше максимального годового объема субсидий на повышение энергоэффективности в рамках программы «Энергосбережение и развитие энергетике», выделенных в 2013 г., и в 714 раз больше субсидий на эти цели, выделенных в 2016 г. Вопрос в том, как дальше распорядиться этими 100 млрд руб.: продолжать затыкать ими дыры в платежной способности потребителей Севера и Дальнего Востока или сделать энергию доступной за счет ее более эффективного использования и более «зеленого» производства? Первое сделать невозможно, не увеличивая постоянно бюджетные расходы. А вот второе – возможно! Для этого нужно начать мыслить другими категориями и сменить менталитет «экономики дефицита» и «северного завоза» на менталитет инновационного «зеленого», низкоуглеродного развития.

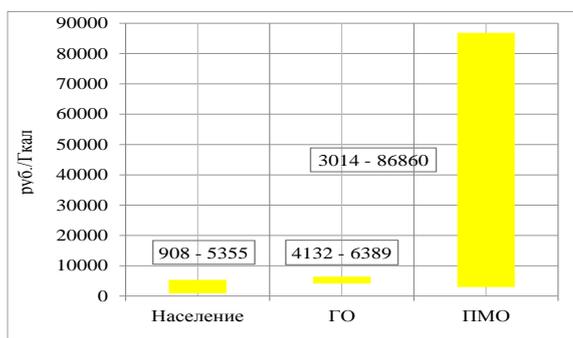
2.1 Цены и тарифы на энергоресурсы в регионах с дорогостоящим децентрализованным энергоснабжением

Цены на топливо, электроэнергию и тепловую энергию в российских изолированных системах энергоснабжения – одни из самых высоких в мире. Именно по этой причине если где-то энергоэффективные технологические решения и развитие ВИЭ окупаются, то это на российском Крайнем Севере в зонах с децентрализованным энергоснабжением. Математика здесь такая. Дизельное топливо стоит 50-100 тыс. руб./т при удельном расходе на выработку электроэнергии 320-500 гут/кВт-ч; получаем топливную составляющую (без

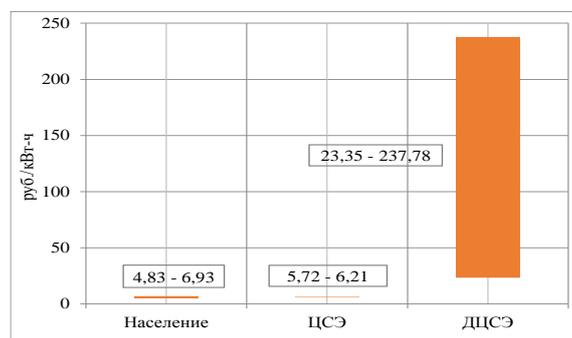
стоимости масла) 11-34 руб./кВт-ч. Как правило, она составляет около половины стоимости выработки электроэнергии. Тогда получим ее полную стоимость в диапазоне 22-68 руб./кВт-ч. Как будет показано ниже, указанная верхняя граница этого диапазона – это еще не предел. Если речь идет о тепловой энергии, вырабатываемой на угле, то стоимость 1 т угля с учетом доставки в эти районы равна 3-8 тыс. руб. При удельном расходе топлива 180-240 кг/т/Гкал, доле прочих расходов на теплоснабжение 50% и доле потерь в тепловых сетях 20% тариф на тепловую энергию получается равным 2-7 тыс. руб./Гкал., что, однако, ниже потолка реальных значений тарифов.

Ниже приведены данные о действующих тарифах на электрическую и тепловую энергию в регионах Крайнего Севера, в т.ч. в зонах децентрализованного энергоснабжения. Для задания шкалы приведем тарифы, которые, как ожидает МЭР, будут средними по России в 2017 г.: электроэнергия для населения – 3,86 руб./кВт-ч (без электроплит), для промышленности – 2,53 руб./кВт-ч; тепловая энергия для населения – 1184 руб./Гкал, для промышленности – 1806 руб./Гкал. Одноставочный тариф на электрическую энергию для населения **Архангельской области** на первое полугодие 2017 г. установлен в размере 4,41 руб./кВт-ч. Тарифы на тепловую энергию для населения по муниципальным образованиям варьируют в пределах 725-2276 руб./Гкал. Установленная на 2017 г. цена на электрическую энергию для населения **Вологодской области** равна 4,05 руб./кВт-ч. Цены на тепловую энергию установлены в пределах 802-16476 руб./Гкал.¹⁷ В **Камчатском крае** тарифы на электрическую энергию, поставляемую населению центрального электроузла, и для изолированных электроузлов равны 6,69 руб./кВт-ч. Экономически обоснованные тарифы для изолированных электроузлов равны: генераторное напряжение – 17,04 руб./кВт-ч; среднее первое напряжение – 19,35 руб./кВт-ч; среднее второе напряжение – 20,73 руб./кВт-ч; низкое напряжение – 30,57 руб./кВт-ч. Тарифы на тепловую энергию для населения варьируют от 904 руб./Гкал до 4835 руб./Гкал. Экономически обоснованные тарифы в зонах децентрализованного электроснабжения **Магаданской области** заметно выше установленных для населения (6,93 руб./кВт-ч) и варьируют в пределах 23,35-237,78 руб./кВт-ч (рис. 2.1). Тарифы на тепловую энергию для населения составляют по муниципальным образованиям от 9% до 72% от экономически обоснованного уровня, который варьирует в пределах 3014-86860 руб./Гкал.

Рисунок 2.1 Интервалы значений тарифов на тепловую энергию для населения и ЭОТ для городских округов и прочих муниципальных образований Магаданской области в 2016 г.



тарифы на тепловую энергию для населения и ЭОТ для городских округов и прочих муниципальных образований



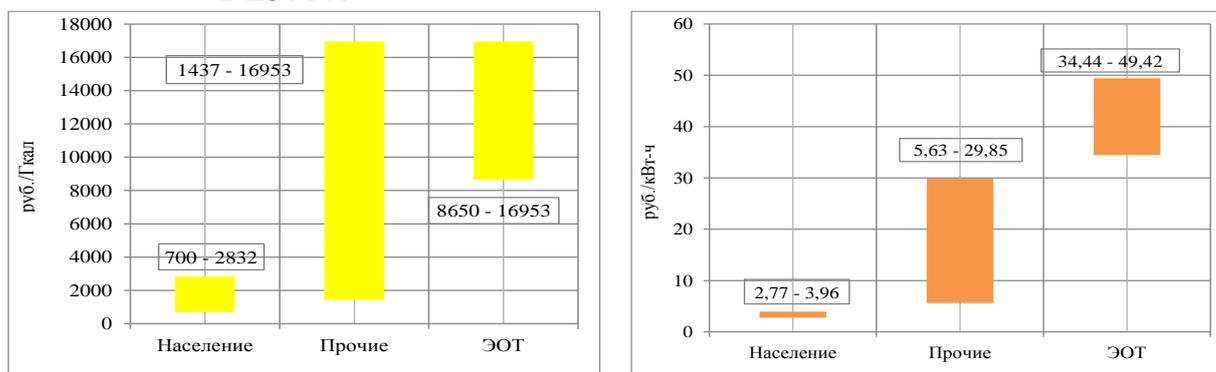
тарифы для населения и ЭОТ для централизованных и децентрализованных систем электроснабжения

Источник: Департамент цен и тарифов Администрации Магаданской области

¹⁷ В области есть практика установления тарифов на электрическую энергию (мощность), произведенную на основе использования ВИЭ и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях ОАО «ПМТЭЦ «Белый ручей». Установленная ставка платы за мощность – 1916,71 руб./кВт, а ставка платы за электрическую энергию – 0,873 руб./кВт-ч.

Экономически обоснованный уровень тарифов на электрическую энергию, вырабатываемую на дизельных электростанциях, в населенных пунктах Чаваньга, Чапома, Тетрино и Пялица Терского района **Мурманской области** составил 20,53 руб./кВт-ч, а действующий для потребителей – 7,95 руб./кВт-ч. Тарифы на тепловую энергию для населения по области варьируют в пределах 910-6021 руб./Гкал. В зонах децентрализованного электроснабжения Ненецкого автономного округа тарифы для населения равны 3,96 руб./кВт-ч, а для прочих потребителей – 5,63-29,85 руб./кВт-ч. Экономически обоснованные тарифы кратно выше: 34,44-49,42 руб./кВт-ч. Тарифы на тепловую энергию для населения составляют только 8-19% от экономически обоснованных уровней, которые варьируют в пределах 8650-16953 руб./Гкал.

Рисунок 2.2 Интервалы значений тарифов на тепловую энергию для населения и ЭОТ для городских округов и прочих муниципальных образований Ненецкого автономного округа в 2014 г.



тарифы на тепловую энергию для населения, прочих потребителей и ЭОТ

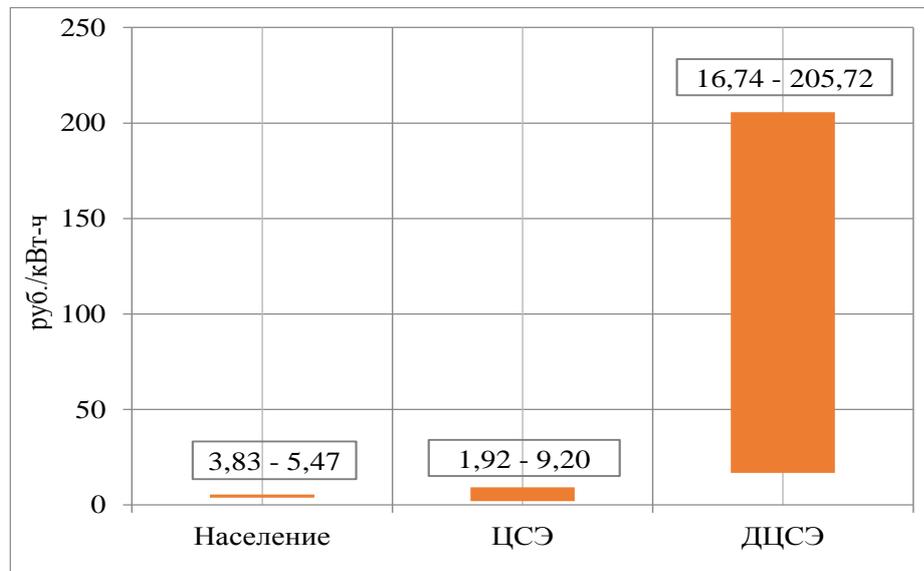
тарифы на электрическую энергию для населения, прочих потребителей и ЭОТ

Источник: Управление по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа

Тарифы на тепловую энергию для населения **Республики Коми** варьируют в пределах 875-3354 руб./Гкал. Тарифы для населения составляют только 7-88% от экономически обоснованного уровня, который варьирует в пределах 1598-18949 руб./Гкал. Тарифы на электроэнергию для населения в **Республике Саха (Якутия)** в изолированных энергосистемах установлены в пределах 3,83-5,47 руб./кВт-ч, для индивидуальных предпринимателей и сельхозпроизводителей – 7,80 руб./кВт-ч. Экономически обоснованные тарифы находятся в интервале от 16 до 206 руб./кВт-ч (рис. 2.3). Тарифы на тепловую энергию очень широко варьируют: от 803 руб./Гкал до 45574 руб./Гкал.

В **ЯНАО** в зонах децентрализованного электроснабжения экономически обоснованные тарифы достигают 30 руб./кВт-ч, а на тепловую энергию в отдельных МО превышают 5200 руб./Гкал. Тарифы на тепловую энергию для населения **Сахалинской области** варьируют в пределах 1023-2096 руб./Гкал, тогда как для организаций, финансируемых из бюджета, и прочих потребителей они варьируют в пределах 386-14481 руб./Гкал. Тарифы на тепло для населения **Томской области** и прочих потребителей варьируют в пределах 687-14341 руб./Гкал, для **ХМАО** – 249-11946 руб./Гкал. Для **Чукотки** тарифы на тепло для населения равны 400-1425 руб./Гкал, а экономически обоснованные – 2956-99219 руб./Гкал. Таким образом, тарифы на электроэнергию в изолированных системах энергоснабжения **Крайнего Севера** достигают 22-237 руб./кВт-ч, что в 5-55 раз выше средних по России, а по тепловой энергии – 3-20 тыс. руб./Гкал (с выбросами даже за эти пределы), что в 3-17 раз выше средних по России.

Рисунок 2.3 Интервал тарифов на электроэнергию для населения, централизованных и децентрализованных систем электроснабжения Республика Саха (Якутия) в 2017 г.



Источник: Государственный комитет по ценовой политике – Региональная энергетическая комиссия Республики Саха (Якутия)

2.2 Размеры бюджетного финансирования энергоснабжения потребителей в регионах Крайнего Севера

Доходы потребителей в регионах Крайнего Севера существенно различаются. Они выше средних по России в нефте- и газодобывающих регионах и регионах, добывающих ценные природные ресурсы (НАО, ХМАО, ЯНАО, Магаданская и Сахалинская области), но ниже или близки к среднероссийским в других регионах. В районах с изолированными системами энергоснабжения с преобладанием традиционных занятий и промыслов (охота, рыболовство, оленеводство) доходы часто даже ниже среднероссийских. Поэтому цена на энергию в 5-20 раз выше, чем на «материке», является экономически недоступной и субсидируется по различным схемам.

Для оценки объема расходов бюджетов всех уровней на финансирование энергоснабжения потребителей Крайнего Севера использовались данные формы «22-ЖКХ» за 2015 г. и данные по суммам субсидий, начисленных населению на оплату ЖКУ и объема средств, затраченных на предоставление социальной поддержки по оплате ЖКУ. Две последние составляющие поддержки перечисляются из бюджета населению, а затем уже население проводит оплату организациям ЖКХ. Форма «22-ЖКХ» позволяет оценить размеры оплаты ЖКУ бюджетофинансируемым организациям, финансирование из бюджета компенсации разницы между экономически обоснованными тарифами и тарифами для населения, т.е. на покрытие убытков, возникших в связи с применением регулируемых цен на ЖКУ; средства федерального бюджета на содержание принятых в муниципальную собственность объектов ЖКХ, ранее находившихся в другой собственности; бюджетные ассигнования, направленные на замену изношенных основных фондов (в том числе сетей), модернизацию объектов ЖКУ и на их развитие (см. Вставку 2.1).

Вставка 2.1. Отражение расходов бюджета на финансирование организаций жилищно-коммунального хозяйства в форме «22-ЖКХ»

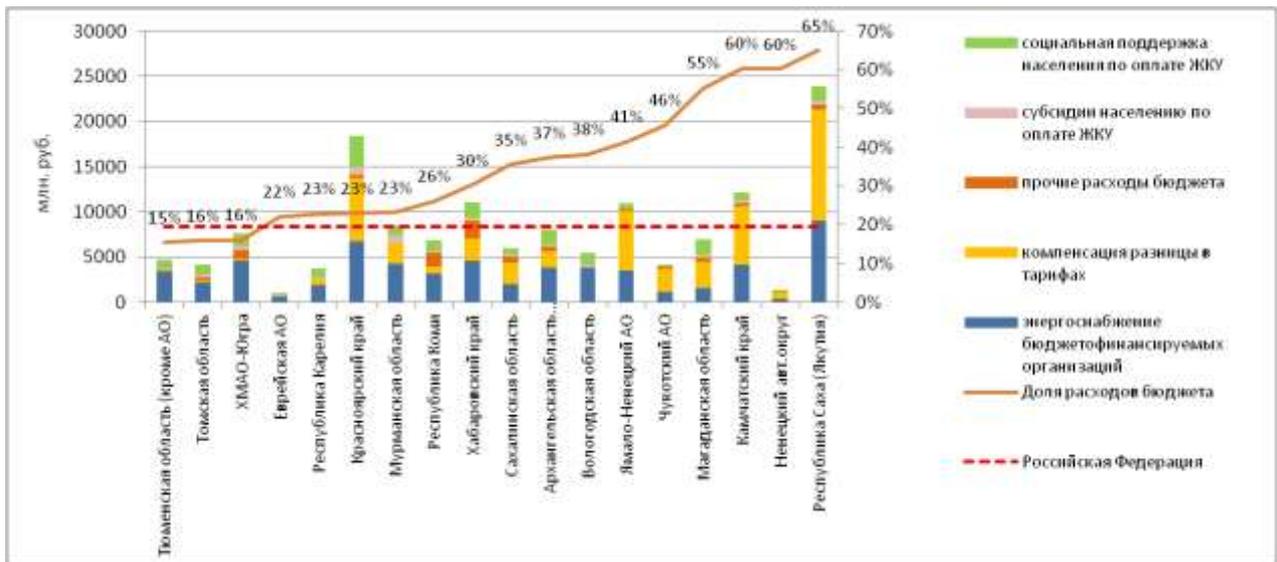
В форме «22-ЖКХ» отражаются фактические объемы финансирования из бюджетов всех уровней, поступившие на счета организаций, с учетом поступлений средств по долговым обязательствам за предыдущие годы. Они *не включают* финансирование организаций ЖКХ на подготовку к зиме и финансирование целевых программ (антикризисная, внедрение приборов учета, ликвидация стихийных бедствий и прочие). Они *включают* бюджетное финансирование на проведение капитального ремонта МКД; фактически выделенные из бюджета для компенсации разницы между экономически обоснованными тарифами и тарифами, установленными для населения, или на покрытие убытков, возникших в связи с применением регулируемых цен на жилищно-коммунальные услуги; фактически выделенные в отчетном периоде из федерального бюджета средства на содержание принятых в муниципальную собственность объектов жилищно-коммунального хозяйства, ранее находившихся в другой собственности; бюджетные ассигнования, направленных на замену изношенных основных фондов (в том числе сетей), модернизацию объектов жилищно-коммунального хозяйства и их развитие. Отчисления из бюджета на капитальный ремонт систем энергоснабжения не отражаются.

Источник: Росстат

Суммарные расходы бюджетов всех уровней на финансирование энергоснабжения регионов Крайнего Севера составили в 2015 г. почти 145 млрд руб., а в 2016 г. превысили 150 млрд руб. На оплату счетов бюджетофинансируемых организаций приходится 60 млрд руб., на возмещение разницы в тарифах – без малого 50 млрд руб., на прочие нужды (замену изношенных основных фондов, модернизацию и развитие объектов ЖКХ и др.) – более 8 млрд руб., еще более 5 млрд руб. – на субсидии населению и, наконец, более 21 млрд руб. – на социальную поддержку по оплате энергоснабжения (льготы). Сложно оценить, какая доля бюджетных расходов на энергоснабжение приходится именно на изолированные системы энергоснабжения. По-видимому, она составляет порядка 70-80 млрд руб. в год. Такая оценка получается, если учесть, что стоимость северного завоза топлива равна примерно 100 млрд руб., что составляет примерно половину стоимости тепловой и электрической энергии. Тогда все расходы на энергоснабжение предприятий ЖКХ равны примерно 200 млрд руб., а доля расходов бюджета равна 35-40%.

Доля расходов бюджета в оплате энергоснабжения многих регионов Крайнего Севера (без крупной промышленности) превышает 30%, в трех регионах превышает 60% при среднем по России уровне 19,5% (рис. 2.4). Наиболее значительна эта доля (65%) в Республике Саха (Якутия). В Камчатском крае и Ненецком АО она превышает 60%. В ЯНАО, Чукотском АО и Магаданской области эта доля превышает 40%.

Рисунок 2.4 Роль расходов бюджета в формировании доходов энергоснабжающих организаций регионов Крайнего Севера



Источник: Расчеты ЦЭНЭФ

Данных для оценки доли расходов бюджета в оплате энергоснабжения во многих населенных пунктах с изолированными системами энергоснабжения мало. Поскольку доля потребления энергии бюджетными организациями и жилищным фондом в них выше, а также существенно выше тарифы на энергоресурсы, то эту долю можно оценить в диапазоне от 40 до 80% от суммарных расходов на энергоснабжение.

2.3 Масштабы перекрестного субсидирования потребителей в регионах Крайнего Севера

Субсидии из бюджета – это не единственный источник субсидирования потребления энергии населением. Существует также перекрестное субсидирование, когда тарифы для населения территорий Крайнего Севера и особенно для населения изолированных территорий снижаются за счет повышения тарифов для прочих групп потребителей, включая промышленных. Бюджетные организации также платят по повышенным тарифам, тем самым часть расходов на энергоснабжение населения перекладывается на бюджет.

Размеры перекрестного субсидирования и убытки компаний, снабжающих энергией потребителей Крайнего Севера, превышают 40 млрд руб. Примерно половина этой суммы приходится на субсидирование потребителей территорий с изолированными системами энергоснабжения. В Республике Саха (Якутия) объемы перекрестного субсидирования дизельной энергетики составили в 2014 г. 5,5 млрд руб., в 2015 г. – 6 млрд руб., а в 2016 г. – 6,8 млрд руб. Это значительная дополнительная ценовая нагрузка на промышленных потребителей.¹⁸ За счет перекрестного субсидирования при «котловом» принципе ценообразования средние тарифы увеличиваются с 4,31 руб./кВт-ч до 6,15 руб./кВт-ч, поскольку средний тариф в зоне децентрализованного энергоснабжения равен 35,8 руб./кВт-ч. Каждый кВт-ч, потребляемый промышленными потребителями, несет 2,48 руб. (или 38% от тарифа) перекрестного субсидирования дизельной энергетики. Это стимулирует потребителей к уходу на оптовый рынок электрической энергии и мощности; дает сигнал крупным промышленным потребителям о необходимости инвестиций в

¹⁸ Саначев А. 2016. Программа оптимизации локальной энергетики (ПОЛЭ) Республики Саха (Якутия). IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.



создание собственной генерации; снижает экономическую привлекательность инвестиционных проектов по разработке месторождений и созданию перерабатывающих производств. В целом по Дальнему Востоку перекрестные субсидии оценены равными почти 30 млрд руб. К ним следует добавить объемы перекрестного субсидирования в Республиках Коми и Карелия – 2,3 и 1,6 млрд руб. соответственно, в Архангельской области – 1,4 млрд руб., в Мурманской области – 1,4 млрд руб., в Вологодской области – 0,3 млрд руб.¹⁹ Итого получается 37 млрд руб. без учета Тюменской и Томской областей и Красноярского края. С их учетом размер перекрестных субсидий только на электроэнергию можно оценить равным 40 млрд руб.

Госдума снизила тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей Дальнего Востока. Законопроект «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» рассмотрели во втором и третьем чтениях. Закон обеспечит снижение стоимости электроэнергии в регионе до среднероссийского уровня. 16 декабря 2016 г. Госдума РФ приняла закон № 508-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике», который был одобрен Советом Федерации 23 декабря 2016 г. Закон призван постепенно в течение трех лет (с 1 января 2017 г. до 1 января 2020 г.) ввести специальную надбавку в цену на электрическую мощность по всей стране для компенсации снижения тарифов на электроэнергию до среднероссийского уровня. За пределами 2020 г. ожидается, что тарифы снизятся до среднероссийского уровня за счет роста количества потребителей, которому сейчас препятствует высокая стоимость электроэнергии. Рост тарифов для конечных потребителей остальной части России, в связи с выравниванием тарифов в регионах Дальнего Востока, по расчетам ФАС, не превысит 1,8%.

Но и это еще не все. Перекрестное субсидирование существует и в ценах на тепло и на газ (Якутия и Камчатка). Так, на Камчатке цена природного газа в 2016 г. была равна 5416 руб./1000 м³. «Газпром» сообщал об убытках от реализации газа в размере 8330 руб./1000 м³. То есть реальная стоимость газоснабжения была равна 13716 руб./м³, а суммарные убытки в системе газоснабжения – 3,3 млрд руб.

2.4 Суммарные расходы на энергоснабжение и их доля в ВРП регионов Крайнего Севера

Межстрановой анализ показал, что, «доля» затрат на энергию в ВПП или ВРП20 колеблется вокруг довольно схожих уровней для отдельных стран с центром колебаний в диапазоне 8–12% и определяется структурой экономики, но мало зависит от уровня цен на энергию, поскольку в результате действия правила «минус единица» более высокие цены с течением времени полностью компенсируются низкой энергоемкостью.²¹ Доля расходов на энергию в ВРП выше 12% находится за пределами порогов платежеспособности и тормозит развитие экономики. В ряде случаев для отдельных регионов эта доля может быть несколько более высокой и достигать 14-16%, но, как правило, только на ограниченном промежутке времени. Данные по отдельным штатам США показывают, что отношение расходов на энергию к ВРП в основном находится в диапазоне от 7% до 14% с некоторыми исключениями.

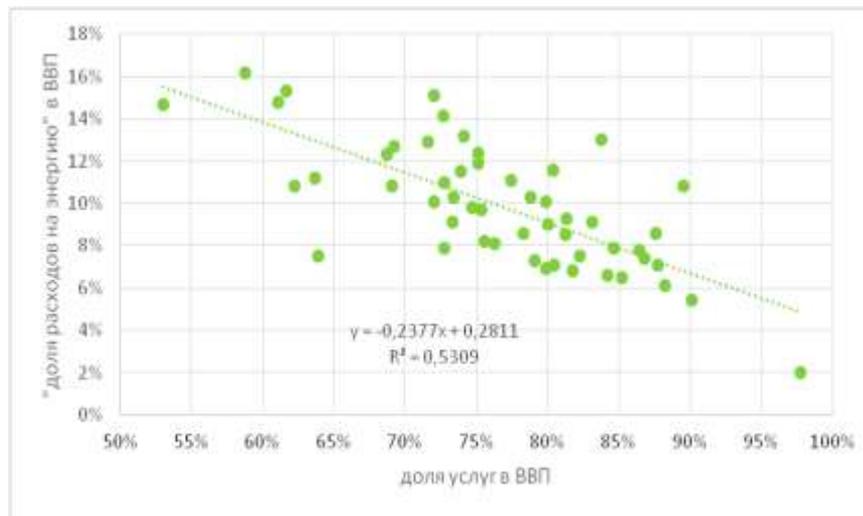
¹⁹ Базанова Е.А. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике Российской Федерации как неэффективный институт. Магистерская диссертация. ПетрГУ. Петрозаводск. 2016.

²⁰ В прямом смысле отношение затрат на энергию к ВВП нельзя считать долей, поскольку значительная часть этих затрат является частью не добавленной стоимости или конечного продукта, а частью промежуточного продукта. По отношению к валовому продукту эти затраты действительно могут определяться как доля. Поэтому далее по тексту, если используется выражение «доля затрат на энергию в ВВП», то оно берется в кавычки.

²¹ И. Башмаков. «Экономика постоянных» и длинные циклы динамики цен на энергию. Вопросы экономики. № 7. 2016.

Отношение энергетические затраты/ВВП в основном зависит от вклада сектора услуг в ВВП (рис. 2.5).

Рисунок 2.5 Зависимость между долей услуг в ВРП и отношением затраты на энергию / ВРП для отдельных штатов (в США) в 2012 г.



Источник: EIA, 2014. US Regional Energy Data - Energy Consumption, Prices, Expenditures, and Production Estimates, July 2014.

Совокупный объем затрат на приобретение топливно-энергетических ресурсов в 2014 году для 15 рассматриваемых регионов был оценен в 1470 млрд руб. В 2016 г. он превысил 1,7 трлн руб. Это равно почти 22% расходов всех потребителей России на приобретение энергии. Оценки «доли» расходов на энергию в ВРП регионов Крайнего Севера ранее не проводились. Ниже приведены результаты первой попытки их оценить. Использовано два метода оценки. В первом случае затраты потребителей на приобретение ТЭР определялась как произведение объемов конечного потребления разных видов ТЭР для разных групп потребителей на соответствующие цены и тарифы. Конечное потребление ТЭР определено для 2014 г. по единым топливно-энергетическим балансам, сформированным ЦЭНЭФ для рассматриваемых регионов. Цены на топливо определены по данным Росстата за 2014 г., а экономически обоснованные тарифы на электрическую и тепловую энергию – по данным статической формы «22-ЖКХ». Во втором случае оценка затрат потребителей на приобретение ТЭР проводилась на основе данных формы «4-ТЭР» о расходах предприятий и организаций на приобретение ТЭР. Во избежание двойного счета расходы по виду деятельности «производство и распределение электроэнергии, газа и воды» не учитывались, поскольку они входят в цены для конечных потребителей. Данные формы «4-ТЭР» не отражают расходов на энергоресурсы малого бизнеса и населения, поэтому эти составляющие были добавлены. Расходы субъектов малого предпринимательства были оценены ЦЭНЭФ, а расходы на энергоснабжение населения были взяты из формы «22-ЖКХ». Анализ показал, что первый метод дает более надежные оценки.²²

Практически во всех регионах Крайнего Севера (за исключением добывающих нефть и газ) доля расходов на энергоснабжение в ВРП существенно превышает пороги экономической доступности энергии (8-12%) и среднее для России значение – 10,7%. Наиболее высока доля затрат на приобретение ТЭР в ВРП Камчатского края – 37% (рис. 2.6). В восьми регионах она превышает 20%. В большинстве регионов Крайнего Севера эта доля в 1,8-3,7 раза превышает порог экономической доступности энергии. Если определить

²² Совокупный объем затрат на приобретение топливно-энергетических ресурсов в 2014 году для 15 рассматриваемых регионов, оцененный по второму методу, равен 1228 млрд руб.

его равным 10%, то для обеспечения доступности энергии субсидии всех видов для энергоснабжения всех групп потребителей должны составить в 2016 г. 163 млрд руб. Это довольно близко к полученной выше оценке суммарных расходов бюджета на финансирование энергоснабжения регионов Крайнего Севера (более 150 млрд руб.).

Рисунок 2.6 Ранжирование 15 субъектов РФ по доле затрат на энергоснабжение в ВРП

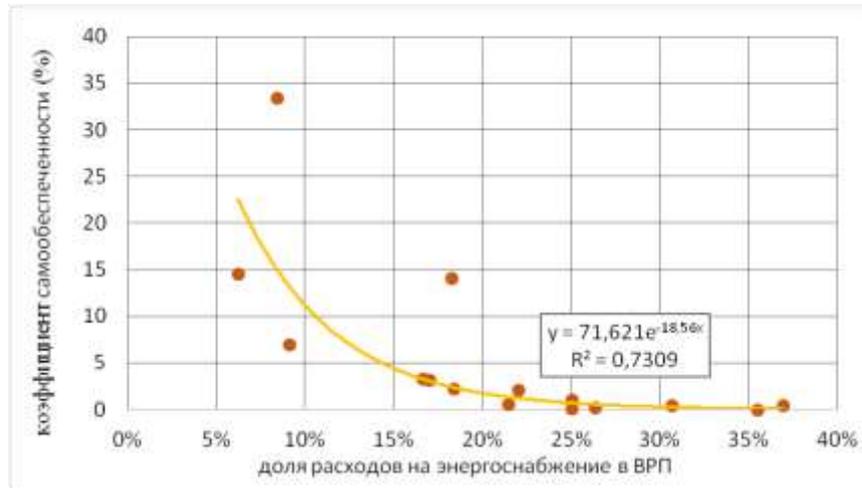


Источник: оценки ЦЭНЭФ

Для населенных пунктов с изолированными системами энергоснабжения «доля» расходов на энергоснабжение в муниципальном продукте должна превышать 40% и может достигать 50-60%. Размер необходимого субсидирования энергоснабжения этих населенных пунктов достигает 40-50% от муниципального продукта. Существует четкая взаимосвязь между коэффициентом самообеспеченности региона собственными ТЭР²³ и показателем «доли» расходов на энергоснабжение в ВРП (рис. 2.7). Коэффициент самообеспеченности – величина обратной зависимости региона от завоза топлива. То есть чем выше доля завоза топлива, тем выше доля затрат на энергоснабжение в ВРП, и для регионов, которые полностью зависят от завоза топлива, она достигает 25-37%.

²³ Коэффициент самообеспеченности топливно-энергетическими ресурсами определяется как отношение добычи/производства топливно-энергетических ресурсов к их первичному потреблению.

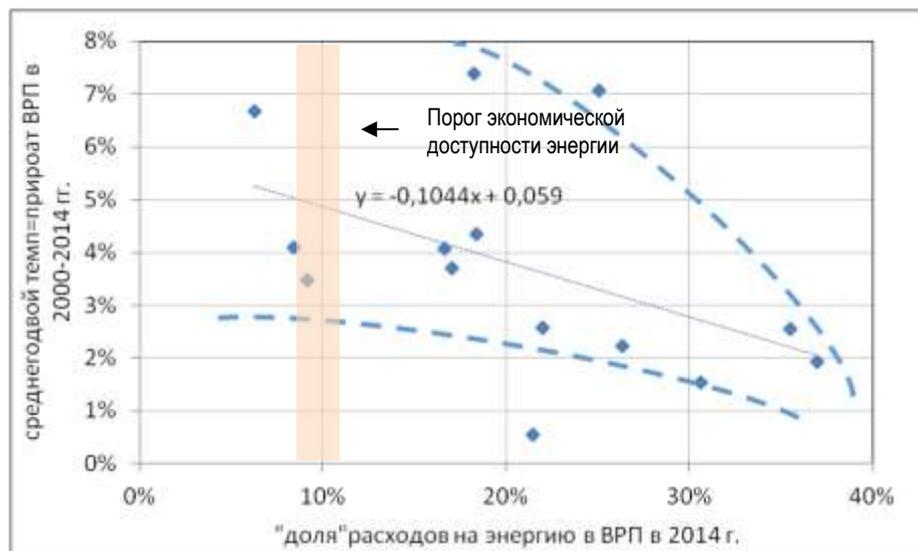
Рисунок 2.7 Зависимость доли расходов на топливно-энергетические ресурсы в ВРП от коэффициента самообеспеченности энергетическими ресурсами



Источник: оценки ЦЭНЭФ

В исследованиях воздействия высоких цен на энергоносители на экономику, как правило, не затрагивается вопрос о наличии порогов доступности энергии. Когда «доля» затрат на энергию в ВРП находится ниже порога доступности, нет корреляции между бременем расходов на энергию, энергоэффективностью и уровнем экономической активности. Последняя замедляется, когда превышен верхний порог, и ускоряется, когда отношение меньше нижнего порога. Связь между ростом ВВП и «долей затрат на энергию в ВВП» можно описать с помощью функции «крыла» (рис. 2.8).

Рисунок 2.8 Зависимость между «долей» расходов на энергию в ВРП и средними темпами прироста ВРП* для регионов Крайнего Севера (функция «крыла»)



* Для ХМАО-Югры, ЯНАО и НАО среднегодовые темпы даны за 2001-2014 гг.

Источник: расчеты ЦЭНЭФ

Пока «доля» затрат на энергию в ВВП не достигает порога, наличие и доступность энергии не ставят никаких «пределов роста», и темпы экономического роста обусловлены другими факторами. В результате диапазон функций «крыла» довольно широкий, а соотношение в этой зоне весьма неопределенное. В этот период доминирует тип поведения «игнорируй и



сохраняй статус-кво». Основные решения относительно использования энергии принимаются на основе сформировавшихся стереотипов, а расходы на энергию (и возможности их оптимизации) не учитываются, поскольку относительно малы и позволяют приобретать другие ресурсы и удовлетворять другие потребности. При приближении к верхнему порогу схема принятия решений меняется на «компенсируй и оптимизируй». Следование стереотипам в этом случае ведет к нехватке средств на решение других задач, поэтому требуется замещать ресурсы путем оптимизации их использования. Только в этой зоне решения определяются подходами неоклассической теории. Когда «доля» затрат на энергию в ВРП выходит за верхний порог, снижение экономической доступности энергии нейтрализует влияние прочих факторов, которые потенциально могли бы способствовать расширению экономической активности, и тем самым замедляет ее, так что потенциал экономического роста не реализуется в полном объеме. При заметном выходе за верхний порог потребности в замещении энергии превышают краткосрочные возможности, что подрывает экономический рост и выводит на первый план вопросы экономической и энергетической безопасности. Это требует уже новой модели принятия решений – «обеспечивай безопасность и трансформируй систему», причем проблемы среднесрочной оптимизации отходят на второй план, уступая приоритет решению стратегических задач. **Для регионов Крайнего Севера обеспечение экономической доступности энергии за счет реализации мер по повышению эффективности ее использования и замены дизельной генерации на «зеленую» (ВИЭ) – это стратегическая задача и главный способ обеспечения энергетической и экономической безопасности этих территорий.** Высокие темпы экономического роста нельзя обеспечить при высокой доле затрат на энергию. При выходе за порог начинается резкое замедление роста или спад. На рис. 2.8 видно, что на каждый процент превышения «долей» затрат на энергию в ВРП порога экономической доступности среднегодовой темп прироста ВРП снижается на 0,1%. Диапазон функции «крыла» непрерывно сужается по мере удаления от порога. В итоге темпы экономического роста и спроса на энергию снижаются, и полностью блокируется воздействие всех других факторов, которые могли бы способствовать экономическому росту.

2.5 Повышение энергоэффективности и развитие ВИЭ как средство повышения экономической доступности энергоснабжения на Крайнем Севере

За счет повышения энергоэффективности и развития ВИЭ в регионах Крайнего Севера можно ежегодно экономить около 100 млрд руб. на бюджетных субсидиях и расходах на оплату счетов за энергоснабжение бюджетных организаций. Это в 14 раз больше максимального годового объема субсидий, выделенных на повышение энергоэффективности по программе «Энергосбережение и развитие энергетики» в 2013 г., и в 714 раз больше субсидий, выделенных на эти цели в 2016 г. Потенциал экономии энергии в регионах Крайнего Севера превышает 40%. Имеется также существенный потенциал развития ВИЭ. Если их реализовать полностью, то расходы на энергоснабжение можно снизить на 40-45%, а потребность в бюджетных субсидиях и расходы на оплату счетов за энергоснабжение потребителей, расположенных в регионах Крайнего Севера, можно снизить со 150-163 млрд руб. до 45-50 млрд руб. в год, или примерно на 100 млрд руб. Около половины такой экономии может быть получено за счет реализации мер по экономии энергии и развитию ВИЭ именно на территориях Крайнего Севера с изолированными системами энергоснабжения. Вопрос в том, как дальше распорядиться этими средствами: продолжать затыкать ими дыры в платежной способности потребителей Севера и Дальнего Востока или сделать энергию доступной за счет ее более эффективного использования и более «зеленого» производства? Первое сделать невозможно, не увеличивая ежегодно бюджетные расходы. А вот второе – возможно! Для этого нужно начать мыслить другими категориями и сменить менталитет



«экономики дефицита» и «северного завоза на менталитет инновационного «зеленого», низкоуглеродного развития.

Аргументы о том, что энергоэффективные технологии и технологии генерации на основе ВИЭ в России не окупаются, не проходят в регионах, где стоимость электроэнергии составляет 30-350 центов/кВт-ч, а стоимость тепловой энергии – 50-750 долл./Гкал. Если домохозяйству бесплатно выдать светодиодную лампу мощностью менее 10 Вт для замены лампы накаливания мощностью 60 Вт, то при экономии в год более 100 кВт-ч и стоимости электроэнергии в децентрализованных системах энергоснабжения 30 руб./кВт-ч годовая экономия на затратах на электроэнергию только на одной лампе составит 3000 руб. Это в 15 раз больше стоимости самой лампы. То есть затраты окупаются за месяц. Если бюджет дотирует населению 20-25 руб./кВт-ч, то годовая экономия бюджета составит 2000-2500 руб. То есть на 200 руб. затрат бюджета на приобретение такой лампы только в течение года доход составит 2000-2500 руб. Где еще в нашей экономике бюджет может так эффективно вложить средства? Если школа в районе Крайнего Севера потребляет 2000 Гкал тепла в год, а установка ИТП стоимостью 1-2 млн руб. может дать экономию в размере 30-40%, то при экономически обоснованном тарифе на тепло 5000 руб./Гкал годовая экономия тепловой энергии будет равна 3-4 млн руб. Эти два примера иллюстрируют тот факт, что многие меры по повышению энергоэффективности при таких ценах окупаются довольно быстро. Что касается ВИЭ, то при тарифах свыше 20 руб./кВт-ч практически все нынешние технологии ВИЭ конкурентоспособны даже при дополнительных затратах на их арктическое исполнение.

3 Зарубежный опыт низкоуглеродной трансформации изолированных систем энергоснабжения

Высокие затраты на электроэнергию от ДЭС в отдаленных районах сдерживают развитие бизнеса. Эксплуатация ДЭС порождает вредные выбросы в атмосферу, шумовое загрязнение, загрязнение воды и почв из-за возможных утечек топлива. Удаленные населенные пункты с изолированными системами энергоснабжения не могут использовать природный газ в качестве «моста» в низкоуглеродное будущее. Для них «мостом» для такого перехода является экономия топлива за счет повышения энергоэффективности и использования ВИЭ. Поскольку стоимость генерации на ВИЭ устойчиво снижается, а цены на дизельное топливо устойчиво растут, то переход от ископаемого топлива к большей опоре на локальные и возобновляемые ресурсы дает значительные экономические, финансовые и экологические преимущества.

Развертывание ВИЭ в отдаленных районах может дать много полезных уроков и для масштабного их применения на «материке». Это особенно верно, если учесть тенденцию перехода к распределенной энергетике и мини-сетям, который все чаще рассматривается как опция повышения энергетической безопасности, качества и надежности и как средство сокращения энергетических издержек. Снижение затрат на применение ВИЭ делает их привлекательными для домашних хозяйств и небольших сообществ, которые намеренно отключаются от централизованной сети и переходят к выработке собственной электроэнергии.

В мире уже накоплен опыт трех десятилетий развития ВИЭ в изолированных системах энергоснабжения. Основными источниками для изучения зарубежного опыта в данной работе стали публикации МЭА, ИРЕНА и отдельных исследователей. В них под изолированными системами энергоснабжения понимаются населенные пункты, не подключенные к центральным трубопроводным системам или электрическим сетям, где число зданий больше 10, но численность населения до 10 тыс. чел. Для таких поселков даже при стоимости выработки электроэнергии в диапазоне 30-60 руб./кВт-ч передача электроэнергии по сетям на расстояние свыше 110 км экономически нецелесообразна, а для поселков с численностью населения до 1000 чел. это расстояние ограничено 20 км (Ziegler, 2015). МЭА (2012) приводит определение экономической удаленности (изолированности) – это районы, где жители не могут себе позволить полную оплату базовых энергетических услуг.

В Канаде, по разным оценкам, насчитывается 175-300 изолированных систем энергоснабжения, где электроэнергия вырабатывается на ДЭС.²⁴ Там все почти так же, как и в России. Средняя цена электроэнергии в изолированных системах равна 1,12 долл./кВт-ч (67 руб./кВт-ч) с диапазоном 24-72 руб./кВт-ч; стоимость дизельного топлива зависит от транспортной составляющей и превышает 60 тыс. руб./т, а в самых отдаленных территориях достигает 90 тыс. руб./т (Advanced energy centre, 2015; Bhattarai, 2013). Удельное потребление электроэнергии на одного жителя (5400 кВт-ч) также похоже на среднее для изолированных поселков России. Близки и удельные расходы топлива на ДЭС (примерно 330 гут/кВт-ч и более), электрический КПД (около 34% и менее), структура затрат на производство электроэнергии: 53% – топливо, 28% – текущие расходы и еще 19% – административные.

Что еще более удивительно, сходны схемы финансирования энергоснабжения изолированных территорий. Сами потребители оплачивают только 9% полных затрат на энергоснабжение. Остальное покрывается за счет: перекрестного субсидирования прочими

²⁴ По последним данным – 292. <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/breakthrough/remote-communities-struggle-to-finance-wind-power/article15741016/>



потребителями провинции – 34%, правительством провинции – 1%, центральным правительством – 56% (Advanced energy centre, 2015). Не только для северных, но и для южных изолированных территорий (например, французских и японских) применяется подход, согласно которому местные потребители энергии платят такую же цену, как и на «материке», а не реальную стоимость ее выработки. Только в провинции Онтарио годовой объем субсидирования выработки электроэнергии на ДЭС в 2011 г. был равен 90 млн канадских долларов. В такой схеме нет явного выгодополучателя снижения субсидий на энергоснабжение изолированных территорий. Формируется «разрыв стимулов»: тот, кто может экономить на энергетических затратах, мало в этом экономически заинтересован, а тот, кто хочет получить экономию, физически не может этого сделать.

Главной стратегией повышения надежности управления энергоснабжением отдаленных районов являются повышение энергоэффективности и управление спросом на энергию. Это позволит снизить спрос на энергию и топливо и тем самым снизить затраты на энергоснабжение и потребность в замещающих ДЭС и котельных мощностях с использованием ВИЭ. Доступ потребителей удаленных районов к наиболее эффективным технологиям, как правило, ограничен в силу ограниченности каналов их поставок. Например, в Шотландии только 13% домохозяйств, проживающих в отдаленных районах, классифицированы как энергоэффективные против 55% в остальной части Шотландии. В принципе, недостаток транспортной доступности может быть превращен в преимущество. Если в отдаленные районы завозить только высокоэнергоэффективное оборудование (при возможной компенсации разницы в стоимости с оборудованием со средними параметрами эффективности), то у потребителей не остается возможности приобретать малоэффективное оборудование. Это отчасти может компенсировать проблему слабости ценовой мотивации к экономии энергии по причине субсидирования цен на энергоносители. Серьезное внимание должно уделяться потерям в электрических сетях, которые могут достигать и превышать 20%; при реализации программ сети должны быть модернизированы.

Примером успешного внедрения ВИЭ в отдаленных районах с продолжительной зимой является ветропарк в п. Кадьяк (6 тысяч жителей), штат Аляска, США. Там в 2009 г. была установлена гибридная ветродизельная система, которая состоит из трех ветровых турбин мощностью 1,5 МВт каждая и ДЭС мощностью 33 МВт. Эта система интегрирована с существующей ГЭС мощностью 20 МВт. Сокращение потребления дизельного топлива составило 3,4 млн л, а экономия затрат – 2,3 млн долл. уже за первый год эксплуатации. В 2011 г. была установлена еще одна турбина ГЭС (10 МВт), а в 2012 г. – еще 3 ветроустановки суммарной мощностью 4,5 МВт и система аккумуляции энергии мощностью 3 МВт. Это позволило обеспечивать около 99,7% выработки электроэнергии на основе ВИЭ и не только не увеличивать тарифы, но даже снизить их.²⁵ Если на Аляске в среднем жители платят 17,6 ц/кВт-ч, то в п. Кадьяк – 13,8 ц/кВт-ч, что лишь немногим выше среднего тарифа на «материке» (12,5 ц/кВт-ч). В 2016 г. стоимость выработки электроэнергии на ГЭС составила 6,8 ц/кВт-ч, на ВЭС – 11 ц/кВт-ч, а на ДЭС – 28,9 ц/кВт-ч.²⁶ Кроме того, на Аляске установлены ВЭС в городках Kotzebue, Wales, Kasigluk, Pillar Mountain и в нескольких поселках в западной Аляске. Другой пример – остров Рамеа (Ramea) в Канаде с населением 600 человек, где была построена гибридная система ВЭС-ДЭС с системой аккумуляции водорода. Мощность ветроустановок равна 690 кВт, водородный топливный элемент имеет мощность 250 кВт (рис. 3.2). Они работают в комплексе с тремя дизельными генераторами по 925 кВт каждая. Стоимость первой очереди проекта составила 1,4 млн канадских долларов, или 3589 канадских долларов/кВт. Федеральное правительство предоставило 475 тыс. канадских долларов и техническую помощь на сумму 112 тыс. канадских долларов. При финансировании второй очереди проекта правительственное агентство (Atlantic

²⁵ http://blog.rmi.org/blog_2015_05_19_an_alaskan_island_goes_one_hundred_percent_renewable

²⁶ <http://www.kodiakelectric.com/generation.html>

Canadian Opportunities Agency) предоставило 3 млн канадских долларов, а правительство провинции – еще 4,5 млн канадских долларов. На острове Utsira в Норвегии в 2004 г. была установлена первая в мире комбинированная ветроводородная установка. В рамках проекта 10 семей обеспечивались электроэнергией исключительно за счет ВЭС при использовании электролизера для производства водорода при избытке мощности и топливного элемента для производства электроэнергии из водорода. Проект реализовала нефтяная компания Statoil. Этот проект позволил выявить проблемы и определить пути их решения. Потребовались более эффективные электролизеры и топливные элементы.

Рисунок 3.1 Ветропарк в поселке Кадык (США)

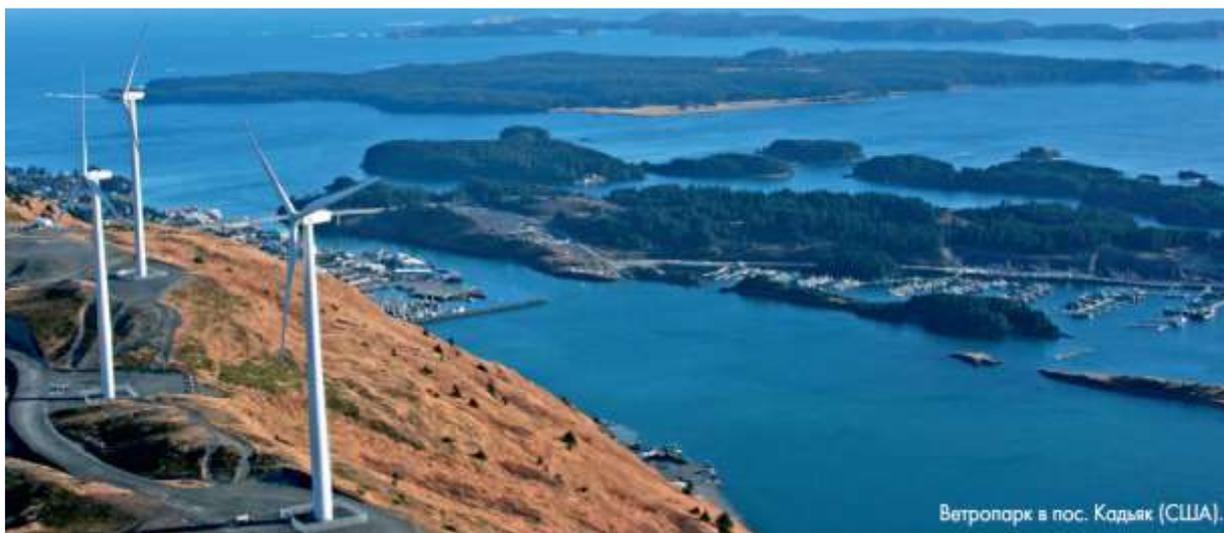


Рисунок 3.2 Гибридная система ВЭС-ДЭС с системой аккумуляцией водорода на острове Рамена (Канада)



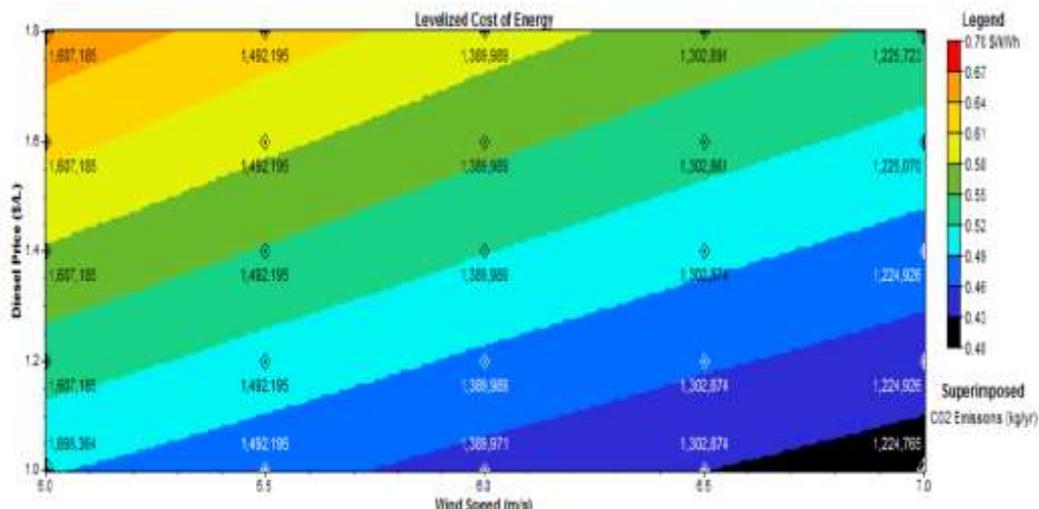
Опыт эксплуатации децентрализованных систем энергоснабжения показал, что выработка электроэнергии на основе ВИЭ в них обходится дороже (в 1,5-2 раза), чем на аналогичных технологиях в централизованных системах. Это результат меньших единичных мощностей и дополнительной стоимости транспортировки и монтажа оборудования. Однако выработка электроэнергии на ВИЭ обходится все еще намного дешевле, чем на ДЭС.

Рисунок 3.3 Комбинированная ветроводородная установка на острове Утсира (Норвегия)



Для определения оптимальной конструкции систем электроснабжения изолированных энергосистем за рубежом широко используются модели HOMER, RETScreen и другие подобные программы, которые позволяют рассчитать параметры системы с высокой степенью надежности энергоснабжения при минимальных затратах и уровнях выбросов вредных веществ. Модель HOMER (www.homerenergy.com) решает три основные задачи: моделирование, оптимизация и анализ чувствительности. Она может моделировать конструкции систем с любой комбинацией фотоэлектрических модулей, ветровых турбин, малых ГЭС, источников на биомассе, ДЭС, топливных элементов, электрических батарей и систем хранения водорода. Для проведения расчетов в нее необходимо ввести данные о нагрузках; параметрах генераторов и систем хранения энергии (фотоэлектрические панели, ветрогенераторы, гидрогенераторы, дизельные генераторы, электрические сети, батареи, преобразователи, электролизеры и т.п.); характеристики ресурсов ВИЭ (параметры солнечной энергии, скорости ветра); параметры экономического расчета: ставка дисконтирования, срок службы проекта, стоимость неудовлетворенной нагрузки, цены на топливо, постоянные эксплуатационные расходы, расходы на техническое обслуживание, налог на выбросы углерода; параметры системы управления генераторами и батареями для зарядки; системные ограничения: оперативный резерв, максимальный годовой дефицит мощности. Как показывает опыт использования модели HOMER, снижение стоимости выработки электроэнергии на ДЭС возможно за счет оптимизации подбора мощности агрегатов ДЭС под заданный график нагрузки, который часто формируется преимущественно в секторе зданий (жилых и прочих). Снижение потребности в топливе за счет такой оптимизации может составлять 15-20% (Bhattarai, 2013). Даже при сравнительно низкой доле ВИЭ в рамках гибридной установки (7-14%) снижение затрат на выработку электроэнергии может достигать 20%. При тарифах в диапазоне 24-72 руб./кВт-ч такое снижение равно 4,8-14,4 руб./кВт-ч. Чем выше скорость ветра, тем значительно можно снизить тариф на электроэнергию и выбросы ПГ (рис. 3.4).

Рисунок 3.4 Пример анализа чувствительности эффектов от установки гибридной системы генерации энергии на модели HOMER



Источник: Bhattarai (2013).

Существует ряд барьеров, мешающих использовать ВИЭ на территориях с изолированными системами энергоснабжения. Для правильной оценки профиля ветра в любом месте и для определения оптимального местоположения и параметров ВЭС нужны данные с шагом в 10 минут, по крайней мере, за год. Для их получения необходима установка измерительного оборудования на различных высотах. На начальных стадиях подготовки проекта могут использоваться метеорологические данные местных аэропортов. Разные структуры проводят исследования потенциала различных ВИЭ, но большая часть полученных данных является конфиденциальной, недоступна для других пользователей и не аккумулируется в каком-либо централизованном хранилище информации (Bhattarai, 2013). В случае с СЭС данные одного проекта могут использоваться как база для оценки расположенного неподалеку другого проекта.

Установка ВИЭ в северных отдаленных районах также связана с техническими проблемами, в том числе с требованиями к надежности работы оборудования при низких нагрузках и с преждевременным износом. Надежность энергоснабжения является приоритетом, особенно в отдаленных населенных пунктах. Поэтому гибридные системы с ВИЭ не должны уступать ДЭС по уровню надежности. Часто ВИЭ все еще рассматриваются как новое, а ДЭС – как проверенное техническое решение. Поэтому требуется больше примеров успешной реализации ВИЭ, распространение информации о положительных практиках, накопление опыта эксплуатации, подготовка кадров, отладка моделей финансирования проектов с ВИЭ. Высокие затраты на установку оборудования с ВИЭ в отдаленных районах также являются важным барьером на пути расширения их применения. Большое значение имеет вопрос транспортной логистики (Advanced energy centre, 2015). Финансирование отдельных проектов ВИЭ часто осуществляется из нескольких источников и на основании разных и трудоемких заявочных и оценочных процедур. Существующие механизмы оценки проектов ВИЭ на удаленных территориях не включают оценок экологических и социально-экономических выгод.

Еще нет адекватного понимания, при каких условиях какие технологии ВИЭ целесообразно внедрять, нет надежных данных о стоимости выработки электроэнергии на установках с ВИЭ. При принятии инвестиционных решений редко используется критерий затрат цикла жизни и отдается предпочтение минимизации первоначальных капитальных вложений. Координация определения потребности в инвестиционных ресурсах и расходов на эксплуатацию отсутствует. Высокий уровень субсидий, многообразие их источников, сложные финансовые процедуры закупок дизельного топлива приводят к путанице в

структуре стимулов к экономии средств на энергоснабжение изолированных территорий. Наличие нескольких источников финансирования часто не позволяет какой-либо одной организации обосновать затраты на внедрение ВИЭ. Во многих случаях осуществляющие финансирование ВИЭ структуры не имеют достаточных стимулов для создания жизнеспособной системы их тиражирования.

Реализация проектов повышения энергоэффективности и развития ВИЭ на удаленных территориях за рубежом позволяет определить набор мер политики, необходимых для расширения их масштабов и результативности. Федеральная и региональная помощь необходима при рационализации схем и целей предоставления субсидий; активизации программ по повышению эффективности использования энергии; оказании помощи в подготовке кадров, в подготовке и реализации проектов; формировании системы стимулов, в т.ч. за счет изменения схемы субсидирования; организации закупок, позволяющих решить проблему малого масштаба единичного проекта; формировании целевых установок по развитию ВИЭ в изолированных системах энергоснабжения; снижении рисков реализации проектов.

Одной из форм государственной политики может быть использование части субсидий на энергоснабжение для поддержки использования ВИЭ в отдаленных населенных пунктах, как на острове Рамеа в Канаде. В Республике Саха (Якутия) также накоплен интересный опыт (Вставка 3.1). Многие ранние проекты по развитию ВИЭ были профинансированы полностью или частично правительствами, в т.ч. в качестве пилотных проектов. При их тиражировании целесообразно привлекать частные инвестиции с оплатой из экономии, получаемой на субсидиях на электрическую и тепловую энергию по схеме, близкой к перфоманс-контракту, или с использованием других форм частно-государственного партнерства. Проблемой может быть сравнительно небольшой размер отдельного проекта и его удаленность. В этом случае роль ЭСКО может играть энергоснабжающая компания, которая обслуживает несколько поселков, или она может предоставлять услуги оперативного управления удаленной ЭСКО. Для более эффективного применения подобных схем важно консолидировать субсидии. При реализации модели «fee-for-service» собственность на новые объекты ВИЭ сохраняет инвестор, который заключает договор на поставку электроэнергии или тепла с энергоснабжающей компанией по прежним или несколько сниженным ценам. Эти цены используются до тех пор, пока инвестор не покроет свои затраты. Если новое оборудование сдается в лизинг, то собственнику поступают лизинговые платежи по графику, который удерживает тарифы на уровне ниже тарифов от ДЭС (МЭА, 2013).

В последние годы появилась новая схема под названием **интегрированный энергетический контракт** (integrated energy contract, ИЕС), которая успешно применяется при финансировании установки фотоэлектрических панелей в США. Она объединяет модели «fee-for-service» с мерами по повышению энергоэффективности. В рамках интегрированного энергетического контракта приоритет отдается мерам по повышению энергоэффективности. Базовый уровень энергетических затрат, от которого считается экономия, включает прежние затраты на энергоснабжение (со всеми субсидиями), которые могут быть сокращены как за счет мер по повышению энергоэффективности, так и за счет мер по установке ВИЭ на всей системе энергоснабжения. «Упаковка» в одном договоре мер по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ позволяет снизить сроки окупаемости и может быть привлекательным инструментом для реализации таких проектов в отдаленных районах. **Предметом контракта становится вся система энергоснабжения, включая снабжение топливом.** Энергосервисная компания решает, какие элементы системы должны быть модернизированы для получения максимального эффекта. Такую схему практически невозможно реализовать на централизованных системах энергоснабжения, но она прекрасно подходит для реализации именно на изолированных системах энергоснабжения. Механизмы стимулирования могут также включать налоговые



льготы для определенных видов оборудования, применяемого для модернизации изолированных систем энергоснабжения.

Вставка 3.1

С 31 июля 2014 г. по 17 ноября 2015 г. в Республике Саха (Якутия) действовал «Порядок предоставления субсидий из государственного бюджета Республики Саха (Якутия) на возмещение части затрат по проведению энергоэффективных мероприятий в рамках реализации энергосервисных договоров (контрактов)» (утвержден постановлением Правительства РС (Я) от 31 июля 2014 г.). Согласно этому документу юридические лица и индивидуальные предприниматели, проводящие энергоэффективные мероприятия в рамках реализации энергосервисных договоров (контрактов) на территории РС (Я), могли получить субсидию в размере 30% от фактически понесенных затрат на проведение энергоэффективных мероприятий в рамках реализации энергосервисных договоров. 12 ноября 2015 г. был утвержден «Порядок предоставления субсидий из государственного бюджета республики Саха (Якутия) на возмещение части затрат хозяйствующим субъектам на приобретенное ими энергоэффективное оборудование, используемое в процессе реализации мероприятий (проектов) в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе хозяйствующим субъектам, реализовавшим энергосервисные договоры (контракты)», который действовал до 8 августа 2016 г. К получателям субсидии относятся юридические лица и индивидуальные предприниматели, которые понесли затраты на приобретение энергоэффективного оборудования, используемого в процессе реализации мероприятий (проектов) в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе хозяйствующие субъекты, реализовавшие энергосервисные договоры. В перечень технологий включены: солнечные батареи и ветроэнергетические установки. Субсидия не превышает 30% фактически понесенных затрат. Показателями результативности предоставления субсидий является снижение ежемесячного удельного расхода тепловой энергии, электроэнергии, воды, а также экономический эффект от внедрения нового оборудования. Плановое значение показателей фиксируется в соглашении на возмещение части затрат хозяйствующим субъектам между Министерством и получателем субсидии. Оценка эффективности использования субсидий осуществляется Министерством путем сравнения фактически достигнутых значений и установленных в соответствующих соглашениях о предоставлении субсидий значений показателя результативности предоставления субсидий. В случае неисполнения обязательства субсидия должна быть возвращена. 28 ноября 2015 г. был утвержден «Порядок предоставления субсидий из государственного бюджета республики Саха (Якутия) на возмещение части затрат хозяйствующим субъектам на уплату ими лизинговых платежей, возникших при приобретении энергоэффективного оборудования, в том числе хозяйствующим субъектам, реализовавшим энергосервисные договоры (контракты)», который действовал до 8 августа 2016 г. Субсидия предоставляется в размере не более 30% от фактически уплаченных лизинговых платежей.

Для изолированных территорий часто создается энергоснабжающая компания, которая обслуживает несколько отдаленных поселков – Remote Area Energy Service Company (RESCO). Такой компании проще привлечь финансирование. При реализации проектов ВИЭ RESCO сохраняет право собственности на них, обеспечивает установку, эксплуатацию, техническое обслуживание, ремонт и дополнительные услуги. Другим направлением решения кадровой проблемы и повышения уровня профессиональной подготовки является формирование профессиональных сетей по оказанию технической помощи, которые могут обеспечить как обучение, так и услуги по технической поддержке (горячая линия). Еще одной формой поддержки может быть обучение технических



специалистов в отдаленных районах, привлечение к обучению НКО, специалистов региональных университетов и колледжей, создание партнерств с академическими институтами.

Национальные правительства могут поддерживать и содействовать осуществлению программ повышения энергоэффективности и развития ВИЭ на удаленных территориях за счет их агрегирования и масштабирования. Сравнительно мелкие программы собираются в крупные, что позволяет использовать эффект масштаба. Типологизация оборудования для программ, реализуемых на региональном и федеральном уровнях, позволяет заключать договора на поставки оборудования по существенно более низким ценам, организовать эффективную систему технической и квалификационной поддержки, привлекать средства крупных банков, увеличить число потенциальных кредиторов и создать конкуренцию для снижения процентных ставок по кредитам.

Сложный вопрос распределенной институциональной и экономической ответственности за энергоснабжение изолированных территорий требует эффективной координации действий федерального правительства, региональных и местных органов власти. Для этого необходимо разработать и реализовать подпрограмму повышения энергоэффективности и развития ВИЭ изолированных районов с высокими затратами на энергоснабжение как основу модернизации систем их энергоснабжения с целью формирования экономически и экологически устойчивого и надежного энергоснабжения при минимизации расходов бюджетов всех уровней на энергоснабжение таких территорий. России предстоит решить проблемы энергоснабжения своих изолированных территорий. Опыт за рубежом есть, но пока ограниченный. Его нужно изучать, но одновременно нужно накапливать и затем экспортировать свой опыт.

Существует огромный рынок замены дизельной генерации ВИЭ. В мире эксплуатируется около 400 ГВт дизельной генерации с единичной мощностью менее 0,5 МВт. Около 500 ГВт дизель-генераторов используется в промышленности. От 50 до 250 ГВт общей установленной мощности может быть гибридизировано с применением ВИЭ. Уже более 6 миллионов зданий оснащены солнечными батареями, установлен почти миллион небольших ВЭУ, значительное, но точно неизвестное число солнечных уличных фонарей, дорожных знаков и более 10 тыс. телекоммуникационных вышек оснащены системами ВИЭ, особенно фотоэлементами (IRENA, 2015). Это тот рынок, где Россия может стать одним из мировых лидеров.



4 Пилотные проекты по низкоуглеродным решениям для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию

4.1 Общие характеристики пилотных поселков

Одной из главных целей проекта ЦЭНЭФ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию» является разработка типовых пилотных программ «Низкоуглеродные решения для регионов без доступа к централизованному энергоснабжению и с высокими ценами на энергоресурсы». Если в главах 1-3 представлен «вид сверху» – макроэкономическая картина проблем и расходов на энергоснабжение территорий с технологически изолированными системами энергоснабжения, то задача данной главы – представить «вид снизу», то есть показать, какова нынешняя ситуация в конкретных поселениях с изолированными системами энергоснабжения, во что реально обходится энергоснабжение таких поселков, и что можно сделать для снижения этих расходов и использования полученной экономии на цели развития удаленных территорий.

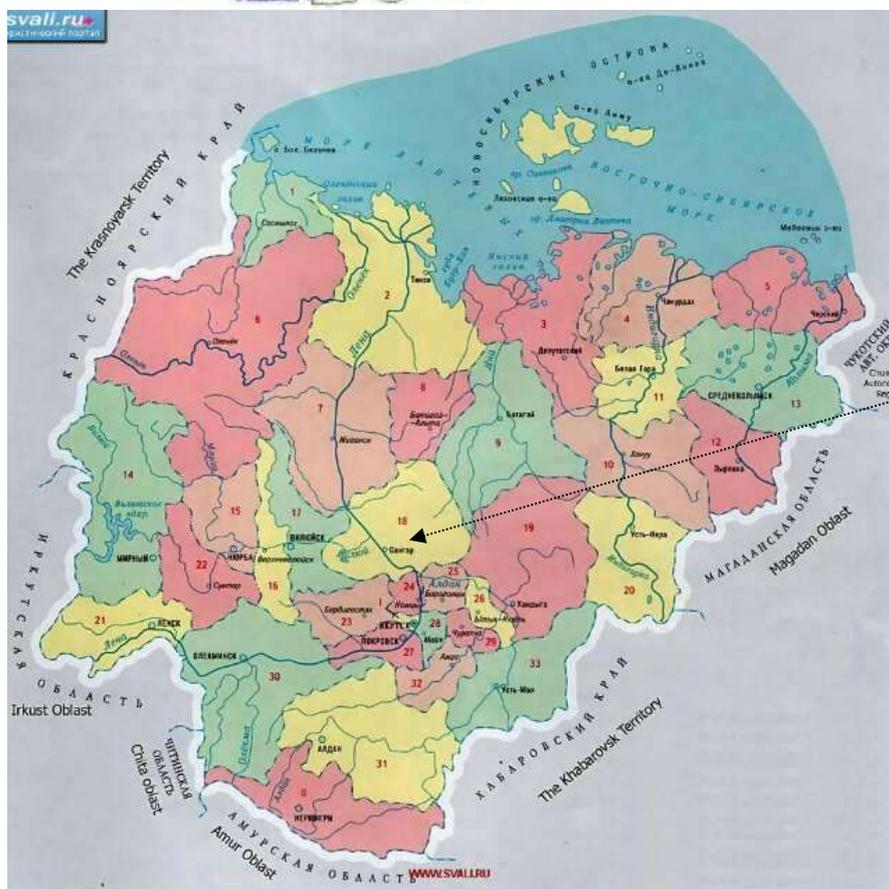
Для разработки пилотных программ было отобрано 6 поселений в Магаданской области и в Республике Саха (Якутия). Место их расположения на карте показано на рис. 4.1. В табл. 4.1 представлены самые общие характеристики этих поселений. Из 6 поселений одно (Сангар) можно отнести к довольно крупным, еще одно (Эвенск) – к средним, а остальные четыре – это мелкие или очень мелкие поселения. Таким образом, пилотные территории представляют весь спектр типов населенных пунктов по численности населения. Во всех пилотных поселениях электроэнергия вырабатывается на ДЭС. В трех поселках – Гарманда, Гижига и Верхний Парень – нет централизованной системы теплоснабжения и используется только печное отопление.

Таблица 4.1 Общие характеристики шести пилотных поселений

Показатели	Ед. изм.	Сангар	Эвенск	Гижига	Гарманда	Тополовка	Верхний Парень
Численность населения	чел.	4657	1546	241	150	132	64
Потребление дизельного топлива и сырой нефти	т/год	6400	1912	192	123	39	37
Потребление угля	т/год	20177	10140	2060	756	387	415
Цена на дизельное топливо	руб./т	50137	57276	61153	56980	73646	64630
Цена на уголь	руб./т	8000	9750	11879	9916	11879	11879
Экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию	руб./кВт-ч	22,22	28,35	42,13	46,40	80,02	80,06
Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию	руб./Гкал	4869	6776	19318	нет СТ	нет СТ	нет СТ
Расходы на энергообеспечение	млн руб.	654,4	303,4	51,6	21,5	65,7	11,8
То же, на 1 чел.	тыс. руб.	140	198	151,7	145,5	118,4	90,8

Источник: ЦЭНЭФ

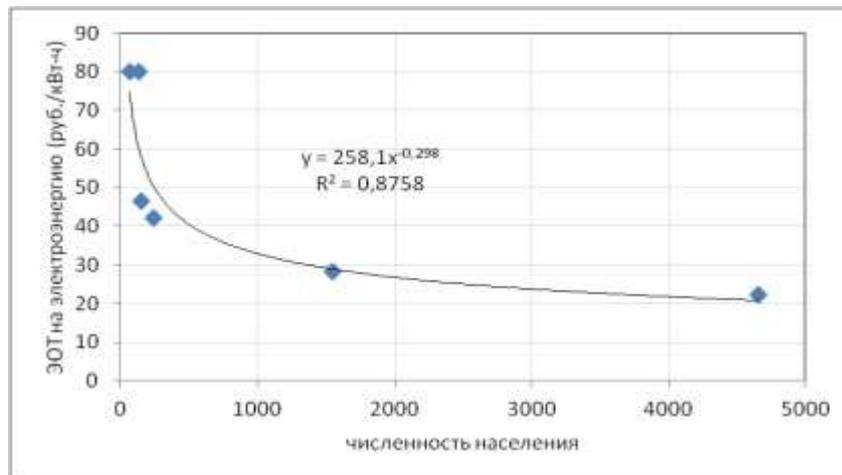
Рисунок 4.1 Географическое положение 6 пилотных поселков



Источник: ЦЭНЭФ

Анализ данных табл. 4.1 позволяет установить несколько закономерностей (рис. 4.2 и 4.3). По мере того как дорожает дизельное топливо и растет стоимость его транспортировки, кривая на рис. 4.2 смещается вверх и электроэнергия дорожает. По мере того как снижается численность населения и падает полезный отпуск электроэнергии при сравнительно устойчивом значении условно-постоянных расходов на генерацию электроэнергии на ДЭС, значения на кривой сдвигаются вправо и растет тариф. Два этих параллельных процесса ведут к устойчивому удорожанию электроэнергии от ДЭС.

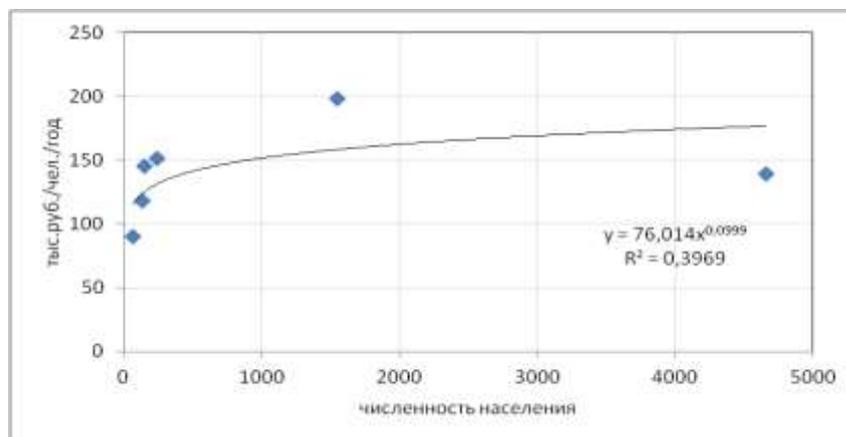
Рисунок 4.2 Зависимость экономически обоснованного тарифа на электроэнергию от численности населения



Источник: ЦЭНЭФ

Расходы на энергоснабжение поселений включают расходы на поставки электроэнергии, тепловой энергии и топлива по экономически обоснованным тарифам. **Суммарные расходы на энергоснабжение 6 пилотных поселений превышают 1,1 млрд руб. в год. В расчете на душу населения эти расходы равны 100-200 тыс. руб./год** (рис. 4.3). В отдельных поселках (часто в крупных) затраты на душу населения выше из-за наличия социальной инфраструктуры и более высокого уровня благоустройства.

Рисунок 4.3 Зависимость расходов на энергоснабжение на душу населения от численности населения поселка



Источник: ЦЭНЭФ

Расходы бюджетной системы на энергоснабжение населения и бюджетофинансируемых организаций Северо-Эвенского района в 2016 г. составили 268 млн руб. Расходы бюджетной системы на субсидирование потребления топлива и энергии для населения и подготовку к зиме составили 204 млн руб., или 93 тыс. руб./чел., а на энергоснабжение бюджетных организаций – 64 млн руб., или 29 тыс. руб./чел. При этом доля налоговых и неналоговых поступлений в доходах бюджета – 16%, что в 3,5 раза меньше расходов бюджетной системы только на энергоснабжение.

В 2001 г. ЦЭНЭФ уже имел опыт разработки программы для Северо-Эвенского района, а именно *Программы повышения эффективности использования энергии в Северо-Эвенском*



районе Магаданской области.²⁷ Поэтому есть возможность сравнить параметры энергоснабжения поселка «пятнадцать лет спустя»: в 2000 г. и 2016 г. (табл. 4.2).

Таблица 4.2 Параметры энергоснабжения пос. Эвенск в 2000 г. и в 2016 г.

Показатели	Единицы измерения	2000	2016/2017	Рост или снижение
Население района (1990=8,3 тыс.чел.)	тыс. чел.	4,4	2.2	-50%
п. Эвенск	тыс. чел.	2,159	1,546	-28%
Производство электроэнергии	тыс. кВт-ч	16500	8228	-50%
Производство тепловой энергии	тыс. Гкал	65	29,6	-54%
Потребление дизельного топлива	т	4190	1912	-54%
Расходы на завоз топлива	млн руб.	123	207	68%
Доля расхода электроэнергии на электроотопление (население)	%	35%	12-18%	-50%
Учет расхода топлива и отпуска тепла на котельных		нет	нет	
Отпуск тепловой энергии по приборам учета	зданий	нет	1	
Число квартир с учетом ГВС	квартир	нет	10	
ЭОТ на электроэнергию*	руб./кВт-ч	5,14	28,35	452%
ЭОТ на тепловую энергию*	руб./Гкал	633	6776	970%

*Значение экономически обоснованных тарифов показано за 2017 г.

Источник: ЦЭНЭФ

Анализ этих данных показывает, что:

- население района устойчиво снижается. На снижение почти в 2 раза – с 8,3 до 4,4 тыс. чел. – первый раз потребовалось 10 лет (1990-2000 гг.), а второй раз – 16 лет (2001-2016 гг.);
- население пос. Эвенск снижалось медленнее – на 28% в 2001-2016 гг. – за счет концентрации части населения мелких поселков в Эвенске;
- производство электрической и тепловой энергии за 16 лет сократилось в 2 раза;
- потребление дизельного топлива снизилось также в 2 раза;
- при двукратном снижении производства и потребления электрической и тепловой энергии расходы на завоз топлива выросли на 68%;
- существенно (с 35% до 12-18%) снизилась доля электроэнергии, используемой населением на цели отопления;
- доля отпуска тепловой энергии от источников по приборам учета по-прежнему равна нулю, а доля отпуска тепла потребителям по домовым приборам учета и горячей воды по квартирным приборам учета близка к нулю;

²⁷ ЦЭНЭФ. 2001. Программа повышения эффективности использования энергии в Северо-Эвенском районе Магаданской области. Эвенск-Магадан-Москва. Февраль-апрель. 2001 г.



- экономически обоснованные тарифы на электроэнергию за 16 лет выросли в 5,5 раз, а на тепловую энергию – в 10,7 раза.

Таким образом, **во многих поселках Крайнего Севера наблюдаются три эффекта:**

- **«замороженного времени»:** те изменения, которые происходят на «материке», в т.ч. в сфере повышения энергоэффективности и развития ВИЭ, мало затрагивают эти поселения (рис. 4.4);
- **«экономики сжатия»:** снижение численности населения поселков, снижение параметров экономической активности, рост степени дотационности, снижение производства и потребления электрической и тепловой энергии, а также объемов завоза топлива;
- **снижения экономической доступности энергии:** рост расходов на энергоснабжение не только в расчете на душу населения до уровня 100-200 тыс. руб./чел./год, но и абсолютной величины расходов на поселение, несмотря на эффект «экономики сжатия».

Последний эффект является и причиной, и следствием эффекта «экономики сжатия».

4.2 Балансы электроэнергии

В малых поселках (Гижига, Гарманда, Тополовка, Верхний Парень) в 2015-2016 гг. доля потерь электроэнергии (включая коммерческие) была равна 40-60%. Расходы на собственные нужды ДЭС составляли еще около 10%. Таким образом, **полезный отпуск электроэнергии, вернее, оплаченная его часть, составлял 50% и менее.** Точные объемы потребления электроэнергии в малых поселках неизвестны. Прежде неплатежи за электроэнергию и нецелевое использование дизельного топлива отражались через завышенные удельные расходы топлива на ДЭС. Эта практика была прекращена. Затем неплатежи стали отражаться через завышенные коммерческие потери в сетях. Теперь Департамент по ценам Магаданской области ограничил потери уровнем 22% (по оценкам ЦЭНЭФ, в действительности они могут достигать в отдельных поселках 25%). Так что в новых условиях доступность электроэнергии может быть обеспечена только за счет повышения энергоэффективности, развития ВИЭ и на этой основе снижения счетов за электроэнергию.

Намного больше определенности в отношении потребления электроэнергии в крупных поселках (рис. 4.5 и 4.6). **На долю собственных нужд ДЭС и потерь в сетях приходится более четверти произведенной электроэнергии.** Поскольку при определении значения экономически обоснованного тарифа необходимая валовая выручка (НВВ) делится на показатель полезного отпуска электроэнергии, доля этих двух составляющих имеет большое значение. Чем она выше, тем при заданном объеме НВВ выше тариф. Если к этому еще добавить расход электроэнергии на цели теплоснабжения и водоснабжения, то это еще около 17% от выработки электроэнергии. В сумме на цели энергетического и коммунального комплексов в Эвенске приходится 46% потребления электроэнергии. В пос. Сангар на собственные нужды и потери в сетях приходится 22% суммарной выработки электроэнергии, а на цели тепло- и водоснабжения – еще 28%, что в сумме дает 50%.

Таким образом, **даже в крупных поселках примерно половина вырабатываемой электроэнергии идет на нужды систем жизнеобеспечения и потери в сетях.** Оставшаяся часть потребляется населением (30% в Сангаре и 36% в Эвенске) и бюджетофинансируемыми организациями (8% в Сангаре и 9,5% в Эвенске), а также прочими потребителями. Не менее 7-12% суммарной выработки электроэнергии расходуется на цели отопления, не менее 16% – на цели освещения, еще 18% – насосами, а остальное – разного рода электроприборами.



Рисунок 4.4 «Замороженное время», или визуальное отражение стратегии инерции. Эвенск в 2001 и 2017 гг.



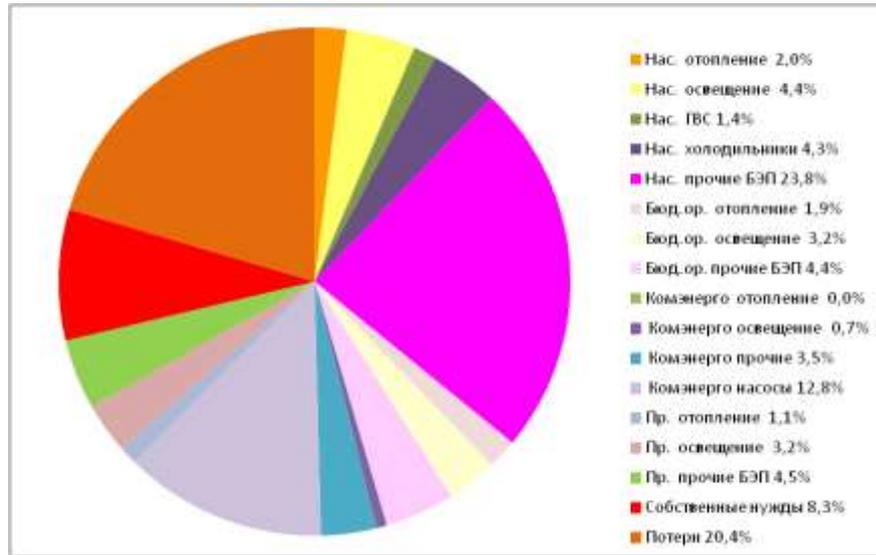
Из текста Программы повышения эффективности использования энергии в Северо-Эвенском районе Магаданской области (2001 г.):

«Администрация реализует также «Программу развития ветроэнергетики на 2000-2002 гг.», которая предусматривает поэтапное развитие ветроэнергетики в селах Тополовка, Чайбуха, Гижига, Таватум и поселке Эвенск. Заключен договор с организацией «Северные технологии–ЭКО» и произведено предварительное авансирование работ по установке в 2001 г. в селе Тополовка двух ветроагрегатов общей мощностью 32 кВт, работающих в параллельном режиме с ДЭС». Прошло 16 лет. Эти планы не реализованы.

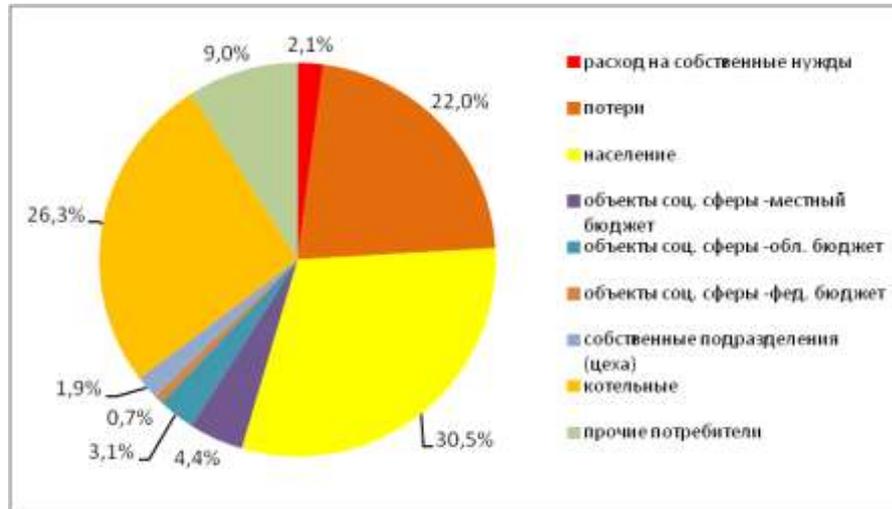
Источники: ЦЭНЭФ. 2001. Программа повышения эффективности использования энергии в Северо-Эвенском районе Магаданской области. Эвенск-Магадан-Москва. Февраль-апрель. 2001 г. Фото ЦЭНЭФ в ходе поездки в Эвенск в январе 2017 г.



Рисунок 4.5 Структура потребления электроэнергии в пос. Эвенск и пос. Сангар



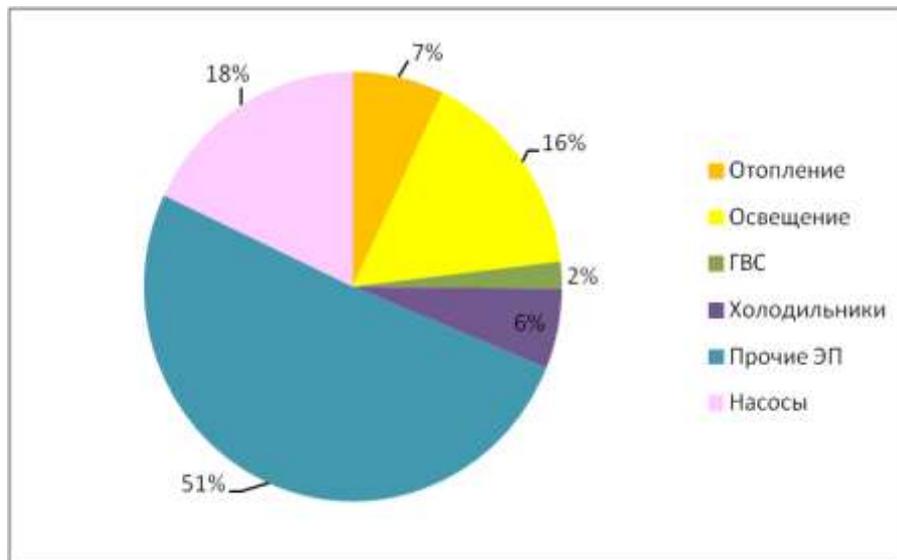
Эвенск



Сангар

Источник: ЦЭНЭФ по данным «Комэнерго» и «Сахаэнерго»

Рисунок 4.6 Структура потребления электроэнергии в пос. Эвенск по процессам



Источник: ЦЭНЭФ по данным «Комэнерго»

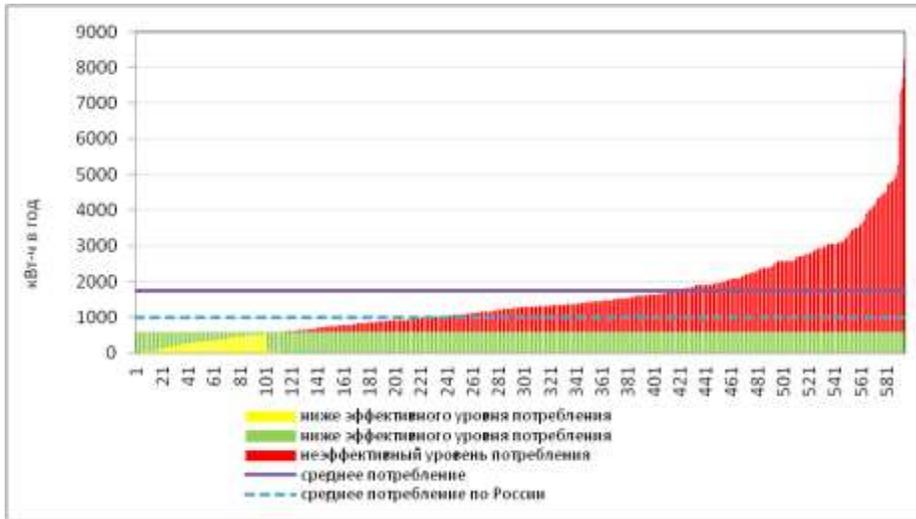
Для МКД пос. Эвенск (около 600 квартир) и пос. Сангар (более 800 квартир) был проведен анализ распределения домохозяйств по уровню годового потребления электроэнергии на одного проживающего (Эвенск) и на одно домохозяйство (Сангар). В выборке использованы только те квартиры, в которых в течение года показано хоть какое-то потребление электроэнергии. Эти данные сравниваются с уровнем годового потребления на одного жителя в объеме 600 кВт-ч, что соответствует потреблению с высокими, но не самыми лучшими, показателями энергоэффективности и со средними уровнями по поселкам. Желтая зона – с показателями потребления ниже 600 кВт-ч в год – может означать либо присутствие жителей в течение неполного года, либо неоплату электроэнергии в полной мере. Красная зона показывает превышение оплаченного потребления электроэнергии над уровнем 600 кВт-ч/чел./год. Средний для России уровень равен 996 кВт-ч/чел./год, а средний по Эвенску – 1751 кВт-ч/чел./год. У ряда домохозяйств объемы потребления электроэнергии зашкаливают за 3000 кВт-ч/чел./год. Наиболее высокие уровни удельного расхода электроэнергии отмечаются в домохозяйствах с небольшим числом членов. Однако диапазон распределения удельных расходов электроэнергии для каждой группы домохозяйств довольно широк, и его значение больше зависит от обеспеченности бытовыми электроприборами и от уровня их энергоэффективности.

Зона над средним уровнем потребления – индикатор использования электроотопления (рис. 4.7 и 4.8). Доля расходов населения на цели электроотопления и электроводоподогрева равна 18% в Эвенске и 16% в Сангаре. Если умножить объем потребления электроэнергии на разницу экономически обоснованного тарифа и тарифа для населения, то можно оценить средний уровень дотирования потребления электроэнергии в расчете на одного жителя или на одно домохозяйство. Такие расчеты показали, что в Эвенске:

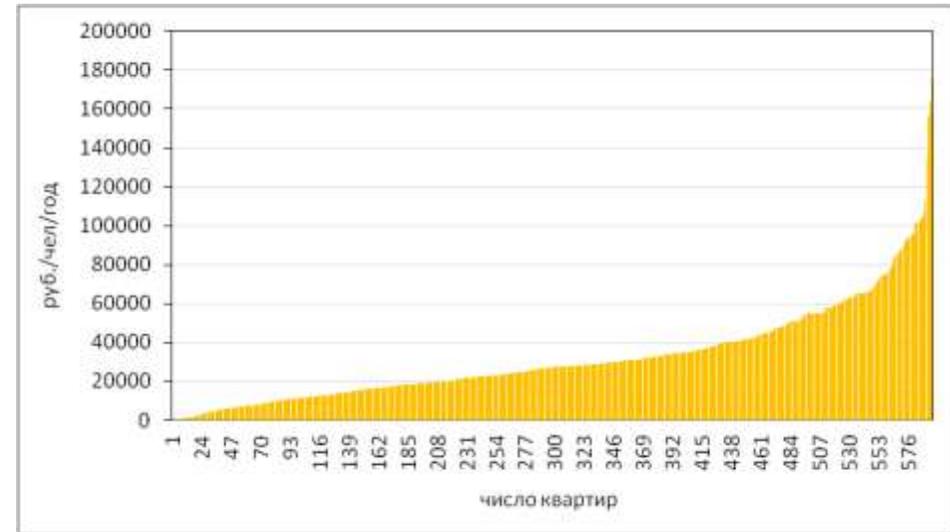
- средний уровень дотирования электроэнергии на одного жителя равен 37331 руб./чел./год, а
- в низкоэффективных домохозяйствах он превышает 50 тыс. руб./чел./год и доходит до 175 тыс. руб./чел./год.



Рисунок 4.7 Распределение потребления электроэнергии (на одного жителя) и распределение размеров дотирования потребления электроэнергии на одного жителя в квартирах МКД п. Эвенск в 2016 г.



потребление электроэнергии на одного жителя

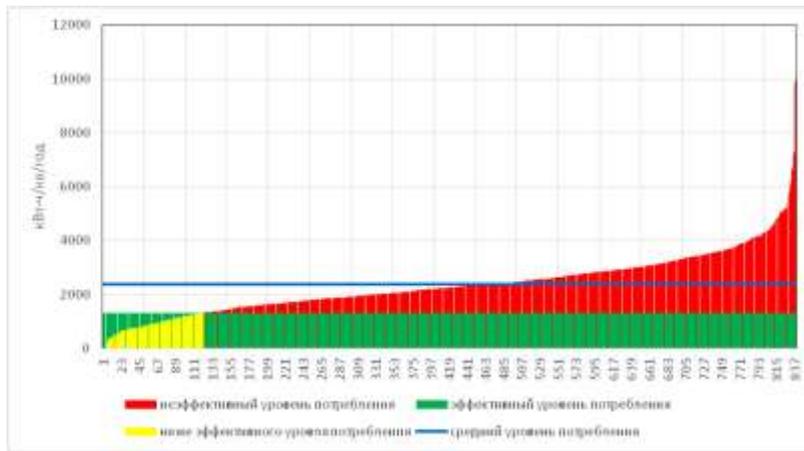


размер дотирования потребления электроэнергии на одного жителя

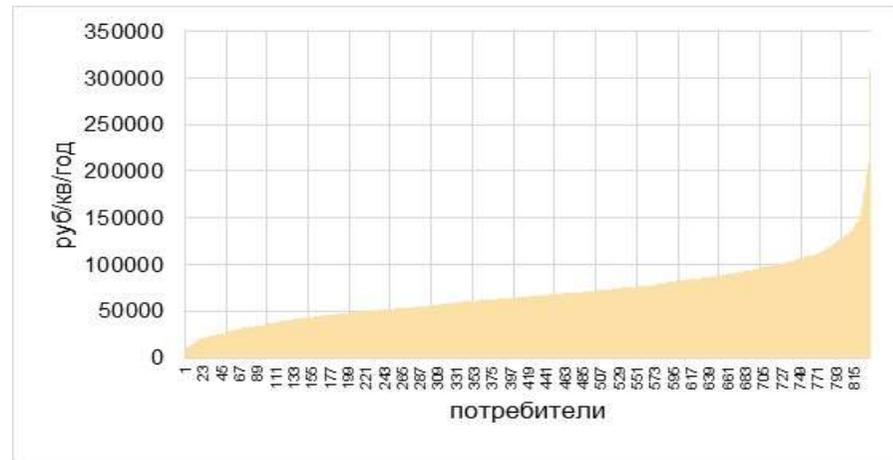
Источник: ЦЭНЭФ по данным «Комэнерго»



Рисунок 4.8 Распределение потребления электроэнергии (на одно домохозяйство) и распределение размеров дотирования потребления электроэнергии (на одно домохозяйство) в квартирах МКД п. Сангар в 2016 г.



потребление электроэнергии на одного жителя



размер дотирования потребления электроэнергии на одного жителя

Источник: ЦЭНЭФ по данным «Сахаэнерго»



Для Сангара, который расположен очень далеко от Эвенска, получен почти такой же результат:

- средний уровень дотирования потребления электроэнергии равен 69000 руб./квартира/год, или примерно 31000 руб./чел./год;
- в низкоэффективных домохозяйствах он превышает 100 тыс. руб./квартира/год и доходит до 200 тыс. руб./квартира/год.

Если оценивать потенциал экономии электроэнергии в сравнении с уровнем 600 кВт-ч/чел./год, то он получается равным 51%. При оценке в сравнении со средним уровнем потребления он получается равным 18%.

Если учесть, что в среднем домохозяйстве немногим более 2 человек, то получается, что **средний уровень дотаций на электроснабжение равен 31-38 тыс. руб./чел./год и может доходить до 100-175 тыс. руб./чел./год. Самые высокие дотации получают самые расточительные потребители электроэнергии. Государство платит весомую премию за низкую энергоэффективность. Должно быть все наоборот!**

Для ликвидации такой ситуации можно использовать следующие меры:

- ввести предельные нормативы потребления электроэнергии по дотируемым тарифам (такая схема используется для субсидирования закупок угля для печного отопления в Магаданской области);
- постепенно снижать эту норму до уровня не выше 100 кВт-ч/чел./мес., или 1200 кВт-ч/чел./год;
- ввести поэтапное (блочное) повышение тарифа до полной стоимости электроэнергии (в Сангаре это 22 руб./кВт-ч, а в Эвенске и поселках – 28-80 руб./кВт-ч) при превышении норматива более чем на 50%;
- запустить аналог схемы «белые сертификаты» для стимулирования населения к приобретению осветительных приборов и БЭП высоких классов энергоэффективности, а также меры по утеплению квартир и домов, в которых отмечается дефицит теплового комфорта, для ликвидации потребности в электроотоплении;
- запретить завоз в населенные пункты ламп накаливания и электробытовых приборов класса энергоэффективности ниже «А++».

На средства, эквивалентные тем, которые тратятся на дотации (70-200 тыс. руб./домохозяйство/год), можно оснастить домохозяйства самыми энергоэффективными моделями электроприборов или поставить в квартире окна с высокими параметрами теплозащиты и за 2-3 года получить квартиру высокой энергоэффективности.

Большая часть электрической энергии используется на цели отопления как населением, так и бюджетофинансируемыми и прочими организациями для ликвидации дефицита теплового комфорта. При применении электроотопления и при цене электроэнергии 22-80 руб./кВт-ч стоимость получаемой таким образом тепловой энергии составляет фантастические 25600-93040 руб./Гкал. Это значительная часть (30-50%) расходов на дотирование электроснабжения населения.

На рис. 4.9 показана зависимость потребления электроэнергии от расчетного потребления тепловой энергии. Поскольку тепловая энергия отпускается без приборов учета, ее расчетный объем по месяцам определяется только изменением среднемесячной температуры наружного воздуха. Распределение потребления электроэнергии по месяцам предельно похоже на температурный график. Как только начинается отопительный сезон, начинает

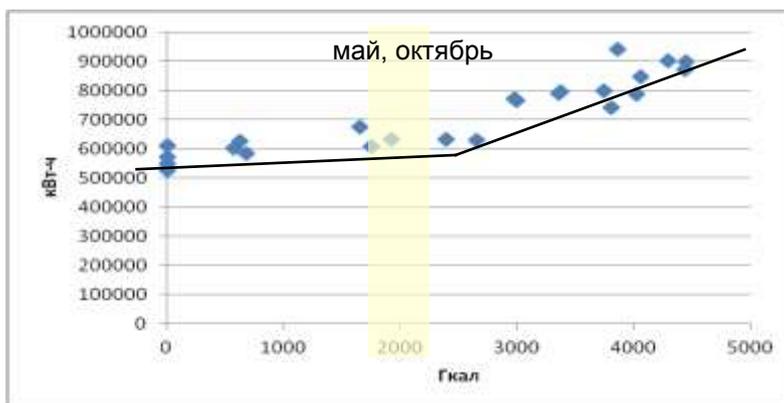


расти и потребление электроэнергии. Отчасти это определяется ростом ее потребления также на цели освещения, но в значительной степени – именно ростом использования электрообогревателей. На термограмме на рис. 4.10 видно, что с помощью электрообогревателя ликвидируются проблемы, связанные с дефектами ограждающих конструкций.

Первое, что нужно сделать в районах децентрализованного энергоснабжения, – это обеспечить условия для прекращения использования электрической энергии для отопления путем утепления зданий и налаживания работы систем теплоснабжения.

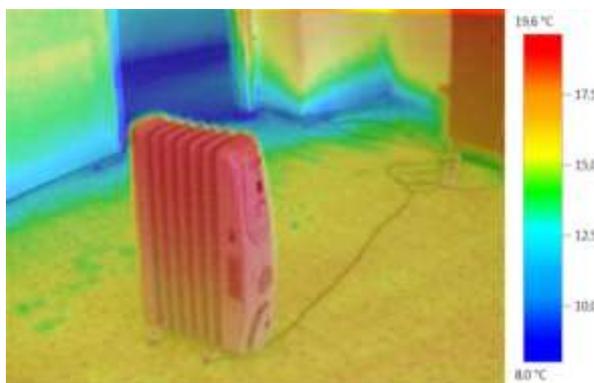
Продажа ламп накаливания в северных поселках продолжает доминировать, а их использование продолжает истощать бюджет. Доля расходов электроэнергии на освещение у всех потребителей равна примерно 16% от всей выработки электроэнергии. Источники света, используемые в поселках с технически изолированными системами энергоснабжения, как правило, малоэффективны. Имеется значительный потенциал экономии электроэнергии на цели освещения. ЦЭНЭФ провел анализ продаж бытовых ламп в п. Эвенск за 2016 г. На долю ламп накаливания пришлось 93% продаж бытовых ламп (рис. 4.12) и 98% продаж ламп при расчете по мощности. На долю ЛН 95 Вт пришлось 60% продаж по мощности.

Рисунок 4.9 Зависимость потребления электроэнергии от расчетного потребления тепловой энергии в Эвенске



Источник: ЦЭНЭФ

Рисунок 4.10 Использование электрообогревателя в Центре детского творчества. Сангар. Февраль 2017 г.



Источник: ЦЭНЭФ

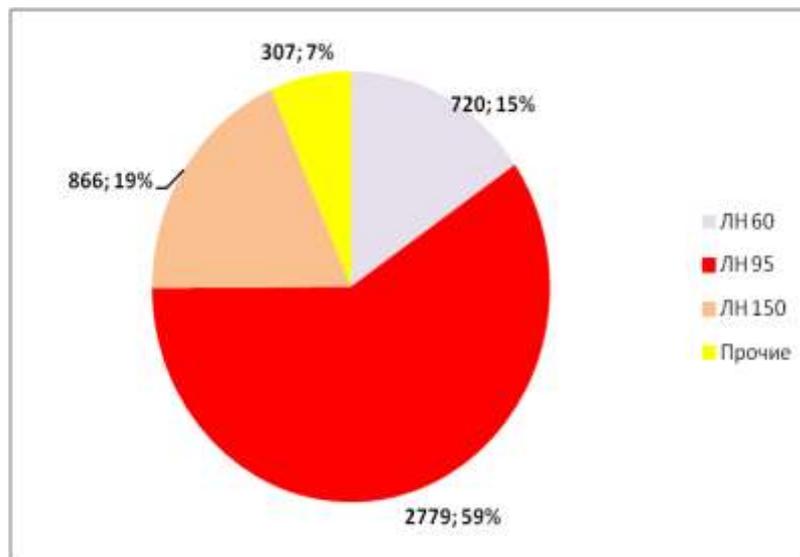


Рисунок 4.11 Эвенск. Школа-интернат. Рост потребления электроэнергии за счет применение электрических радиаторов в связи с нарушениями в работе системы отопления в 2011 г.



Источник: ЗАО «ГАРАНТ-аудит». Отчет по проведению обязательного энергетического обследования. Пояснительная записка к энергопаспорту организации – потребителя энергоресурсов. МБОУ ДОД «Школа-интернат среднего (полного) общего образования им. Д.Б. Закирова, п.Эвенск». 2012

Рисунок 4.12 Структура продаж бытовых ламп в пос. Эвенск в 2016 г.



Источник: ЦЭНЭФ

За электроэнергию, потребляемую каждой ЛН мощностью 95 Вт, бюджет платит не менее 2243-7313 руб./год в виде разницы в тарифах при горении такой лампы в течение 1500 часов в год. Особенно высоки затраты в малых поселках с высокими экономически обоснованными затратами на генерацию электроэнергии. При замене лампы накаливания мощностью 95 Вт на энергоэффективную мощностью 15 Вт экономия на эксплуатации 1 ЛН в Северо-Эвенском районе составляет 3360-9600 руб., а экономия средств бюджета – 2760-9000 руб. Если светодиодная лампа (СДЛ) стоит 300 руб., а лампа накаливания с аналогичным светопотоком – 50 руб.²⁸, то при реализации программы субсидирования приобретения СДЛ в размере 250 руб./лампа бюджет окупает затраты за

²⁸ Средняя цена продажи ЛН в Эвенске в 2016 г. составила 46 руб.



10-33 дня. Это одна из самых высокоэффективных программ сокращения непроизводительных бюджетных расходов в Российской Федерации.

Таблица 4.3 Стоимость эксплуатации ламп накаливания в изолированных системах энергоснабжения

Продажи ламп в 2016 г.	Доля в продажах		Стоимость эксплуатации (руб./год) при горении 1500 часов в год		
	%	по мощности	28 руб./кВт-ч	40 руб./кВт-ч	80 руб./кВт-ч
Всего	100%	100%			
Лампы накаливания	93%	99%			
ЛН 60 Вт	15%	10%	2520	3600	7200
ЛН 95 Вт	59%	60%	3990	5700	11400
ЛН 150 Вт	19%	29%	6300	9000	18000
Энергоэффективные	7%	1%	1260	1800	3600
Экономия на 1 ЛН 95 Вт (руб./год)*			3360	4800	9600
Экономия бюджета на 1 ЛН 95 Вт (руб./год)*			2760	4200	9000

*Экономия рассчитана как разница стоимости эксплуатации лампы накаливания и энергоэффективной лампы.

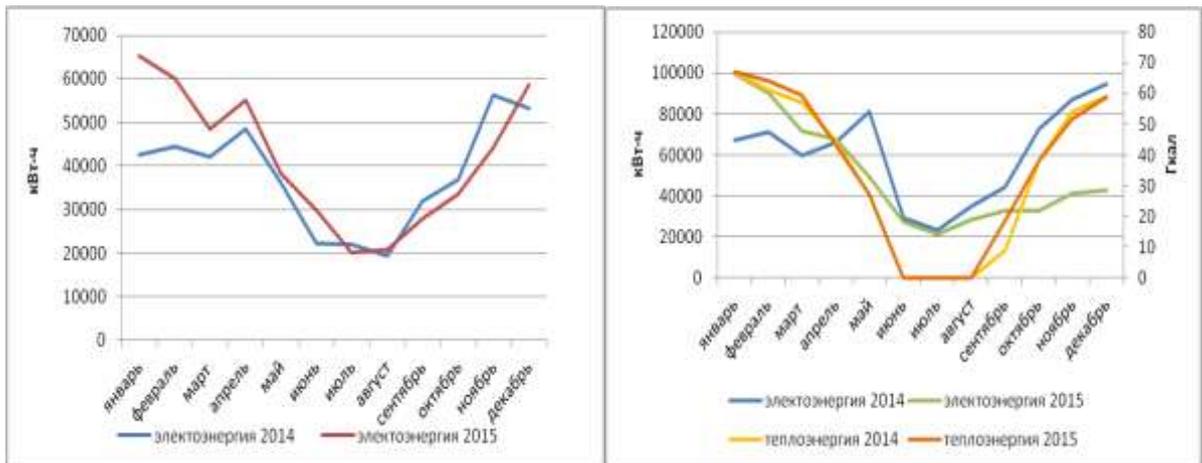
Источник: ЦЭНЭФ

Существенный потенциал экономии существует также в системах освещения общественных и прочих зданий. Как видно на рис. 4.11, в нормальных условиях на освещение приходится более половины потребления электроэнергии в школе-интернате. По оценкам ЦЭНЭФ, в бюджетофинансируемых организациях Эвенска и Сангара на освещение приходится не менее 34% потребления электроэнергии бюджетофинансируемыми организациями, а без учета ее использования на нужды отопления – 42%. Потенциал снижения потребления электроэнергии на цели освещения общественных и прочих зданий составляет не менее четверти.

Большая доля использования электроэнергии на цели отопления и освещения формирует график потребления электрической энергии (рис. 4.13). В крупных поселках потребление электроэнергии по месяцам более равномерное. В мелких поселениях потребление электроэнергии, напротив, очень неравномерно и сильно зависит от продолжительности светового дня и от среднемесячной температуры наружного воздуха. Потребление электроэнергии летом в малых поселениях снижается в 3-5 раз по сравнению с максимальным зимним месячным потреблением. В крупных поселках с системой ГВС при ее отключении летом на 2-3 месяца растет потребление электроэнергии на нагрев воды. В целом, очевидно, что в приросте потребления электроэнергии зимой доминируют освещение и отопление. Доля электроотопления в мелких поселениях может превышать 20%. Реализация мер по утеплению зданий и модернизации систем освещения позволит существенно снизить как объемы потребления электроэнергии, так и величину зимнего максимума нагрузки.

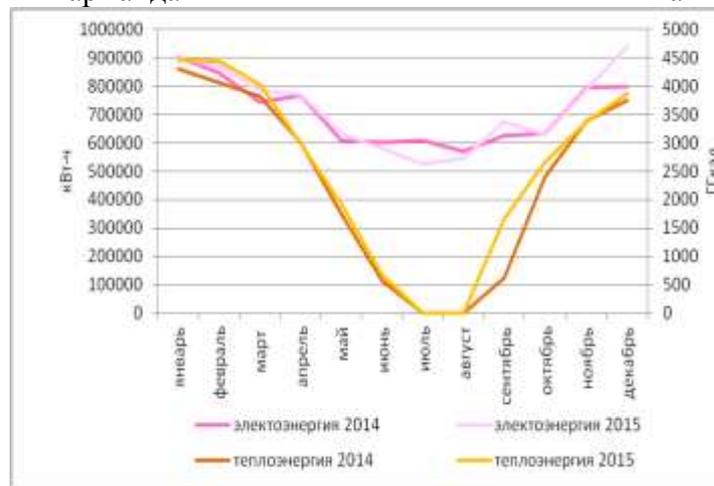


Рисунок 4.13 Графики потребления электрической и тепловой энергии



Гарманда

Гижига



Эвенск

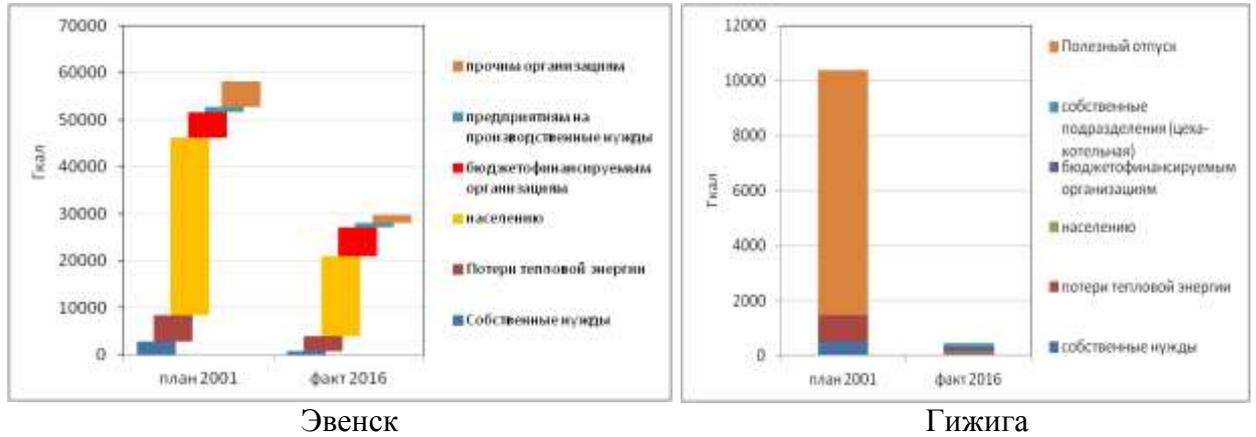
Источник: ЦЭНЭФ по данным «Комэнерго»

4.3 Балансы тепловой энергии

Потребление тепловой энергии в поселках с технически изолированными системами энергоснабжения устойчиво падает (рис. 4.14). В Эвенске потребление тепловой энергии упало в 2 раза за 15 лет. Протяженность тепловых сетей с 2000 г. также сократилась в 2 раза. В Гижиге потребление тепла упало многократно и теперь централизованно теплом снабжаются только 2 здания, и им поступает только 56% от вырабатываемого на котельной тепла. В Гарманде котельная вовсе закрыта. В Сангаре работает 9 котельных. Тепло, в основном, подается на цели отопления. На нужды ГВС в Эвенске приходится около 10% полезного отпуска тепла, а в Сангаре – 14%.

Экономически обоснованные тарифы на тепло в Сангаре равны 4869 руб./Гкал, в Эвенске – 6632 руб./Гкал, а в Гижиге – 19318 руб./Гкал. В Эвенске стоимость угля равна 1980-2033 руб./т, а стоимость его доставки – еще 7769 руб./т. В Сангаре стоимость угля с доставкой равна 8000 руб./т. Экономически обоснованные тарифы на тепло свыше 6000 руб./Гкал имеют место в малых поселениях с высокими условно-постоянными расходами и низкими объемами отпуска тепловой энергии конечным потребителям. В Кобяйском улусе Республика Саха (Якутия) тарифы на тепло равны 27288 руб./Гкал в селе Люсюгун и 22204 руб./Гкал в селе Кальница.

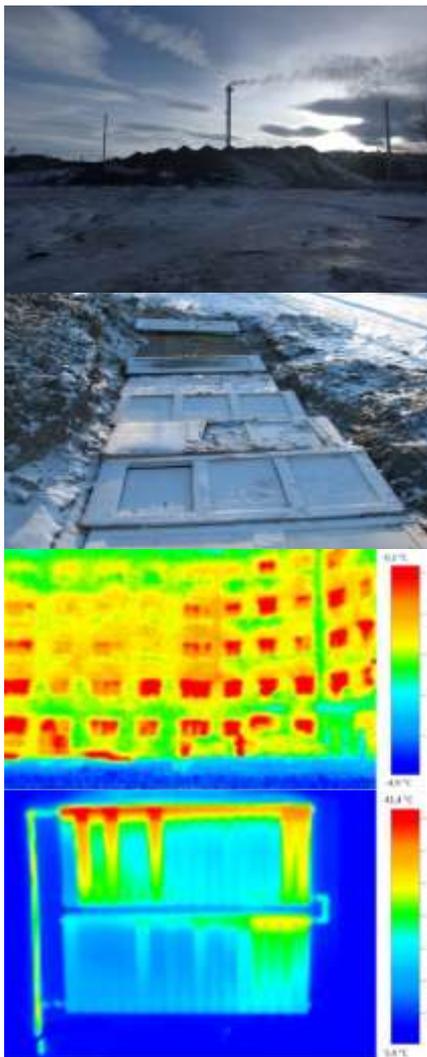
Рисунок 4.14 Потребление тепловой энергии в Эвенске и Гижиге в 2001 и 2016 гг.



Источник: ЦЭНЭФ

Основные проблемы систем теплоснабжения показаны в табл. 4.4 и в наглядной форме – на рис. 4.15.

Таблица 4.4 Диагностика основных проблем систем теплоснабжения



Котельные

- нет учета расхода топлива и отпуска тепла
- уголь хранится на открытых площадках; нет весов
- нет автоматики и водоподготовки
- низкий КПД (в среднем, около 65%)
- здание котельной Эвенска в аварийном состоянии
- отсутствие регулирования подачи тепла

Тепловые сети

- велика доля сетей, нуждающихся в замене (60-80%)
- высокие потери в тепловых сетях (11-44%)

Потребители

- нет изоляции трубопроводов по подвалам
- входные группы – источник высоких потерь тепла
- в Эвенске отсутствует учет потребления тепла. По единственному прибору учета на здании администрации потребление на 22% ниже расчетного. Приборами учета горячей воды оборудовано менее 2% квартир
- низка доля зданий с утепленными фасадами, крышами и перекрытиями над подвалом
- доля стеклопакетов в жилых зданиях равна примерно 20%, а в бюджетной сфере – близка 100%
- при отсутствии регулярной промывки систем отопления низка теплоотдача радиаторов отопления

Источник: ЦЭНЭФ



Суммарная эффективность локальных СЦТ редко превышает 50% (рис. 4.15). Это ниже КПД современных индивидуальных угольных котлов, который даже для не самых совершенных моделей превышает 75%.

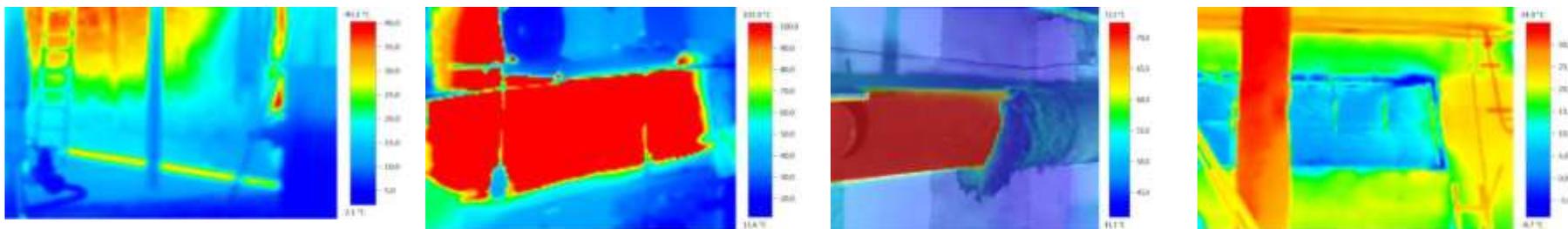
В малых поселках доминирует печное отопление. В Северо-Эвенском районе цена угля для печного отопления равна 11879 руб./т. Цена угля для населения (в пределах норматива потребления) равна 3119 руб./т. То есть уголь для населения также существенно дотируется (на 8760 руб./год). Сумма дотаций на уголь составляет 24,6 млн руб. в год.

Эффективность использования угля при печном отоплении довольно низка. При этом в ветхих зданиях с деградацией ограждающих конструкций большая часть тепловой энергии теряется (рис. 4.16). То есть и в этом случае государством субсидируется низкая эффективность использования угля и получаемого на его основе тепла, правда, в отличие от электроэнергии, в четко заданных пределах.



Рисунок 4.15 Результаты тепловизионного обследования отдельных систем энергоснабжения пос. Эвенск. Январь 2017 г.

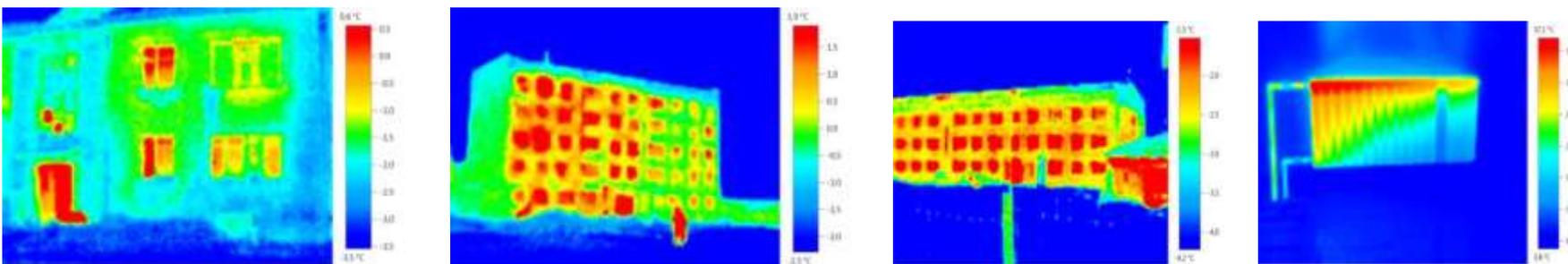
Котельные. Тепловая изоляция котла, трубопровод, окна из пленки



Тепловые сети. Прикрыты пленкой и кирпичами, в также разрезанными бочками из-под топлива. В 2001 г. в Гижиге была теплоизоляция оленьими шкурами



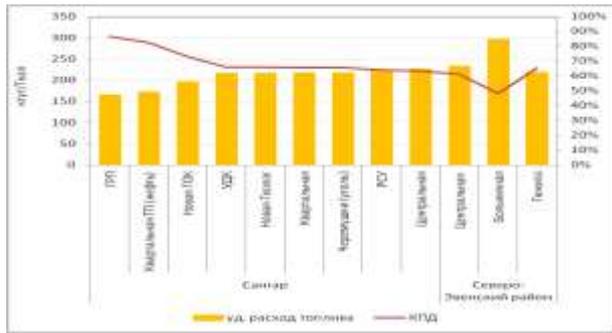
Жилые и общественные здания. Высокие потери от элементов ограждающих конструкций и высокая засоренность радиаторов, снижающая их теплоотдачу



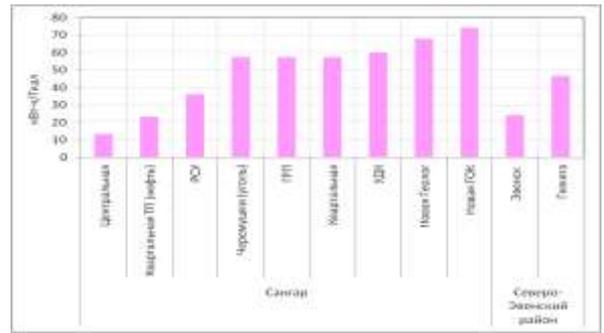
Источник: ЦЭНЭФ



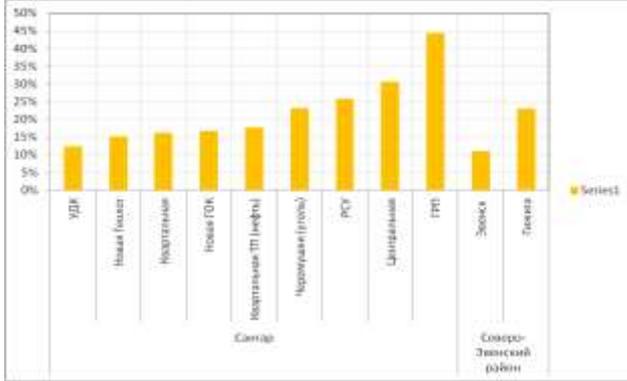
Рисунок 4.16 Параметры эффективности локальных ЦСТ



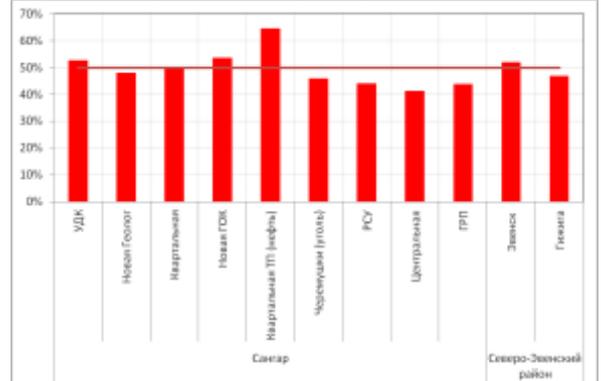
Удельный расход топлива и КПД котельных



Удельный расход электроэнергии на котельных



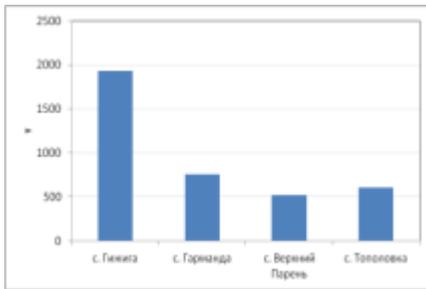
Доля потерь в тепловых сетях



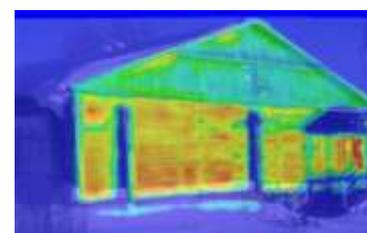
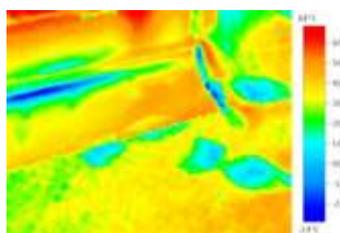
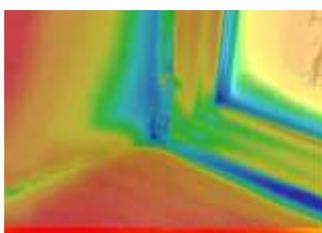
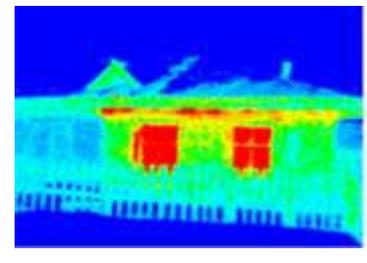
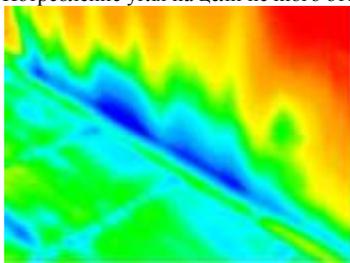
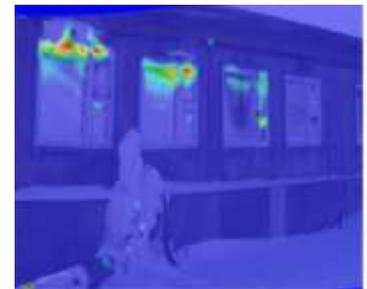
Суммарная эффективность локальных ЦСТ

Источник: ЦЭНЭФ

Рисунок 4.17 Расход угля на печное отопление в Северо-Эвенском районе и результаты тепловизионного обследования одноэтажных зданий в поселках Сангар и Эвенск. Январь-февраль 2017 г.



Потребление угля на цели печного отопления





Источник: ЦЭНЭФ

4.4 Типовые мероприятия по экономии электроэнергии

Пилотные программы «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию» предлагается формировать из типовых мероприятий, позволяющих экономить электрическую, тепловую энергию и топливо, а также модернизировать или замещать неэффективные источники электрической и тепловой энергии на низкоуглеродные и модернизировать электрические и тепловые сети. Предлагается использовать только проверенные и доказавшие свою эффективность в условиях Крайнего Севера технологии.

В сфере повышения эффективности использования электроэнергии для включения в программу предлагаются следующие типовые мероприятия:

- дотирование приобретения энергоэффективных ламп (в размере разницы между стоимостью светодиодной лампы и эквивалентной по светопотоку лампы накаливания мощностью 60 Вт);
- дотирование приобретения энергоэффективных холодильников (в размере 4000 руб./холодильник при условии что максимальный паспортный расход электроэнергии не превышает 300 кВт-ч/холодильник/год);
- утепление жилых зданий для обеспечения снижения расходов электроэнергии на цели отопления (более подробно описано в следующем разделе);
- модернизация систем освещения в общественных зданиях;
- утепление общественных зданий и снижение расходов электроэнергии на цели отопления;
- установка ЧРП на насосах в системах теплоснабжения и водоснабжения.

На примере стимулирования приобретения ЭЭ ламп для жителей Северо-Эвенского района получается:

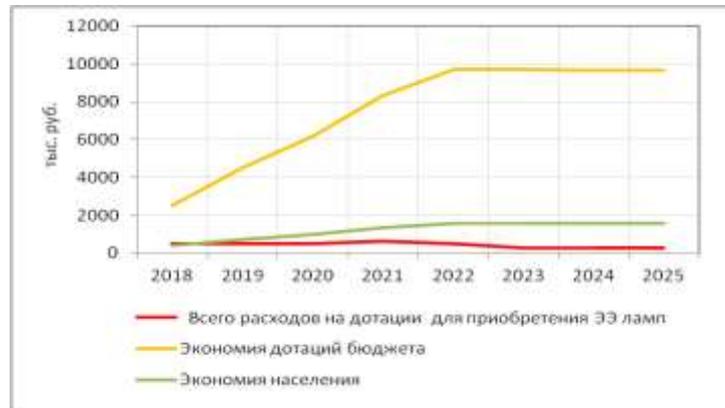
- замена 13650 ЛН на светодиодные в 2018-2025 гг.;
- расходы бюджета на стимулирование их приобретения – 3413 тыс. руб.;
- экономия средств бюджета на возмещение разницы в тарифах на электроэнергию – 60202 тыс. руб.;
- экономия населения на оплате счетов за электроэнергию – 9750 тыс. руб.
- срок окупаемости для бюджета – 20 дней.

За счет всего набора типовых мероприятий экономия электрической энергии в Северо-Эвенском районе к 2025 г. составит 24% от уровня 2016 г. Этот объем экономии может быть увеличен за счет расширения программы замены электроприборов на более эффективные и включения в нее, помимо холодильников, других приборов. Экономия дотаций бюджета за счет снижения использования электроэнергии на цели отопления – 33 млн руб. в 2018-2025 гг.

Экономия электроэнергии в поселке Сангар за счет реализации пакета типовых мероприятий равна 12% (там насосы на котельных уже оборудованы ЧРП), а в таком малом поселке, как Тополовка, – 43% за счет высокой доли расходов электроэнергии на нужды отопления и освещения. То есть в малых поселках с самой высокой стоимостью

электроэнергии доля потенциала экономии электроэнергии за счет реализации простых типовых мероприятий выше, чем в более крупных.

Рисунок 4.18 Экономические параметры программы по стимулированию приобретения ЭЭ ламп жителями Северо-Эвенского района



Источник: ЦЭНЭФ

К числу типовых мероприятий также относится модернизация электрических сетей и трансформаторных подстанций:

- замена масляных трансформаторов на новые сухие с литой изоляцией защищенного исполнения;
- замена высоковольтных линий на самонесущие изолированные провода;
- замена кабельных линий электрических сетей с бумажно-пропитанной изоляцией на кабельные линии с СЭП (сшитый полиэтилен) изоляцией;
- установка приборов технического учета электроэнергии в трансформаторных подстанциях и приборов учета потребления электроэнергии на общедомовые нужды в МКД.

Чем ниже доля потерь в электрических сетях, тем – при заданном НВВ и объеме генерации на ДЭС – выше полезный отпуск электроэнергии, а значит, ниже тариф.

4.5 Типовые мероприятия по экономии тепловой энергии

В сфере повышения эффективности использования тепловой энергии в жилых зданиях для включения в программу предлагаются следующие типовые мероприятия:

- установка АИТП и домовых приборов учета;
- установка энергоэффективных окон (с высокими коэффициентами приведенного сопротивления теплопередаче – не менее $0,95 \text{ м}^2 \times \text{°C}/\text{Вт}$) и входных групп;
- ремонт инженерных систем теплоснабжения;
- утепление фасада;
- утепление крыш и чердачных перекрытий;
- утепление подвальных перекрытий;
- установка новых энергоэффективных твердотопливных котлов для домохозяйств с печным отоплением.

К типовым мероприятиям также может быть отнесена промывка домовых систем отопления.



Расходы на эти мероприятия и эффекты от их реализации в большой степени зависят от характеристик зданий (см. табл. 4.5). Расчеты проведены с использованием разработанной ЦЭНЭФ-ХХІ «Методики модельного расчета достижения экономии затрат на коммунальные ресурсы в результате выполнения мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности в составе работ по капитальному ремонту» (далее – *Калькулятор*).

Пятиэтажные дома в п. Эвенск, по которым имеются акты обследования и техпаспорта, относятся, в основном, к региональной серии 123 – это крупноблочные дома, построенные в г. Тюмень и в Магаданской области. Расчетное потребление тепловой энергии на цели отопления для этих домов рассчитывается УМП «Комэнерго» согласно «Методике определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утвержденной 12.08.2003. Для определения договорного потребления используется температура внутреннего воздуха в помещениях 15°С, тогда как нормативная температура составляет 18-20°С. Для сравнения расчетного потребления, определенного УМП «Комэнерго» на основании укрупненного показателя удельной характеристики здания, проведен расчет нормативного потребления для пятиэтажных домов серии 123 с помощью *Калькулятора* экономии затрат от энергосберегающих мероприятий в рамках капитального ремонта, разработанного ЦЭНЭФ-ХХІ для Фонда содействия реформированию ЖКХ в рамках работы «Разработка рекомендаций по формированию субъектами программ, предусматривающих предоставление финансовой поддержки на проведение работ (услуг) по капитальному ремонту общего имущества МКД с выполнением мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, и методики контроля достижения целевых показателей указанных программ».

Таблица 4.5 Типовые мероприятия по экономии тепловой энергии в жилых зданиях. Затраты и эффекты. Северо-Эвенский район.

	Ед. изм.	5-этажные 2000 м ²	5-этажные 6000 м ²	3-этажные	2-этаж- ные	1-этаж- ные
Расходы на реализацию мероприятий						
Установка АИТП	руб./м2	2000	960			
Установка ЭЭ окон и входных групп	руб./м2	380	340	360	400	880
Ремонт инженерных систем	руб./м2	260	240	260	340	
Утепление фасада	руб./м2	1800	2400	1900	2000	2600
Утепление крыш	руб./м2	220	200	360	540	540
Утепление подвальных перекрытий	руб./м2	240	240	400	600	600
Всего	руб./м2	4900	4380	3280	3880	4620
Экономия тепловой энергии	Гкал/м2	0,190	0,150	0,187	0,225	0,300
Экономия тепловой энергии	руб./м2	1260	995	1240	1492	1990
Срок окупаемости	лет	3,9	4,4	2,6	2,6	2,3
Срок окупаемости с учетом экономии электроэнергии на отопление	лет	3,6	4,1	2,5	2,4	2,1



Источник: ЦЭНЭФ

Калькулятор предполагает ввод детальных характеристик для каждого конкретного МКД и расчет потребления тепловой энергии на отопление с учетом трансмиссионных и инфильтрационных теплопотерь и бытовых теплопоступлений, а также составляющих потерь в трубопроводах системы отопления. Объемы расчетного потребления тепловой энергии на отопление УМП «Комэнерго» и расчетно-нормативного потребления тепловой энергии на отопление, полученные с использованием *Калькулятора* (с использованием одинаковых характеристик климата и внутренней температуры помещений) различаются не более чем на 5% (договорное потребление незначительно превышает расчетно-нормативное). Ввиду недостаточной полноты данных технических паспортов и отсутствия энергетических паспортов конкретных МКД входные данные для расчета в *Калькуляторе* были дополнены проектными характеристиками серии 123.

Поскольку в МКД отсутствуют приборы учета потребления ресурсов, экономию ресурсов в результате реализации энергосберегающих мероприятий можно оценить только по отношению к расчетно-нормативному потреблению энергоресурсов. По той же причине нет возможности определить достоверно (по приборам учета) наличие и масштаб переотапливания или недоотапливания МКД. По данным инструментального обследования отдельных квартир, проведенного ЦЭНЭФ в МКД п. Эвенск, температура внутреннего воздуха колеблется от 17 до 23°C, то есть присутствует как переотапливание, так и недоотапливание отдельных зданий и помещений. Модельный расчет потенциала экономии энергоресурсов может быть проведен как для условного здания, потребляющего энергоресурсы в расчетном объеме, так и для недоотапливаемого и переотапливаемого.

В случае отсутствия переотапливания здания установка узлов управления потреблением энергоресурсов не дает экономии тепловой энергии, но может давать существенную экономию электрической энергии, которая расходуется на ликвидацию дефицита теплового комфорта. Экономии тепловой энергии можно достичь путем повышения теплозащиты оболочки здания, а также теплоизоляции трубопроводов систем отопления и ГВС и повышения теплоотдачи отопительных приборов за счет их промывки или замены. Экономии электроэнергии можно достичь также путем замены осветительных приборов в местах общего пользования на светодиодные с установкой датчиков движения.

Для полной реализации экономии от указанного набора мероприятий даже при отсутствии переотапливания зданий необходимо осуществлять регулирование подачи тепловой энергии с учетом изменившихся нагрузок на отопление. Иначе МКД продолжит получать то же количество тепла, что и ранее, но, поскольку тепловые потери снизятся, то значительно повысится внутренняя температура, и жильцы будут выпускать лишнее тепло в окно. При условии реализации энергосберегающих мероприятий не в одном, а сразу у группы МКД, можно осуществлять регулирование централизованно на источнике теплоснабжения. Если мероприятия будут реализованы выборочно только на нескольких МКД, то при пересчете параметров подачи тепла недоотопленными окажутся неутепленные МКД.

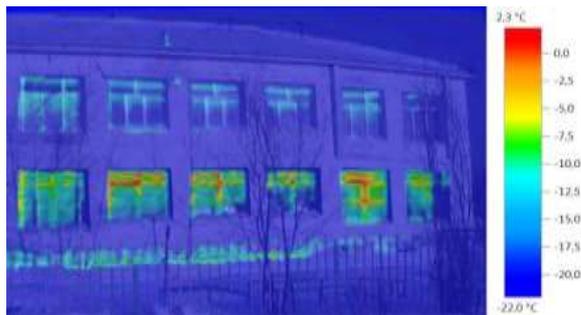
Для зданий бюджетофинансируемых организаций возможна реализация такого же набора типовых мероприятий:

- установка АИТП;
- установка энергоэффективных окон и входных групп;
- ремонт инженерных систем;
- утепление фасада;
- утепление крыш и чердачных перекрытий;

- утепление подвальных перекрытий;
- установка новых энергоэффективных твердотопливных котлов для объектов с печным отоплением.

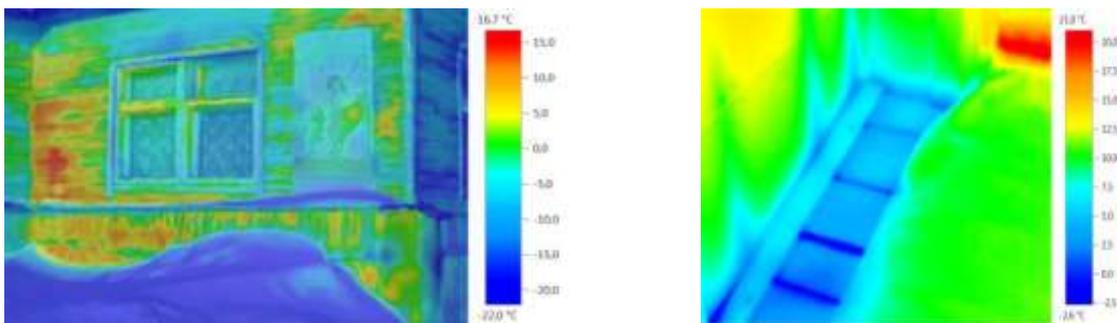
К типовым мероприятиям также может быть отнесена промывка систем отопления. На рис. 4.19 видно, что ограждающие конструкции зданий бюджетофинансируемых организаций нуждаются в утеплении, и что такое утепление дает зримый эффект. Расходы на реализацию этих типовых мероприятий и эффекты в расчете на 1 м² близки к указанным в табл. 4.4 для жилых зданий соответствующей этажности.

Рисунок 4.19 Параметры теплозащиты ограждающих конструкций бюджетофинансируемых организаций пос. Сангар

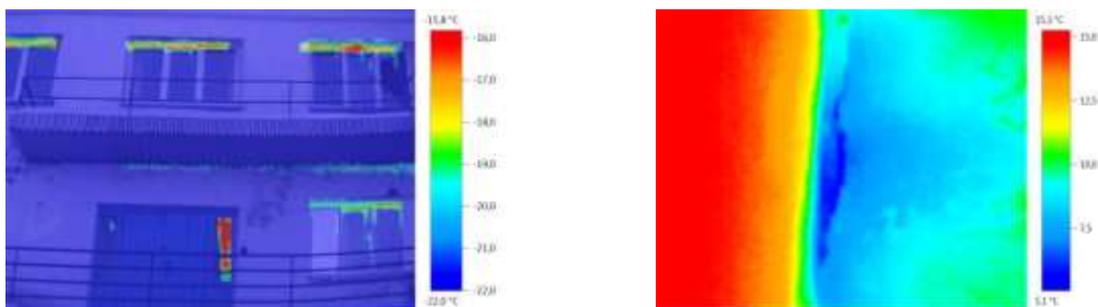


На втором этаже здания детского сада «Сказка» установлены стеклопакеты, что существенно снижает потери через окна по сравнению с первым этажом, где остались старые деревянные окна

ДС «Сказка» в пос.Сангар



ДС «Черемушки» в пос. Сангар



Центр детского творчества в пос. Сангар

Источник: ЦЭНЭФ

К числу типовых мероприятий также относится модернизация тепловых сетей. Чем ниже доля потерь в тепловых сетях, тем при заданном объеме выработки тепла на источниках выше полезный отпуск тепла и ниже тариф. В ряде случаев при очень малом полезном отпуске тепла от котельной (как в п. Гижига) может решаться вопрос о полном переводе немногочисленных зданий, присоединенных к котельной (2 здания), на систему индивидуального отопления или, напротив, присоединения большего числа потребителей к источнику централизованного тепла. Выбор варианта зависит от запаса мощности на котельной и требует проведения экономического обоснования.



4.6 Типовые мероприятия на источниках электрической и тепловой энергии

Типовые мероприятия по модернизации (или замене) источников электрической и тепловой энергии в рамках программ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы» для разных типов поселений включают (табл. 4.6):

- модернизацию и оптимизацию мощности существующих источников (ДЭС и котельных). В пос. Сангар в последние годы модернизирована или заменена основная часть котельных;
- строительство мини-ТЭЦ на твердом топливе (биомассе – при наличии ее ресурсов – или на угле) и замещение генерации электроэнергии на ДЭС с полной или частичной ликвидацией старых котельных;
- строительство ветродизельных гибридных систем;
- строительство солнечно-дизельных гибридных систем.

Таблица 4.6 Типовые мероприятия по модернизации (или замене) источников электрической и тепловой энергии

Варианты	Крупные поселки	Поселки с ЦСТ	Малые поселки
Модернизация и оптимизация мощности существующих источников:			
ДЭС	+	+	+
котельных	+	+	
Строительство ветродизельных систем	+	+	+
Строительство солнечно-дизельных систем	+	+	+
Строительство мини-ТЭЦ	+	+	
Ликвидация котельных		+	

Источник: ЦЭНЭФ

Модернизация и оптимизация мощности имеющихся источников генерации электрической энергии (ДЭС) и котельных может дать существенный эффект. Как показано в главе 3, за счет оптимизации подбора мощности агрегатов ДЭС под заданный график нагрузки снижение потребности в топливе может составлять 15-20%. За счет модернизации котельных при повышении их КПД с 65% до 85-90% экономия топлива может превысить 25%.



При строительстве низкоуглеродной генерации важно подбирать мощность оборудования под графики нагрузки (рис. 4.20). Для этих целей может использоваться модель HOMER (см. главу 3). Важно также использовать типовое оборудование, что позволит получить экономию на закупке оборудования, на запасных частях и на обслуживании, а также создать центр компетенций в центральном поселке (Эвенск), энергоснабжающая организация которого обслуживает прочие поселки. Даже при пессимистических оценках возможной выработки электроэнергии на ВЭС на единицу мощности (КУИМ) приведенная стоимость единицы выработки электроэнергии на ВЭС равна 15-19 руб./кВт-ч²⁹, что существенно ниже действующих экономически обоснованных тарифов (табл. 4.7). В России уже есть практический опыт выработки электроэнергии на ВЭС с затратами ниже 10 руб./кВт-ч.³⁰ То есть тезис о том, что ВЭС дают сравнительно дорогую электроэнергию верен в центральной части России, но не на Крайнем Севере в поселках с технически изолированными системами энергоснабжения, где тарифы превышают 20 руб./кВт-ч, а подчас достигают 200 руб./кВт-ч. Типизация оборудования ВЭС в рамках одного района на базе проверенных в условиях Крайнего Севера технологий является важным фактором повышения надежности энергоснабжения и снижения как удельных капитальных вложений, так и эксплуатационных затрат.

Таблица 4.7 Строительство ВЭС в малых поселениях Северо-Эвенского района и их интеграция с ДЭС

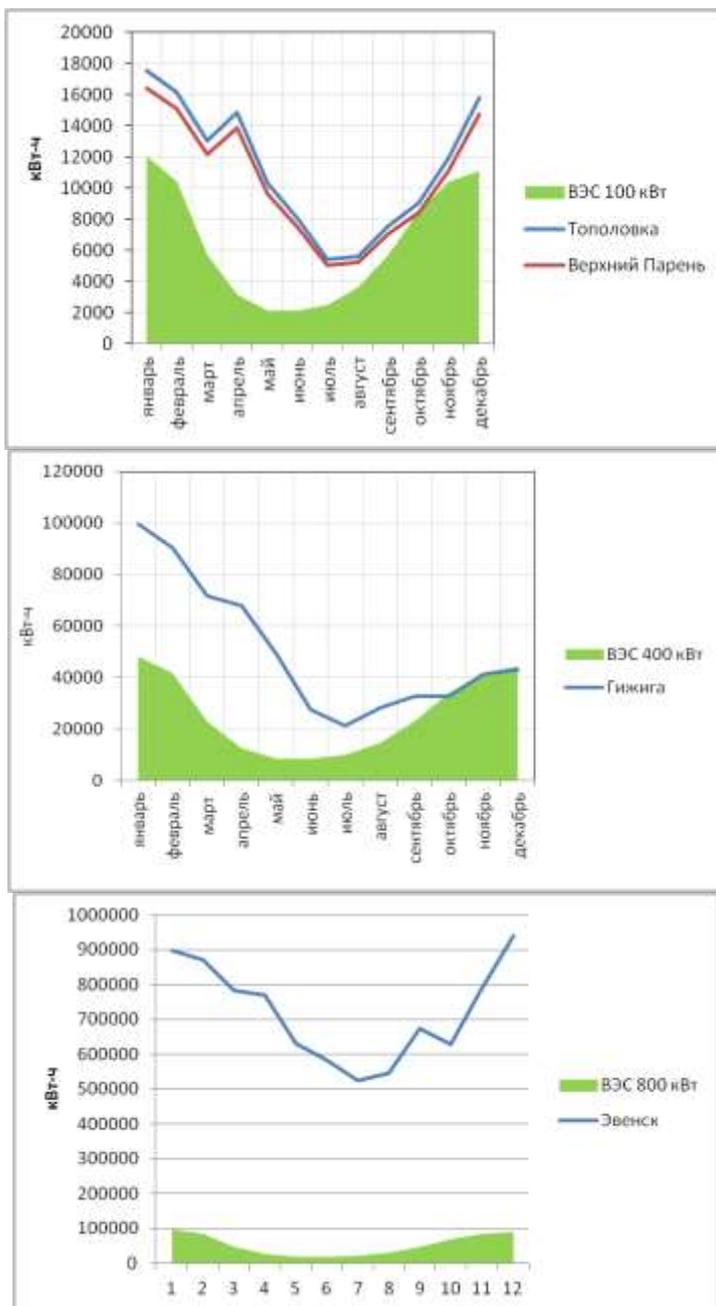
Поселение	Мощность ВЭС	Выработка на ВЭС	Выработка на ДЭС	Приведенная стоимость электроэнергии	Экономия дизельного топлива
	кВт	тыс. кВт-ч	тыс. кВт-ч	руб./кВт-ч	т
Эвенск	800	551-616	4642-4160	15,2/28,2	1650
Гижига	400	275-308	348-227	15,5/42,1	142
Гарманда	200	138-154	245-211	15,8/46,4	75
Тополовка	100	69-77	58-42	16,5/80,1	32
Верхний Парень	100	69-77	52-22	19,0/80,2	30
	1600	1102-1232	5345-4662		1930

Источник: ЦЭНЭФ

²⁹ При использовании реальной нормы дисконтирования 10%.

³⁰ Бердин В., О. Кокорин и М. Юлкин. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах Российской Арктики. М. 2017.

Рисунок 4.20 Подбор мощности ВЭС для малых поселений Северо-Эвенского района и их интеграция с ДЭС



Покрытие значительной части генерации электроэнергии за счет ВЭС мощностью 100 кВт в малых поселках Тополовка и Верхний Парень

Покрытие меньшей части генерации электроэнергии за счет ВЭС мощностью 400 кВт (4 блока по 100 кВт) в Гижиге с ограничением на потребление электроэнергии в октябре-декабре.

Покрытие сравнительно небольшой доли генерации электроэнергии за счет ВЭС мощностью 800 кВт (8 блоков по 100 кВт) в Эвенске с последующей возможностью расширения

Источник: ЦЭНЭФ

Для пос. Сангар предлагается строительство СЭС мощностью 400 кВт с годовой выработкой 343 тыс. кВт-ч в год с приведенной стоимостью электроэнергии 17,6 руб./кВт-ч. Все расчетные параметры определены на основе данных об опыте эксплуатации СЭС в соседнем поселке Батамай (рис. 4.21). Анализ данных о работе СЭС мощностью 1 МВт в п. Батагай позволит сделать заключение о возможности строительства такой более мощной СЭС в Сангаре.

Рисунок 4.21 Автономная солнечная электростанция мощностью 60 кВт в п. Батамай



Источник: Администрация Кобяйского улуса.

Сравнительно новым направлением является строительство мини-ТЭЦ на твердом топливе на базе котельных с утилизационным теплоэнергетическим комплексом с турбогенератором, работающим на органическом цикле Ренкина (ОЦР).³¹ Такой комплекс (рис. 4.22) позволяет повысить эффективность использования угля и помимо тепловой энергии вырабатывать электрическую в объемах, достаточных чтобы полностью или частично заместить электроэнергию, вырабатываемую на ДЭС.

Рисунок 4.22 Внешний вид котельной с утилизационным теплоэнергетическим комплексом с турбогенератором, работающим на органическом цикле Ренкина



Источник: БИОТЭК

В табл. 4.8 представлены варианты строительства мини-ТЭЦ в Эвенске, а в табл. 4.9 – в Сангаре. Вариант 1 для Эвенска – это оценки компании БИОТЭК с учетом возможности увеличения объемов полезного отпуска электрической и тепловой энергии. Вариант 2 рассчитан ЦЭНЭФ, исходя из фактических объемов потребления электрической и тепловой энергии, а вариант 3 рассчитан ЦЭНЭФ, исходя из допущения о том, что ввод мини-ТЭЦ отнесен во времени до 2021 г. и мощности мини-ТЭЦ будут скорректированы с учетом реализации значительной части потенциала экономии электрической и тепловой энергии. Стоимость сооружения мини-ТЭЦ довольно высока. Поэтому такой маневр с

³¹ БИОТЭК. Техничко-коммерческое предложение на строительство котельной с ОРЦ-модулем (утилизационным теплоэнергетическим комплексом), работающим на угле, для нужд п. Эвенск Северо-Эвенского района Магаданской области. БИОТЭК. Презентация строительства котельных с ОРЦ-модулем (утилизационным теплоэнергетическим комплексом) взамен котельных и дизельных электростанций в труднодоступных населенных пунктах.



первоочередной реализацией мер по повышению энергоэффективности позволяет получить заметную экономию на капитальных вложениях.

Таблица 4.8 **Варианты строительства мини-ТЭЦ с ОРЦ-модулем в Эвенске в зависимости от характеристик рынка сбыта электрической и тепловой энергии**

Показатель	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3 2021 год
		БиоТЭК	ЦЭНЭФ	ЦЭНЭФ
Установленная электрическая мощность	МВт	2,625	2,625	1,5
Установленная тепловая мощность	МВт	17,7	17,7	6,6
Производство электроэнергии	тыс. кВт-ч	11300	8300	6500
Производство тепла	Гкал	38807	30000	15400
Потребление угля котельными	т	10140	10140	10140
Потребление угля	т	9981	5788	3375
Экономия дизельного топлива	т	2303	2075	1625
Стоимость мини-ТЭЦ	млн руб.	1680	1680	900
Срок окупаемости	лет	7	11,6	7,4
Себестоимость электроэнергии	руб./кВт-ч	4,97	5,78	3,83
Себестоимость тепловой энергии	руб./Гкал	5890	4999	5166

Источники: БИОТЭК (вариант 1) и ЦЭНЭФ (варианты 2 и 3).

В любом из рассмотренных вариантов при реализации вырабатываемой электрической и тепловой энергии по нынешним экономически обоснованным тарифам срок окупаемости капитальных вложений не превышает 12 лет, тогда как сегодня по договорам о ДМП инвестиции за счет платы за мощность на оптовом рынке возмещаются в течение 15 лет. Экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию снижаются с 28 руб./кВт-ч до 3,83-5,78 руб./кВт-ч, а на тепловую энергию менее значительно, но все же заметно: до 5000-5890 руб./Гкал.

При формировании программы «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы» важно **адекватно подбирать мощности мини-ТЭЦ под параметры реального перспективного спроса на тепловую и электрическую энергию и провести широкий комплекс энергосберегающих мероприятий, прежде чем строить мини-ТЭЦ, чтобы оптимизировать затраты и эффекты.**

Как показывает анализ по пос. Сангар, эффективность строительства мини-ТЭЦ в большой степени зависит от тарифов на электрическую и тепловую энергию. При экономически обоснованных тарифах для пос. Сангар на уровне 2017 г. срок окупаемости строительства мини-ТЭЦ близок к 15 годам. Если бы тарифы в Сангаре были такими же, как в Эвенске, то срок окупаемости был бы равен 8 годам. При этом за счет мини-ТЭЦ покрывается не вся потребность в тепловой энергии, а компоновка ее оборудования подбирается так, чтобы обеспечить максимальную выработку электрической и тепловой энергии на единицу расходуемого топлива. Важно также учесть, что в пос. Сангар оборудование большинства котельных в последние годы было модернизировано. Таким образом, экономическая целесообразность строительства мини-ТЭС в Сангаре остается под вопросом. Себестоимость выработки электрической и тепловой энергии снижается, однако масштаб экономии на расходах только через 15 лет окупает значительные капитальные вложения. Это так же, как по ДПМ на «материке», но существенно медленнее, чем прочие мероприятия в изолированных системах энергоснабжения.

**Таблица 4.9** Варианты строительства мини-ТЭЦ с ОРЦ-модулем в Сангаре в зависимости от характеристик рынка сбыта электрической и тепловой энергии

	Ед. изм.	Оценка ЦЭНЭФ вариант 1	Оценка ЦЭНЭФ вариант 2
Установленная электрическая мощность	МВт	5,8	4,4
Установленная тепловая мощность	МВт	25,4	19,3
Производство электроэнергии	тыс. кВт-ч	17500	13600
Производство тепла	Гкал	51000	39000
Потребление угля котельными	т	13757	10520
Потребление угля	т	18798	10586
Экономия дизельного топлива	т	4375	3400
Стоимость мини-ТЭЦ*	млн руб.	2570	2150
Срок окупаемости *	лет	15,1	14,5
Себестоимость электроэнергии	руб./кВт-ч	4,97	9,47
Себестоимость тепловой энергии	руб./Гкал	3990	3656

Источник: оценки ЦЭНЭФ на базе материалов БИОТЭК

4.7 Формирование программ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы» на базе типовых мероприятий

4.7.1 Структура программ

Программа «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы» формируется как «пазл» из типовых проектов для разных групп поселений в зависимости от численности проживающих и от особенностей и состояния зданий и их систем энергоснабжения (табл. 4.10). Включение каждого типового проекта в программу может основываться как на экономическом анализе отдельного проекта для конкретного поселения, так и на экономическом анализе программы в целом. При этом важно включать в программу взаимодополняющие проекты, экономическая эффективность которых может быть неочевидна при их изолированной реализации, но становится явной при их реализации как части пакета мер. Важно также учитывать дополнительные эффекты. Например, меры по утеплению зданий дают экономию не только тепловой энергии, но и используемой на нужды отопления электрической, а также приводят к снижению расхода топлива на индивидуальных твердотопливных котлах или печах.

При компоновке программы важен не только набор типовых проектов, но и последовательность их реализации во времени. Наиболее экономически эффективный способ сокращения потребности в дизельной генерации – меры по повышению энергоэффективности. Поэтому в графике реализации программы они должны быть реализованы в первую очередь. Более капиталоемкие меры по развитию низкоуглеродной генерации реализуются уже в расчете на сниженные объемы потребления и пиковой мощности. В формировании пика потребления электроэнергии в изолированных системах энергоснабжения в первую очередь участвуют системы освещения и электроотопления. Поэтому снижение потребности в электроэнергии на эти нужды дает существенное снижение пиковой нагрузки и тем самым установленные мощности мини-ТЭЦ, ВЭС и СЭС могут быть значительно снижены, а значит, может быть получена весомая экономия на капитальных вложениях.

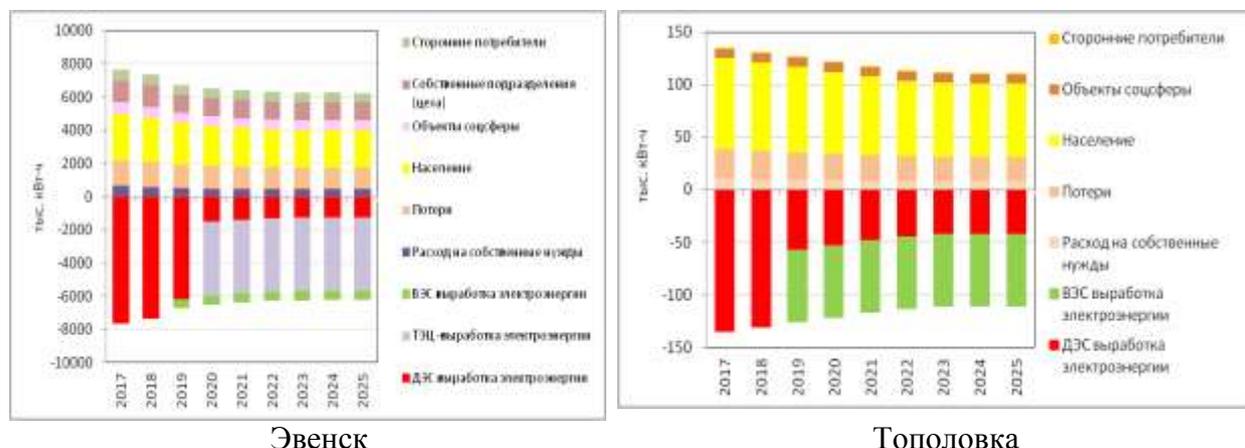
Таблица 4.10 Типовые проекты для программ разных групп поселений. «Пазл» программы

Типовые проекты	Численность населения (человек)			
	Более 4000	1000-4000	100-500	50-100
Модернизация систем освещения	+	+	+	+
Стимулирование приобретения энергоэффективных бытовых электроприборов	+	+	+	+
Установка ЧРП на насосы в системах теплоснабжения и водоснабжения	+	+		
Установка АИТП и учет тепла в жилых и общественных зданиях	+	+		
Утепление жилых и общественных зданий	+	+	+	+
Ремонт инженерных систем жилых и общественных зданий	+	+		
Установка новых эффективных индивидуальных твердотопливных котлов	+	+	+	+
Модернизация электрических сетей	+	+	+	+
Модернизация тепловых сетей и оптимизация системы теплоснабжения	+	+		
Модернизация и оптимизация мощности ДЭС	+	+	+	+
Модернизация и оптимизация мощности котельных	+	+		
Строительство мини-ТЭЦ	+	+		
Строительство гибридных ветро-дизельных комплексов (ВЭС-ДЭС)	+	+	+	+
Строительство гибридных солнечно-дизельных комплексов (СЭС-ДЭС)	+	+	+	+

Источник: ЦЭНЭФ

Реализация мер по экономии энергии позволяет снизить потребность в электрической (рис. 4.23) и тепловой энергии (рис. 4.24). **Кардинальное снижение выработки на ДЭС возможно за счет развития низкоуглеродной генерации.** В итоге дизельная генерация попадает в «низкоуглеродные тиски» и многократно сокращается (рис. 4.22).

Рисунок 4.23 «Низкоуглеродные тиски». Новые балансы электроэнергии



Источник: ЦЭНЭФ



Давление в «низкоуглеродные тиски» может добавить мини-генерация на ВЭС и СЭС. Отдельные предприниматели Эвенска считают это вполне реальной возможностью. Заместитель Председателя Правительства А. Дворкович дал поручение, направленное на стимулирование развития микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (резолюция от 11 февраля 2017 года №АД-П9-776):

Минэнерго России (А.В. Новаку), Минэкономразвития России (М.С. Орешкину) и ФАС России (И.Ю. Артемьеву) при участии заинтересованных организаций до 1 апреля 2017 года представить для утверждения в Правительство Российской Федерации проект плана мероприятий по стимулированию развития микрогенерации ВИЭ, установленной у потребителей (включая физических лиц).

При подготовке плана исходить из следующего:

- под микрогенерацией ВИЭ понимать генерирующие объекты с установленной мощностью до 15 кВт;
- исключить из рассмотрения многоквартирные дома;
- установка двухсторонних приборов учёта электрической энергии, обеспечивающих раздельный почасовой учёт, и автоматики осуществляется за счёт заявителя;
- в случае отсутствия необходимости изменения существующего технологического присоединения к электрической сети применяется уведомительный порядок ввода оборудования в эксплуатацию с необходимостью регистрации в установленном порядке реверсивного прибора учёта. Для иных случаев выдачи (поставки) излишков электрической энергии, производимой для собственных нужд своего домохозяйства, устанавливается упрощённый порядок технологического присоединения к электрическим сетям и ввода объекта в эксплуатацию;
- устанавливается обязательность покупки гарантирующим поставщиком энергии, вырабатываемой микрогенерацией ВИЭ;
- цена купли-продажи равна средневзвешенной нерегулируемой цене на электрическую энергию на оптовом рынке;
- доход физического лица, полученный в результате реализации излишков электрической энергии, производимой для собственных нужд своего домохозяйства, не подлежит налогообложению.

Характеристики микро-ВЭС, способных работать в условиях Крайнего Севера, приведены в табл. 4.11. Для диапазона мощности выше 2 кВт стоимость электроэнергии получается ниже, чем от ДЭС в любом поселке Северо-Эвенского района, а для мощности ниже 2 кВт – ниже, чем в малых поселках с тарифами на электроэнергию, доходящими до 80 руб./кВт-ч.

Поскольку низкоуглеродная генерация тепловой энергии на двух выбранных пилотных территориях неосуществима по причине отсутствия соответствующих ресурсов, снижение потребления топлива происходит только за счет повышения эффективности использования тепловой энергии и снижения потерь в тепловых сетях (рис. 4.24), а также за счет модернизации котельных и снижения удельных расходов топлива. В полезном отпуске тепловой энергии доминируют здания, у которых велики тепловые потери, поэтому за счет их утепления и установки АИТП возможно получение существенной (примерно 2-кратной) экономии тепловой энергии.

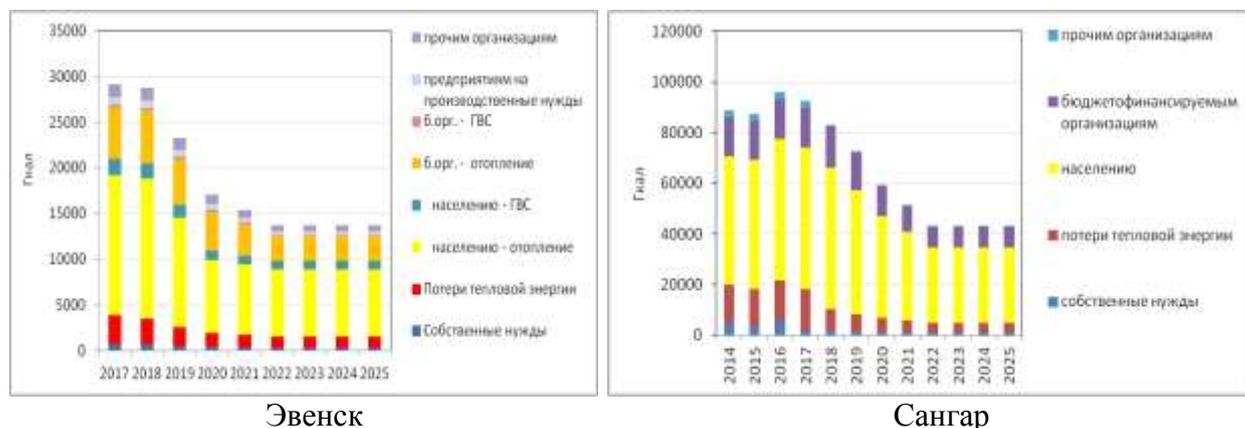
Таблица 4.11 Основные характеристики микро-ВЭС, способных работать в условиях Крайнего Севера

Мощность	Диаметр	Базовая стоимость	Удельная стоимость		Удельная стоимость с учетом доставки	Годовая выработка	Приведенная стоимость электроэнергии
кВт	D, м	руб.	\$/кВт	руб./кВт	руб./кВт*	кВт-ч	руб./кВт-ч
0,9	2,7	115300	2164	128111	256222	1282	43,4
1,5	3,2	168200	1894	112133	224267	1801	27,1
2,0	3,6	176800	1493	88400	176800	2280	16,9
3,0	4	148300	835	49433	98867	2815	7,6
5,0	6,2	515600	1742	103120	206240	6762	6,6
10,0	8	962000	1625	96200	192400	11259	3,7

*Принято допущение об удвоении стоимости за счет доставки.

Источник: ЦЭНЭФ по данным компаний «ЭнергоСток» (energystock.ru) и «Компания Энердживинд» (energywind.ru)

Рисунок 4.24 Динамика потребления тепловой энергии

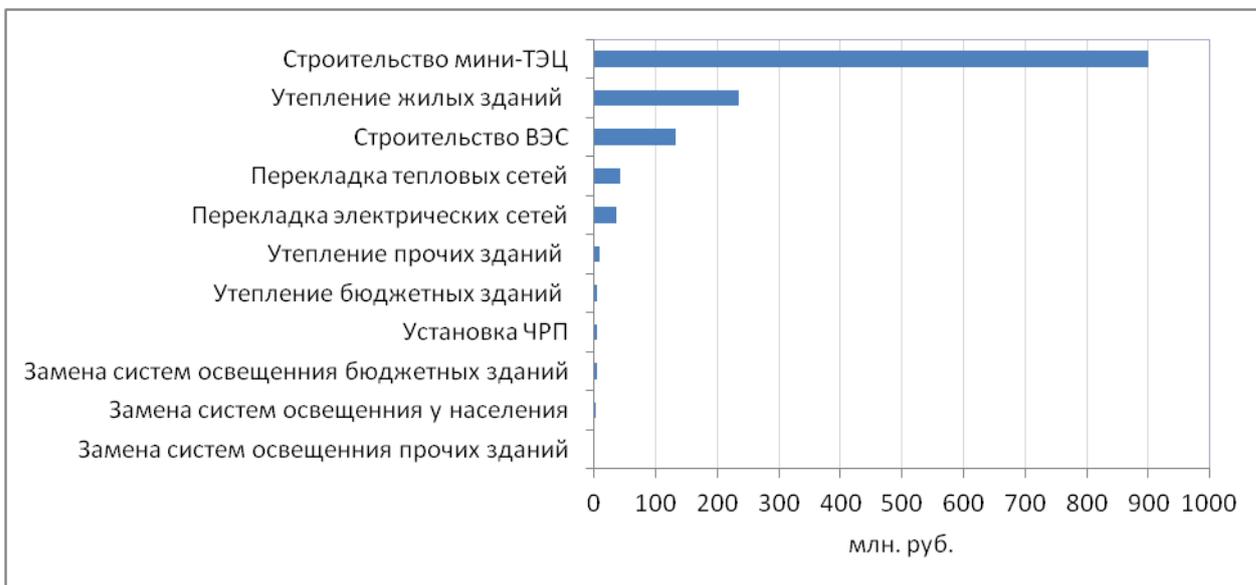


Источник: ЦЭНЭФ

4.7.2 Затраты и эффекты по программам

В Северо-Эвенском районе суммарные затраты на программу равны 1376 млн руб. Они включают затраты на строительство мини-ТЭЦ (900 млн руб.) и на строительство ВЭС (132 млн руб.). То есть львиная доля капитальных затрат – 75% – это затраты на замену источников электрической и тепловой энергии. Только 25% затрат (343 млн руб.) – это затраты на повышение энергоэффективности. Из них 79 млн руб. составляют расходы на модернизацию электрических и тепловых сетей и только 264 млн руб. – затраты на меры по повышению эффективности использования энергии конечными потребителями. Но именно эти вложения позволяют снизить затраты в строительство и модернизацию новых источников и сетей в размере не менее 700 млн руб.

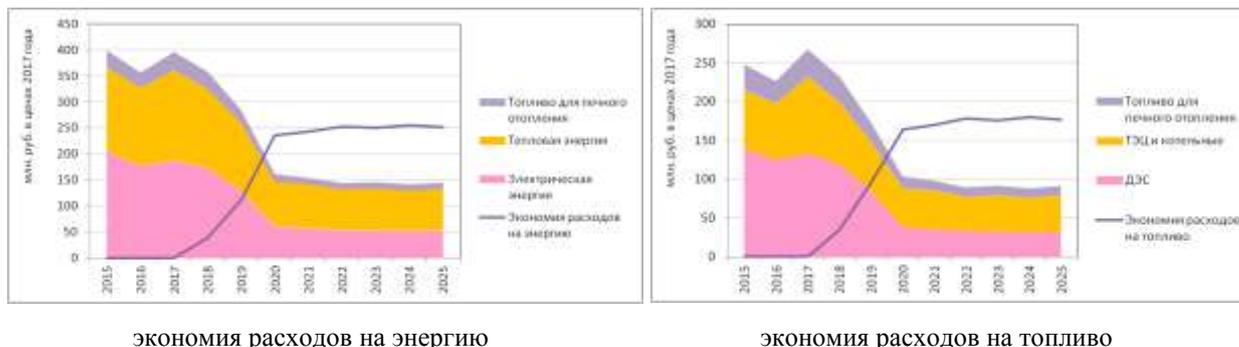
Рисунок 4.25 Затраты на реализацию всего комплекса мероприятий пилотной программы «низкоуглеродные решения для системы энергоснабжения Северо-Эвенского района Магаданской области»



Источник: ЦЭНЭФ

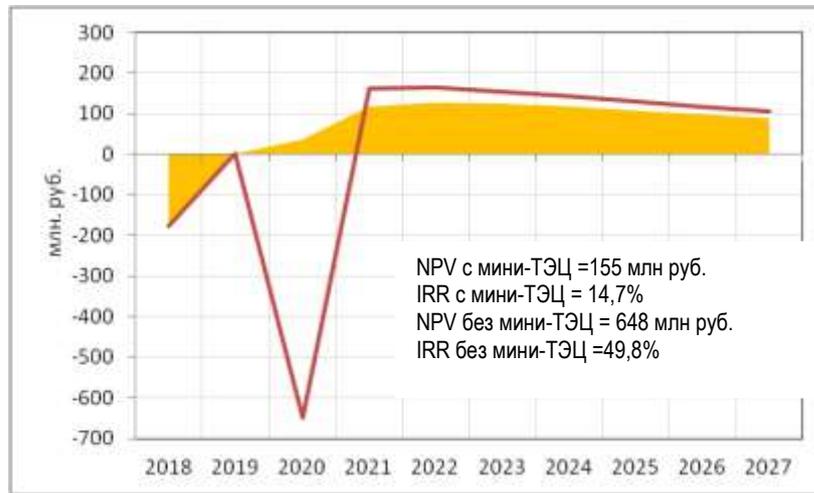
В результате реализации мероприятий пилотной программы суммарная экономия расходов на энергию в 2018-2027 гг. достигает 2142 млн руб., а экономия расходов на топливо – 1528 млн руб. (рис. 4.26). То есть все инвестиции окупаются только за счет экономии расходов на топливо за 9 лет, а за счет экономии всех расходов на энергию – за 7 лет. Дисконтированный срок окупаемости равен 6 годам. Динамика чистой приведенной стоимости и значение внутренней нормы доходности проекта показано на рис. 4.27. Оба параметра в большой степени зависят от решения о строительстве мини-ТЭЦ. Альтернативой ему является модернизация со временем ДЭС и двух котельных в пос. Эвенск. Этот вариант в программе не оценивался. Однако ясно, что и в этом случае первоочередная реализация быстрокупаемых мер по экономии энергии позволит при модернизации устанавливать источники меньшей мощности и получить значительную экономию капитальных вложений.

Рисунок 4.26 Экономия расходов на энергию и расходов на топливо за счет реализации мероприятий пилотной программы «Низкоуглеродные решения для системы энергоснабжения Северо-Эвенского района Магаданской области»



Источник: ЦЭНЭФ

Рисунок 4.27 Чистый приведенный доход (NPV) и внутренняя норма доходности для вариантов реализации программы «Низкоуглеродные решения для системы энергоснабжения Северо-Эвенского района Магаданской области»



NPV – оценен за 2018-2027 гг. в ценах 2017 г. при норме дисконтирования 10%. IRR – оценен в ценах 2017 г.

Источник: ЦЭНЭФ

Выше были даны характеристики районной программы «Низкоуглеродные решения для системы энергоснабжения Северо-Эвенского района Магаданской области». Для отдельных поселений аналогичные графики показаны на рис. 4.28. Во всех пилотных поселениях программы с мерами по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ окупаются довольно быстро. Дисконтированные сроки окупаемости при реальной ставке дисконтирования 10% равны: Верхний Парень – 3 года, Гарманда и Тополовка – 4 года, Гижига (с расширением системы теплоснабжения) – 5 лет, Эвенск (с мини-ТЭЦ) – 7 лет.

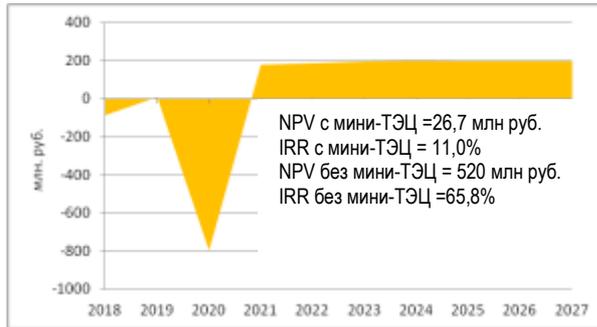
Самые высокие показатели внутренней нормы доходности у малых поселений с высокими экономически обоснованными тарифами на электроэнергию. Меры по повышению энергоэффективности и по созданию источников низкоуглеродной генерации дают высокий экономический эффект в части снижения затрат на энергоснабжение.

Расходы на энергоснабжение снижаются для населения, для прочих потребителей, но наиболее значительно – для бюджета (рис. 4.29). Платежи населения Северо-Эвенского района снижаются с 87 до 47 млн руб., или на 40 млн руб. Платежи бюджетной системы снижаются с 308 до 72 млн руб., а платежи прочих потребителей, среди которых большую часть составляют расходы «Комэнерго» на потребление энергии, связанное с предоставлением коммунальных услуг, снижаются с 32 до 21 млн руб.

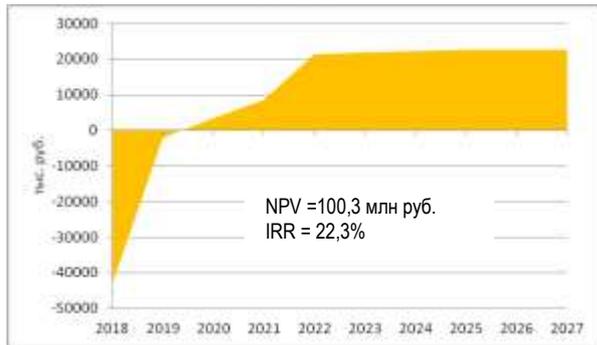
По итогам программы суммарная экономия затрат бюджетной системы на энергоснабжение равна 1700 млн руб. Львиную долю экономии средств бюджета (1276 млн руб. в 2018-2027 гг.) – составляет снижение затрат на возмещение убытков по снабжению электроэнергией, тепловой энергией и твердым топливом (рис. 4.30).



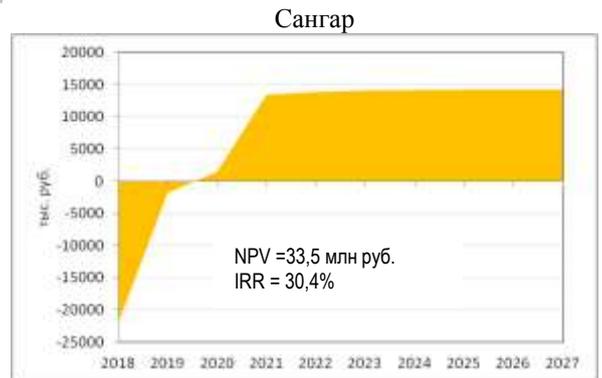
Рисунок 4.28 Чистый приведенный доход и внутренняя норма доходности для пилотных программ «Низкоуглеродные решения для систем энергоснабжения»



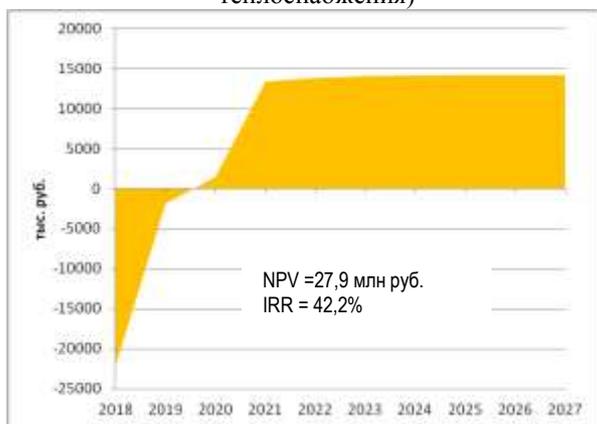
Эвенск



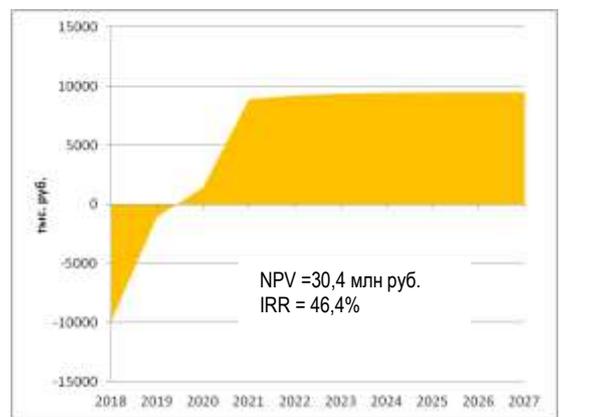
Гижига (с расширением системы теплоснабжения)



Сангар



Тополовка

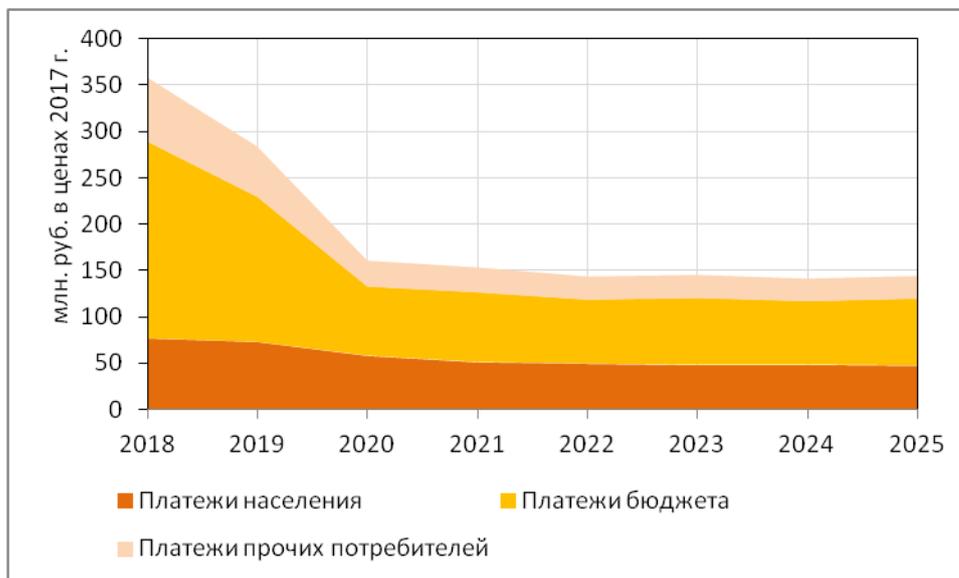


Верхний Парень

NPV – оценен за 2018-2027 гг. в ценах 2017 г. при норме дисконтирования 10%. IRR – оценен в ценах 2017 г.

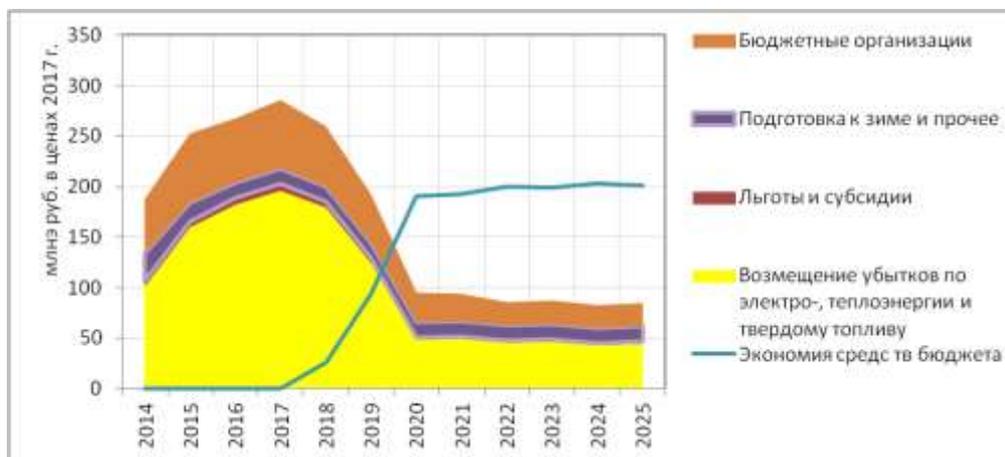
Источник: ЦЭНЭФ

Рисунок 4.29 Снижение платежей за энергоснабжение за счет реализации пилотной программы «Низкоуглеродные решения для системы энергоснабжения Северо-Эвенского района Магаданской области»



Источник: ЦЭНЭФ

Рисунок 4.30 Снижение расходов бюджета на энергоснабжение за счет реализации пилотной программы «Низкоуглеродные решения для системы энергоснабжения Северо-Эвенского района Магаданской области»



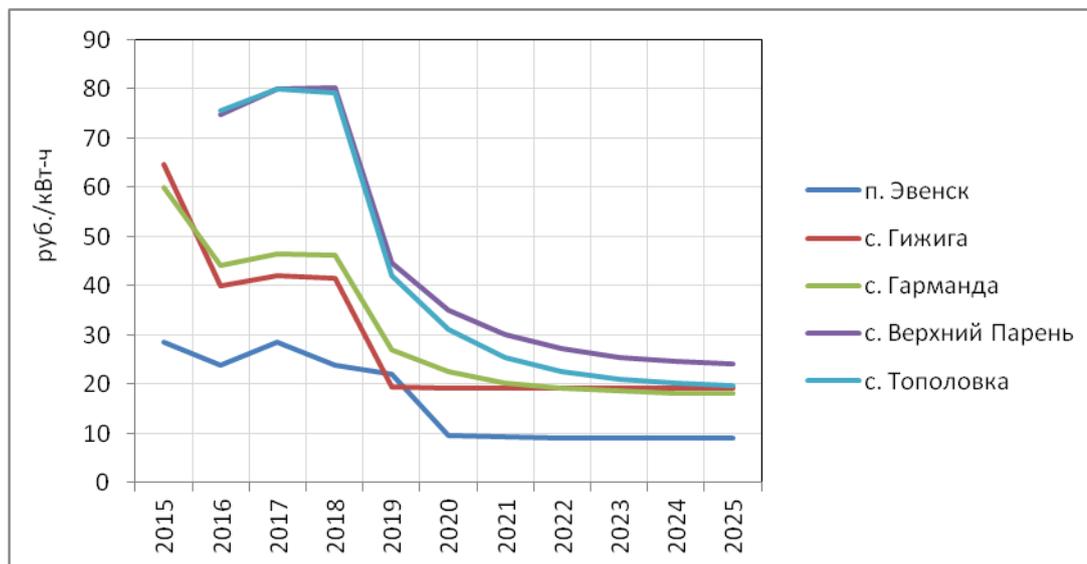
Источник: ЦЭНЭФ

За счет реализации мер программы стоимость выработки электроэнергии заметно снижается (рис. 4.31): в крупных поселках – с 22-28 до 10 руб./кВт-ч, а в малых поселениях – с 40-80 до 20-25 руб./кВт-ч. Снижение тарифов на электроэнергию в 2-3 раза и повышение экономической доступности энергии может дать стимул развитию экономики поселков.

Помимо экономических выгод, реализация программы позволит получить существенные экологические эффекты. Суммарное снижение выбросов в 2018-2027 гг. составляет: по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу – 3476 т, по выбросам парниковых газов – 196 тыс. тСО₂-экв. (рис. 4.32). При стоимости квот на выбросы ПГ 5 долл./тСО₂-экв. это дало бы дополнительный эффект в размере 59 млн руб. в год. К этому следует добавить снижение заболеваемости (онкология и дыхательные пути) более чем в 2 раза за счет сокращения

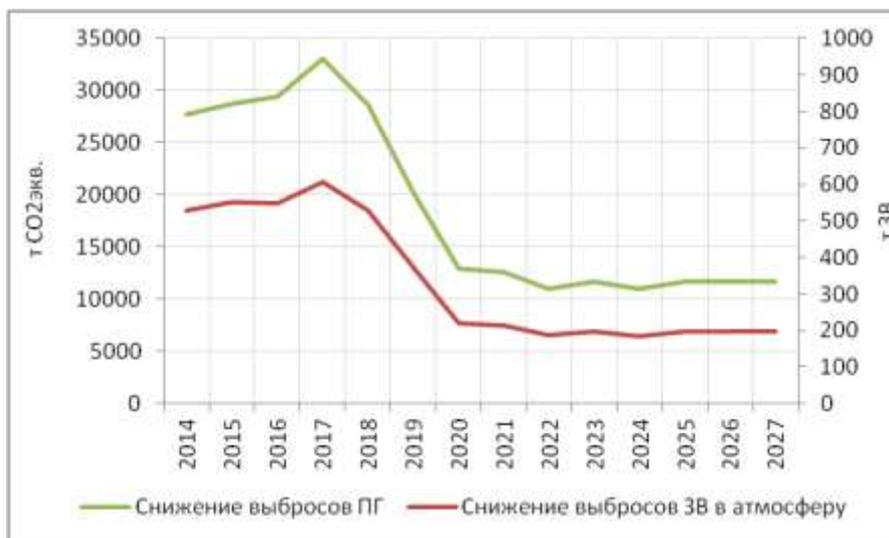
печного сжигания угля в 5 раз и снижения загрязнения воздуха в помещениях, а также за счет повышения параметров теплового комфорта и сокращения простудных заболеваний.

Рисунок 4.31 Снижение средней стоимости выработки электроэнергии в Северо-Эвенском районе за счет реализации мер программы



Источник: ЦЭНЭФ

Рисунок 4.32 Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и выбросов парниковых газов за счет реализации пилотной программы «Низкоуглеродные решения для системы энергоснабжения Северо-Эвенского района Магаданской области»



Источник: ЦЭНЭФ



4.8 Масштабирование программы «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы» на весь Крайний Север

Пилотные программы охватывают только 6 поселений Крайнего Севера. Для того чтобы оценить масштаб аналогичной программы для реализации на федеральном уровне была проведена экстраполяция полученных результатов на все поселения с технологически изолированными системами энергоснабжения. В главе 1 было показано, что суммарные расходы на дизельное топливо в изолированных системах энергоснабжения равны 60-80 млрд руб. в год. Расходы на дизельное топливо в Северо-Эвенском районе равны 140 млн руб. в год, а в п. Сангар – 180 млн руб. в год. Таким образом, возможности масштабирования программы превышают 400 крат для Северо-Эвенского района и 300 крат для п. Сангар. Если использовать 400-кратное масштабирование программы для Северо-Эвенска, то получается, что:

- оценки расходов по программе российского масштаба составляют 420 млрд руб., в том числе:
 - повышение энергоэффективности - 130 млрд руб.
 - строительство ВЭС и СЭС - 65 млрд руб.
 - строительство мини-ТЭЦ (масштаб 200) - 225 млрд руб.
- годовая экономия расходов на энергоснабжение составляет:
 - всего расходов на энергию - 130 млрд руб.
 - расходов на закупку топлива - 90 млрд руб.
 - **расходов средств бюджетной системы - 100 млрд руб.**
- простой срок окупаемости программы федерального уровня - 3,2 года.

Конечно, это ориентировочные масштабы программы, но они довольно адекватно отражают порядок величин по затратам и возможным эффектам.

В рамках федеральной программы необходимо решить следующие задачи:

- стимулирование реализации программ повышения энергоэффективности и развития ВИЭ на удаленных территориях за счет:
 - их агрегирования и масштабирования;
 - использования типовых видов оборудования, что позволит:
 - ✓ заключать договора на поставки оборудования по гораздо более низким ценам;
 - ✓ организовать эффективную систему технической и квалификационной поддержки;
 - ✓ привлечь средства крупных банков, увеличить число потенциальных кредиторов и создать конкуренцию для снижения процентных ставок по кредитам.

Необходимо решить сложные вопросы распределенной институциональной и экономической ответственности за энергоснабжение изолированных территорий, что требует эффективной координации действий федерального правительства, региональных и местных органов власти. Для этого необходимо разработать и реализовать программы

повышения энергоэффективности и развития ВИЭ изолированных районов с высокими затратами на энергоснабжение.

Огромный рынок замены дизельной генерации на ВИЭ – это тот рынок, где Россия может стать одним из мировых лидеров. Для этого необходимо разработать и реализовать подпрограмму повышения энергоэффективности и развития ВИЭ изолированных районов с высокими затратами на энергоснабжение как основу модернизации систем их энергоснабжения с целью формирования экономически и экологически устойчивого и надежного энергоснабжения при минимизации расходов бюджетов всех уровней на энергоснабжение таких территорий. России предстоит решить проблемы энергоснабжения своих изолированных территорий. Опыт за рубежом есть, но пока ограниченный. Его нужно изучать, но одновременно нужно накапливать и затем экспортировать свой опыт. Существует огромный рынок замены дизельной генерации ВИЭ. В мире от 50 до 250 ГВт общей установленной мощности может быть гибридизировано с применением ВИЭ.

Конечной задачей должно стать снижение расходов на энергоснабжение регионов Крайнего Севера, но не изъятие полученной экономии, а ее использование на цели развития удаленных территорий.

4.9 Возможные схемы организации финансирования федеральной и региональных программ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы»

Вариант 1. Конкурс за бюджетное софинансирование. В этом варианте выделяется фиксированный объем средств бюджета для целей софинансирования региональных программ на конкурсной основе (возможно, в рамках перезапуска программы повышения энергоэффективности) в форме выкупа части реально полученной экономии энергии.

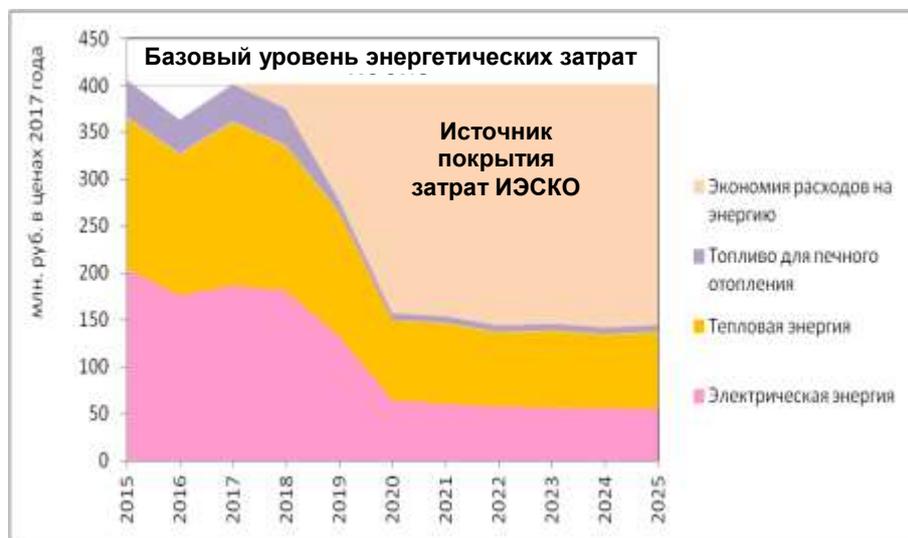
Примером запуска аналогичной схемы является Постановление Правительства РФ № 18 от 17 января 2017 г. «Об утверждении Правил предоставления финансовой поддержки за счет средств государственной корпорации – Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства на проведение капитального ремонта многоквартирных домов». Реализация процедур этого постановления позволяет снизить срок окупаемости на 2-4 года для типовой программы. Для реализации такой схемы необходимо:

- выделение исходных объемов финансирования (скажем, 5 млрд руб. в год бюджетных средств, которые при коэффициенте финансового рычага, равном 2-5, позволили бы ежегодно финансировать программы на 10-25 млрд руб.);
- создание проектного офиса (подобного ФСРЖКХ);
- формирование:
 - Правил составления заявок на участие в программе;
 - Правил оценки потенциальной экономии;
 - Правил мониторинга полученной экономии.

Вариант 2. Интегрированный энергетический контракт. Краткое описание сути интегрированного энергетического контракта приведено в главе 3. Его отличительный признак – фиксация базового уровня всех затрат на энергоснабжение поселения и реализация мероприятий по повышению энергоэффективности и развитию низкоуглеродной генерации как на объектах генерации и сетях, так и на объектах конечных потребителей энергии. В российском законодательстве есть легальный инструмент, эквивалентный

интегрированному энергетическому контракту, – *договор на энергоснабжение с элементами энергосервиса* (ФЗ №261). Однако этот инструмент не разработан и не используется. В 2014 г. ЦЭНЭФ подготовил предложения по использованию этого инструмента в рамках схемы «белых сертификатов». ³² При использовании механизма интегрированного энергетического контракта базовый уровень энергетических затрат включает все затраты на энергоснабжение (со всеми бюджетными субсидиями), которые могут быть сокращены как за счет мер по повышению энергоэффективности, так и за счет мер по установке ВИЭ и мини-ТЭЦ на всей системе энергоснабжения. «Упаковка» в одном договоре мер по повышению энергоэффективности у потребителей и по развитию ВИЭ позволяет снизить сроки окупаемости и может быть привлекательным инструментом для реализации программ в отдаленных районах. Существенно увеличивается объем единичного энергосервисного контракта, что увеличивает его привлекательность для крупных ЭСКО. Источником покрытия затрат является экономия на всех видах затрат на энергоснабжение (рис. 4.33).

Рисунок 4.33 Концепция интегрированного энергетического контракта на примере Северо-Эвенского района



Источник: ЦЭНЭФ

Предметом контракта становится вся система энергоснабжения, включая потребителей и даже снабжение топливом. ИЭСКО решает, какие элементы системы должны быть модернизированы для получения максимального эффекта. Такую схему практически невозможно реализовать на централизованных системах энергоснабжения. Изолированные системы энергоснабжения идеально подходят для ее реализации. Кстати, в отличие от коммунальной концессии, где фиксируется формула тарифа, но не фиксируется объем реализации ресурса, и поэтому инвестор несет риски, связанные с возможным существенным снижением потребления, применение интегрированного энергетического контракта нейтрализует такие риски, поскольку снижение потребления становится не риском, а его главной задачей. В итоге поселение получает обновленную коммунальную инфраструктуру и утепленные здания при прежних расходах на энергоснабжение. Часть экономии затрат на энергоснабжение может по условиям договора сразу стать источником дополнительных затрат на развитие поселков.

³² ЦЭНЭФ-XXI. Разработка предложений по подготовке механизма стимулирования потребителей энергоресурсов к повышению энергоэффективности путем приобретения энергоэффективного оборудования за счет компенсации (части) затрат на его приобретение, в том числе с привлечением ресурсоснабжающих организаций (далее – РСО), включая анализ целесообразности и пределов внедрения механизма использования «белых сертификатов». Отчет о НИОКР. Заключительный. Москва, 2014 г.



Вариант 3. Использование тарифных отчислений Дальневосточной спецнадбавки. Закон № 508-ФЗ от 28.12.2016 «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» ввел специальную надбавку к цене на электрическую мощность по всей стране для компенсации снижения тарифов на электроэнергию на Дальнем Востоке до среднероссийского уровня. Рост тарифов для конечных потребителей остальной части России составит около 1,8%. Средства на компенсацию разницы в тарифах предлагается сначала аккумулировать на спецсчете, затем передавать как безвозмездный взнос в бюджеты регионов Дальнего Востока, а затем местным энергосбытовым компаниям. Сейчас практически вся энергетика Дальнего Востока подконтрольна «РусГидро», которое и будет распределителем собранной надбавки. Возможным условием перечисления средств надбавки может стать разработка и реализация программ повышения энергоэффективности и развития ВИЭ на территориях с изолированными системами энергоснабжения. В этом случае положения Закона № 508-ФЗ и соответствующего Постановления Правительства можно скорректировать с учетом необходимости формирования пула средств для финансирования программ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы».

Вариант 4. Схема «белых» и «зеленых» сертификатов для крупных генерирующих или электросетевых компаний. Введение требования обеспечения части производственной программы для крупных генерирующих или электросетевых компаний к 2025 г. (1-2% от объема генерации или отпуска электроэнергии) или эквивалента части платы за мощность (части дальневосточной надбавки) за счет реализации проектов на территориях Крайнего Севера с технологически изолированными системами энергоснабжения по:

- повышению энергетической эффективности – «белые сертификаты»;
- развитию ВИЭ – «зеленые сертификаты».

Схема «белых сертификатов» для России уже проработана.³³ Для нужд данной программы требуется определение:

- схемы управления программой;
- списка типовых мероприятий;
- процедур управления реализацией программы, ее документооборота и информационного обеспечения;
- режимов отчетности по экономии энергии, процедур мониторинга и верификации экономии энергии, а также экономической эффективности реализации программ;
- стимулов и штрафов за выполнение или невыполнение заданий по экономии энергии;
- возможности торговли сертификатами;
- источников финансирования программы, их сочетаний и уровня компенсаций;
- ограничений по использованию источников финансирования программ.

Вариант 5. Введение проектных инструментов углеродного регулирования (cap-and-offset) для крупных компаний с повышающим коэффициентом зачета от проектов на Крайнем Севере. Введение проектных инструментов углеродного регулирования (cap-and-offset) для крупных компаний предполагает установление ограничений на выбросы ПГ на

³³ ЦЭНЭФ-XXI. 2014. Разработка предложений по подготовке механизма стимулирования потребителей энергоресурсов к повышению энергоэффективности путем приобретения энергоэффективного оборудования за счет компенсации (части) затрат на его приобретение, в том числе с привлечением ресурсоснабжающих организаций (далее – РСО), включая анализ целесообразности и пределов внедрения механизма использования «белых сертификатов». Отчет о НИОКР. Заключительный. Москва, 2014 г.



крупных установках на 2020 г. и 2030 г. и формирование системы приобретения зачетных сокращений выбросов ПГ от проектов, реализуемых в нерегулируемых секторах экономики.³⁴ В рамках этой системы могут быть установлены повышающие коэффициенты для зачета сокращений, получаемых в рамках программ «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы».

Существуют и другие варианты, в том числе особый вид концессии (фиксация не тарифов, а объема платежей за энергию, включая бюджетное финансирование).

* * *

Цель разработки федеральной и региональных программ «Низкоуглеродные решения для изолированных российских регионов с высокими ценами на энергоресурсы» – предоставление надежных и экономически доступных энергетических услуг удаленным российским регионам, где в настоящее время чрезвычайно высоки цены на энергию, поставляемую от изолированных источников малой генерации (в том числе регионам с северным завозом), за счет реализации программ, объединяющих типовые пакеты мер по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ.

Использование программного подхода позволит оптимизировать, агрегировать и масштабировать типовые технические, организационные и финансовые ресурсы для решения важной стратегической национальной задачи по возрождению и активному развитию арктических территорий, а также решить сложный вопрос распределенной институциональной и экономической ответственности за надежное и экономичное энергообеспечение изолированных территорий, что требует эффективной координации действий федерального правительства, региональных и местных органов власти. Типологизация оборудования для программ, реализуемых на региональном и федеральном уровнях, позволит заключать договора на его поставки по гораздо более низким ценам, организовать эффективную систему технической и квалификационной поддержки, привлекать средства крупных банков.

Задачей программ «Низкоуглеродные решения для изолированных российских регионов с высокими ценами на энергоресурсы» является формирование технически современного, экономически и экологически устойчивого и надежного энергоснабжения при минимизации расходов бюджетов всех уровней на энергоснабжение таких территорий и при перераспределении полученной экономии средств бюджета на стимулирование экономического развития этих территорий.

Реализация федеральной программы «Низкоуглеродные решения для изолированных регионов с высокими ценами на энергоресурсы» на весь Крайний Север позволит «разморозить» время, внедрить на Крайнем Севере технологии XXI века, преодолеть экономическую изолированность этих регионов и не дать совсем обезлюдеть территориям с технологически изолированными системами энергоснабжения!

³⁴ ЦЭНЭФ-XXI. 2017. Разработка прогноза уровня выбросов в РФ до 2030 и на перспективу до 2050 года и вариантов сценариев регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации. По контракту с ООО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода». М., 2017.



Литература

- Advanced energy centre. Enabling a Clean Energy Future for Canada's Remote Communities. Discussion Brief. December 2015.
- Arriaga M., C.A. Cañizares, M. Kazerani. Renewable Energy Alternatives for Remote Communities in Northern Ontario, Canada. Transactions On Sustainable Energy, November 2012.
- Bashmakov I., K. Borisov, M. Dzedzichuk, A. Lunin, I. Gritsevich. Resource of energy efficiency in Russia: scale, costs and benefits, CENEf. 2008. www.cenef.ru.
- Bhattarai P. R. Optimizing an Off-Grid Electrical System in Brochet, Manitoba, Canada. A Thesis submitted to the Faculty of Graduate Studies of The University of Manitoba in partial fulfillment of the requirement of the degree Of Master of Natural Resources Management. The University Of Manitoba. Faculty Of Graduate Studies. 2013.
- EIA, 2014. US Regional Energy Data - Energy Consumption, Prices, Expenditures, and Production Estimates, July 2014.
- Enabling a Clean Energy Future for Canada's Remote Communities. Advanced Energy Centre Discussion Brief. December 2015.
- Filippov S.P. Small-capacity power engineering in Russia. Thermal engineering. 2009. No. 8. Pp. 665-672.
- IEA Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD). Renewable Energies For Remote Areas And Islands (Remote). Final Report. April 2012.
- IRENA (2015). Off-Grid Renewable Energy Systems: Status And Methodological Issues. Working Paper. International Renewable Energy Agency.
- Kholod N., M. Evans, T. Kuklinski (2016). Russia's black carbon emissions: focus on diesel sources Atmos. Chem. Phys. Discuss., doi:10.5194/acp-2016-475, 2016.
- Kiseleva S., J. Rafikova, and V. Shakun 2015. Estimating Renewable Energy Resources of Russia: Goals and Perspectives.
- Renewable energy prospects: Russia. REmap 2030 analysis. 2016.
- V.E. Fortov, O.S. Popel. Power in the modern world. (2011).
- Ziegler H. DNV GL. Cost Comparison between Centralised and MicroDistributed Renewable Generation. December, 2015.
- Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. 2015. Аналитический доклад. Оценка перспектив и целесообразности перехода субъектов Российской Федерации, использующих нефтепродукты с целью теплоснабжения, на местные и возобновляемые виды топлива.
- Базанова Е.А. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике Российской Федерации как неэффективный институт. Магистерская диссертация. ПетрГУ. Петрозаводск. 2016.
- Башмаков И. и В. Папушкин. Разработка программ развития, модернизации и реабилитации систем теплоснабжения (на примере Ханты-Мансийского автономного округа). Новости теплоснабжения, №№ 6 и 7, 2004.
- Бердин В., О. Кокорин и М. Юлкин. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах Российской Арктики. М. 2017.
- БИОТЭК. Презентация строительства котельных с ОРЦ-модулем (утилизационным теплоэнергетическим комплексом) взамен котельных и дизельных электростанций в труднодоступных населенных пунктах. <http://www.biotec.ru>



БИОТЭК. Техничко-коммерческое предложение на строительство котельной с ОРЦ-модулем (утилизационным теплоэнергетическим комплексом), работающим на угле, для нужд п. Эвенск Северо-Эвенского района Магаданской области. <http://www.biotec.ru>

Доклад для Госсовета «Экологическое развитие России в интересах будущих поколений». 27 декабря 2016 г.

ЗАО «ГАРАНТ-аудит». Отчет по проведению обязательного энергетического обследования. Пояснительная записка к энергопаспорту организации – потребителя энергоресурсов. МБОУ ДОД «Школа-интернат среднего (полного) общего образования им. Д.Б. Закирова, п.Эвенск». 2012.

И. Башмаков. «Экономика постоянных» и длинные циклы динамики цен на энергию. Вопросы экономики. № 7. 2016.

Корякин А.К. Опыт эксплуатации систем солнечной генерации в условиях Крайнего Севера. IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.

Лебедев М.П., О.И. Слепцов, В.П. Кобылин, А.П. Шадрин. Проблемы северного завоза органического топлива и роль использования АСММ в условиях Крайнего Севера.

Минэнерго России. 2016. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2015 г.

Мирчевский, Ю. 2016. Опыт строительства ветро-дизельных комплексов на изолированных территориях ДФО. г. Якутск. IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.

Муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности МО «Поселок Айхал» Мирнинского района РС (Я) на 2012-2015 гг. и на период до 2020 г.». 2012.

Попель О.С. 2008. Возобновляемые источники энергии: роль и место в современной и перспективной энергетике. Российский химический журнал (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева), 2008, т. LII, № 6.

ПП «О внесении изменений в перечень районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей с ограниченными сроками завоза грузов (продукции) от 6 декабря 2016 г. № 1305.

Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального района «Верхневилуйский улус (район)» на 2013-2030 годы. 2014 г. Совет депутатов Верхневилуйского улуса Республики Саха (Якутия). АНО «Центр исследований и разработок».

Программы повышения эффективности использования энергии в Северо-Эвенском районе Магаданской области (2001 г.):

Саначев А. 2016. Программа оптимизации локальной энергетики (ПОЛЭ) Республики Саха (Якутия). IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.

Санеев Е.Г., И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугозова, М.И. Франк. Роль атомных электростанций малой мощности в зонах децентрализованного энергоснабжения на Востоке России.

Саркисов А.А. Атомные станции малой мощности: новое направление развитие энергетики России. П./р. Институт безопасного развития ядерной энергетики. 2011.

Суржикова О.А. Проблемы и основные направления развития электроснабжения удаленных и малонаселенных потребителей России. Вестник науки Сибири. 2012. № 3 (4).



Хафизов А.Д. Опыт реализации проектов солнечной генерации. IV Международная Конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». 9 июня 2016 г. г. Якутск, 2016.

ЦЭНЭФ. 2001. Программа повышения эффективности использования энергии в Северо-Эвенском районе Магаданской области. Эвенск-Магадан-Москва. Февраль-апрель. 2001 г.

ЦЭНЭФ-XXI. 2014. Разработка предложений по подготовке механизма стимулирования потребителей энергоресурсов к повышению энергоэффективности путем приобретения энергоэффективного оборудования за счет компенсации (части) затрат на его приобретение, в том числе с привлечением ресурсоснабжающих организаций (далее – РСО), включая анализ целесообразности и пределов внедрения механизма использования «белых сертификатов». Отчет о НИОКР. Заключительный. Москва, 2014 г.

ЦЭНЭФ-XXI. 2017. Разработка прогноза уровня выбросов в РФ до 2030 и на перспективу до 2050 года и вариантов сценариев регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации. По контракту с ООО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода». М., 2017.

Шкрадюк И. «Сравнительная эколого-экономическая оценка вариантов энергообеспечения Камчатского края». Москва, Ярославль. 2015.

www.energywind.ru

www.energystock.ru