

# М а л а я Э н е р г е т и к а

**№ 3 (8)  
2008**

**Учредитель и издатель:**

ОАО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений»

**Журнал зарегистрирован**

в Министерстве РФ по делам печати, радиовещания и средств массовых коммуникаций

*Свидетельство о регистрации:*  
ПИ № 77-16850 от 20 ноября 2003 г.

Главный редактор — *Шполянский Ю.Б.*  
Зам. главного редактора — *Семенов И.В.*  
Ответственный секретарь — *Николаев В.Г.*  
Выпускающий редактор — *Мелихова А.Г.*  
Технический секретарь — *Польдяева М.В.*  
Корректор — *Полякова Е.Б.*

**Редакционный совет:**

*Бляшко Я.И., Волшаник В.В.,  
Виссарионов В.И., Грибков С.В.,  
Затопляев Б.С., Ильковский К.К.,  
Историк Б.Л., Парников Н.М.,  
Понкратьев П.А., Редько И.Я.,  
Родионов В.Б., Соболев Ю.С.,  
Усачев И.Н., Шпильрайн Э.Э.,  
Юрченко А.Н.*

**Компьютерная верстка и дизайн:**  
*Мелихова А.Г.*

**Адрес редакции:**

125362, г. Москва,  
Строительный пр-д, д. 7а.  
Тел: (495) 497 21 51, (495) 493 51 32.  
Факс: (495) 363 56 51  
E-mail: melihova@niies.ru

Подписано в печать 20.09.2008 г.  
Формат 60x90 1/8  
Бумага мелованная 110. Печать  
офсетная.  
Объем 12 печ. л. Тираж 500 экз.

Отпечатано в типографии  
ООО «Галлея-Принт»  
г. Москва 5-я Кабельная ул., 2-б

## С о д е р ж а н и е

- Понкратьев П.А.** К вопросу о нормативно-правовом обеспечении ВИЭ **2**
- Николаев В.Г., Ганага С.В.** К выбору эффективной ценовой политики России в отношении энергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками энергии **12**
- Бляшко Я.И.** О некоторых аспектах развития малой гидроэнергетики **23**
- Малик Л.К.** Концептуальные подходы к строительству МГЭС в связи с выполнением обязательств России по Киотскому протоколу **28**
- Богаченко С.В.** Перспективы использования возобновляемых источников энергии на примере проектов малых и микроГЭС **43**
- Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г.** Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России **46**
- Соломин Е.В.** Ветроэнергетические установки ООО «ГРЦ-Вертикаль» **57**
- Лычагин А.А., Стребков Д.С.** О развитии возобновляемой энергетики **61**
- Ахтямов Ф.** Автономная котельная на древесных отходах на предприятии промышленной группы СУАЛ **66**
- Томаров Г.В., Никольский А.И., Семенов В.Н., Шипков А.А.** Геотермальные энергетические проекты в России **70**
- Васильев Г.П.** Геотермальные теплонасосные системы теплоснабжения и эффективность их применения в климатических условия России **79**
- Конференции, совещания, семинары, выставки** **88**
- На первой стр. обложки** — МГЭС «ФАСНАЛ», Северная Осетия — Алания, мощность 6,4 МВт

К ВОПРОСУ О НОРМАТИВНО-ПРАВОВОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ВИЭ

Понкратьев П.А., директор Департамента возобновляемых источников энергии ОАО «РусГидро»

**Стартовая позиция в разработке механизма поддержки возобновляемых источников энергии (ВИЭ)**

Основу национальной системы законодательной поддержки развития энергетики на основе ВИЭ составляет Федеральный закон от № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с изменениями и дополнениями, внесенными Федеральным законом от 04.11.2007 г. № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию энергетической системы России», в котором: дается определение понятий *энергетической эффективности электроэнергетики* и приводится *классификация возобновляемых источников энергии*;

обозначаются основные меры господдержки развития электроэнергетики на ВИЭ;

определяются полномочия органов власти в части реализации механизмов господдержки энергетики на ВИЭ.

На основании выше указанного ФЗ Правительство Российской Федерации:

утверждает основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики, содержащие целевые показатели объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии в совокупном балансе производства и потребления электрической энергии; план или программу мероприятий по достижению указанных целевых показателей;

устанавливает правила, критерии и порядок квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии;

осуществляет поддержку использования возобновляемых источников энергии и стимулирование использования энергетических эффективных технологий в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации;

утверждает критерии для предоставления из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей

мощностью не более 25 МВт, признанных квалифицированными объектами;

утверждает порядок ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах;

устанавливает прибавляемую к равновесной цене оптового рынка надбавку для определения цены электрической энергии, произведенной на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах;

устанавливает обязательный для покупателей электрической энергии на оптовом рынке объем приобретения электрической энергии, произведенной на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах.

Указом Президента РФ № 899 от 4 июня 2008 г. «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности Российской экономики» в целях снижения к 2020 г. энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40%, по сравнению с 2007 г., обеспечения рационального и экологически ответственного использования энергии и энергетических ресурсов, Правительству Российской Федерации предписывается:

а) в 2008 – 2009 гг. принять меры по техническому регулированию, направленные на повышение энергетической и экологической эффективности таких отраслей экономики, как электроэнергетика, строительство, жилищно-коммунальное хозяйство, транспорт; обеспечить переход к единым принципам выработки нормативов допустимого воздействия на окружающую среду;

б) до 1 октября 2008 г. подготовить и внести в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации проекты федеральных законов, предусматривающих экономические механизмы, стимулирующие хозяйствующих субъектов, применяю-

щих энергосберегающие и экологически чистые технологии;

в) до 1 октября 2009 г. подготовить и внести в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации проекты федеральных законов, направленных на усиление ответственности хозяйствующих субъектов за несоблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду в целях стимулирования перехода на энергосберегающие и экологически чистые технологии;

г) при формировании тарифной политики и проектов федерального бюджета на 2009 год и на плановый период 2010 и 2011 годов, а также на последующие годы предусматривать бюджетные ассигнования, необходимые для поддержки и стимулирования реализации проектов использования возобновляемых источников энергии и экологически чистых производственных технологий;

д) учитывать в качестве критерия выделения бюджетам субъектов Российской Федерации отдельных видов субсидий из федерального бюджета применение на территории субъекта Российской Федерации энергосберегающих и экологически чистых производственных технологий;

е) рассмотреть вопрос о включении в федеральные государственные образовательные стандарты основного общего образования основ экологических знаний.

В июне 2008 г. вышло Постановление Правительства РФ № 426 «О Квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии», закладывающее основу поддержки и стимулирования реализации проектов в сфере развития возобновляемых источников энергии.

Данным Постановлением устанавливаются критерии и порядок квалификации электрических станций и отдельных энергоустановок по производству электрической энергии (энергоблоков) (далее — генерирующих объектов), функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, с целью определения соответствия целевым показателям объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии в совокупном балансе производства и потребления электрической энергии, установленным в соответствии с основными направ-

лениями государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии.

*В Постановлении даются указания:*

разработать и представить до 1 сентября 2008 г. в установленном порядке проект акта Правительства Российской Федерации об определении основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии, содержащих целевые показатели объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии в совокупном балансе производства и потребления электрической энергии;

разработать и представить до 1 октября 2008 г. в установленном порядке проект нормативного правового акта Правительства Российской Федерации о порядке определения прибавляемой к равновесной цене оптового рынка на электрическую энергию надбавки для определения цены на электрическую энергию, произведенную на квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

разработать и представить до 1 октября 2008 г. в установленном порядке проект нормативного правового акта Правительства Российской Федерации о критериях для предоставления субсидий из федерального бюджета в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт, признанных квалифицированными объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, лицам, которым такие объекты принадлежат на правах собственности или ином законном основании;

разработать и утвердить до 1 октября 2008 г. порядок ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

Наибольшая ценность Постановления в его комплексности. Оно определяет выход последующих четырех Постановлений, край-

не необходимых для работы нового рынка генераторов, использующих возобновляемые источники энергии. Дело в том, что сегодня ни один из источников электроэнергии на базе возобновляемых источников не является экономически конкурентным. Специально для того, чтобы заложить мощный старт развития ВИЭ, на основе постановления №426 подготовлен к утверждению правовой акт «О порядке определения прибавляемой к равновесной цене оптового рынка электроэнергии надбавки». Кроме того, разрабатываются акты «О критериях для предоставления субсидий из федерального бюджета в порядке компенсации стоимости техприсоединения генерирующих объектов с установленной мощностью 25 МВт» и акты, касающиеся системы сертификации электрической энергии.

### Проектируемая модель поддержки ВИЭ

Для создания модели поддержки ВИЭ использовался следующий комплекс институциональных основ, нормативов, правил, формирующих механизм стимулирования и развития генерации на основе ВИЭ (рис. 1):

1. Постановление Правительства РФ № 426 от 3 июня 2008г. «О Квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии».
2. Основные направления и целевые показатели развития ВИЭ.
3. Сертификация объемов производства ВИЭ и надбавка к рыночной цене.
4. Обязательность приобретения СК объемов «зеленой» энергии для компенсации потерь.

5. Компенсация стоимости технологического присоединения к сети генератора ВИЭ.

6. Субсидирование надбавки генераторам ВИЭ, находящимся на территории изолированных районов.

7. Меры бюджетной поддержки генератора ВИЭ, предусмотренные проектом Основных направлений государственной политики:

предоставление инвесторам субсидий на оплату процентов по кредитам, полученным с целью реализации инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов;

предоставление за счет средств федерального бюджета субвенций бюджетам субъектов Российской Федерации и бюджетам муниципальных образований с целью реализации региональных и муниципальных проектов создания генерирующих объектов;

распространение льготы по налогу на имущество организаций на вновь вводимые объекты электроэнергетики на основе возобновляемых источников;

определение перечня приоритетных проектов НИОКР в сфере развития технологий использования возобновляемых источников при производстве электроэнергии с обеспечением их полного или частичного финансирования из федерального бюджета.

9. Дополнительные меры бюджетной поддержки генератора ВИЭ:

развитие отечественных технологий и организация трансферта зарубежных технологий;

прямое бюджетное финансирование приоритетных проектов больших ГЭС, ПЭС, ВЭС, ГеоЭС;

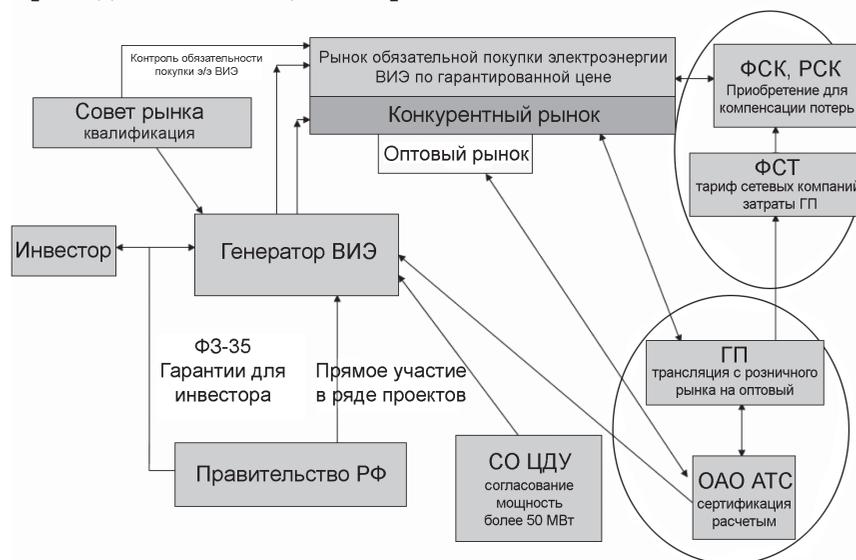


Рис. 1. Проектируемая модель поддержки ВИЭ

участие государства в софинансировании объектов инфраструктуры (гидротехнические сооружения, схемы выдачи мощности, создание водохранилищ, транспортная инфраструктура и др.) и объектов генерации, использующих ВИЭ, с использованием существующих институтов и инструментов (Федеральный бюджет, Инвестиционный фонд, Банк развития, др.);

отмена с 1 января 2009 г. платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности для вновь строящихся гидроэнергетических объектов;

определение порядка финансирования из государственного бюджета затрат на создание зон затопления для объектов гидрогенерации.

**Статус Нормативно-Правовой документации:**

1. Постановление Правительства РФ № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии». Подписано 03.06.2008 г.

2. Проект Распоряжения Правительства РФ «Об одобрении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии на период до 2020 года», содержащий целевые показатели объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии в совокупном балансе производства и потребления электрической энергии. Внесен на рассмотрение в Минэнерго РФ. Подготовлен альтернативный вариант.

3. Проект Распоряжения Правительства РФ «Об одобрении Плана мероприятий по достижению целевых показателей объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии на 2008 – 2009 гг.». Внесен на рассмотрение в Минэнерго РФ.

4. Проект Постановления Правительства РФ «Об утверждении порядка ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах». Внесен на рассмотрение в Минэнерго РФ.

5. Проект Постановления Правительства РФ «О критериях и порядке предоставления

из Федерального бюджета субсидий для компенсации стоимости технологического присоединения квалифицированных генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт». Находится на рассмотрении в Минэнерго РФ и уже прошел определенные экспертные процедуры.

6. Проект Постановления Правительства РФ «О порядке первоочередного приобретения электросетевыми организациями электрической энергии, произведенной на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, с целью компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях». Находится в разработке.

7. Проект Постановления Правительства РФ «О порядке определения применения надбавки для генераторов ВИЭ, прибавляемой к равновесной цене оптового рынка для формирования цены электрической энергии, произведенной на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектов». Находится на согласовании в КГ.

Это Постановление в определенной степени ключевое, т.к. определяет все экономические параметры того или иного генератора и порядок учета применяемой на оптовом рынке надбавки при проведении расчетов за электрическую энергию на розничных рынках, а также особенности ценообразования в отношении электрической энергии, произведенной на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах на оптовом и на розничных рынках, в неценовых зонах и изолированных энергосистемах.

На сегодня в ФЗ №250 детально механизм образования цены прописан только для оптового рынка. При этом один из ограничителей оптового рынка — генератор 25 МВт. Далеко не каждый объект будет обладать такой мощностью. Все эти непрописанные в ФЗ прямые формулировки прописаны в Проекте Постановления.

В настоящее время в стадии разработки находятся не входящие в перечень Постановления Правительства:

8. Проект Постановления Правительства РФ «О мерах государственной поддержки реализации проектов в области использования возобновляемых источников энергии и стимулирова-

ния использования эффективных энергетических технологий в Российской Федерации».

9. Проект Постановления Правительства РФ «О внесении изменений в Постановления Правительства РФ от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в РФ», от 24.10.2003 № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» и от 31.08.2006 № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».

Основное содержание подготовленных документов

Проект Постановления Правительства РФ «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» устанавливает перечень критериев квалификации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (табл. 1), процедуру представления и рассмотрения заявлений о квалификации генерирующих объектов, а также порядок принятия решений о квалификации (отказе в квалификации).

Таблица 1

Классификация объектов генерации на возобновляемых источниках энергии

I уровень. По видам ВИЭ	II уровень. По специфике	III уровень. По мощности
Солнце		
Ветер	До 1000 м над уровнем моря Свыше 1000 м над уровнем моря Северные территории	
Вода	Новое строительство Реконструкция	до 1 МВт до 5 МВт до 25 МВт до 1 МВт до 5 МВт до 25 МВт
Приливы		до 500 МВт до 1000 МВт свыше 1000 МВт
Геотермальная энергия		
Биомасса	Дерево и производные продукты Растения и растительное сырье Отходы производства и ТБО	Биотехнологии
Газ при переработке отходов		
Шахтный газ		
Другие виды ВИЭ		

В Правилах используются следующие основные понятия:

*генерирующий объект* — используемый для производства электрической энергии объект электроэнергетики, в том числе электрическая станция, отдельный энергоблок электрической станции, а также отдельная электрическая энергоустановка. Для цели применения настоящих Правил две или более электрических энергоустановок, принадлежащих одному лицу, имеющих ограниченную территорию своей локализации и объединенных между собой в единую систему энергоустановок, либо имеющих единую точку технологического присоединения к электрической сети, считаются единым генерирующим объектом;

*квалификация* — процедура признания генерирующего объекта соответствующим установленным в настоящих Правилах критериям и обязательным требованиям, сопро-

вождающаяся выдачей уполномоченным органом собственнику или иному законному владельцу генерирующего объекта квалификационного свидетельства;

*уполномоченный орган* — совет рынка или уполномоченная советом рынка организация, осуществляющая в соответствии со статьей 33 Федерального закона «Об электроэнергетике» признание генерирующих объектов функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии;

Проект Распоряжения Правительства РФ «Об одобрении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» устанавливает:

цели и задачи государства в области использования возобновляемых источников энергии;

основные показатели развития электроэнергетики с использованием возобновляемых источников энергии;

перечень мер экономического стимулирования и поддержки развития электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии;

перечень организационных мер поддержки развития электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии;

вопросы мониторинга реализации настоящих Основных направлений;

целевые показатели объема производства электрической энергии с использованием во-

зобновляемых источников энергии на период до 2020 года.

*Проект Распоряжения Правительства РФ «Об одобрении Плана мероприятий по достижению целевых показателей объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии на (2008 – 2009) годы* содержит план мероприятий со сроками и ответственными исполнителями.

На ряд вопросов, рассматриваемых в данном проекте нет пока однозначных ответов. Возможные их варианты представлены в табл. 2.

Таблица 2

№	Вопрос	1-й вариант	2-й вариант
1	2	3	4
1	Для кого является обязательным приобретение энергии, выработанной генераторами ВИЭ, находящимися на рознице	Для сетевых компаний – норма ФЗ-35 – первоочередное приобретение для компенсации потерь	Для гарантирующих поставщиков – допускается формирование модели покупки электроэнергии на розничном рынке с последующей трансляцией на оптовый рынок
2	Тарифообразование генераторов ВИЭ в неценовой зоне и изолированных энергосистемах	По методу доходности инвестированного капитала (RAB)	Средняя цена обычной генерации в данном регионе + надбавка для генераторов ВИЭ
3	В какой расчетный период применяется надбавка — в тот же, когда выработана энергия ВИЭ или в более поздний	В более поздний (через инструмент корректировок стоимости) — нужны данные ком. учета и подтверждение происхождения (ВИЭ), а они появляются позже (сопутствует налоговый риск)	В тот же период, когда энергия произведена и продана, как это сказано в законе (технически сложно осуществить), необходимо изменение сроков сбора данных и сдвиг сроков формирования окончательных обязательств.
4	Должны ли выделяться для потребителей на оптовом рынке (ОРЭ) объемы покупки у генераторов ВИЭ отдельно	Объемы не выделять — надбавку распределять, как особый небаланс ОРЭ	Объемы выделять (в законе есть про обязательный объем энергии ВИЭ, который должен быть куплен по определенной цене
5	Природа надбавки	Надбавка — элемент ценообразования	Надбавка — отдельный внереализационный доход с особым порядком налогообложения (связано с необходимостью изменения Налогового кодекса)
6	Кто ведет реестр выдачи и погашения сертификатов (уполномоченная организация)	Коммерческий оператор (АТС) — есть вся инфраструктура, в том числе коммерческого учета	Иная специализированная организация — может сфокусироваться на этой задаче и работать более эффективно
7	Все ли сертификаты одинаковы	Да, т.к. вся энергия по своей природе одинакова — от возобновляемых источников	Нет — нужно ввести категории: А — для генераторов менее 25 мВт, и на них давать надбавку, собираемую с рынка; Б — для более крупных генераторов (в т.ч. ГЭС) — с правом на другие формы поддержки и экспорт (в случае гармонизации сертификатов с аналогичными европейскими системами)
8	Возможен ли перевод сертификатов лицами, которым они были выданы первоначально (генераторы ВИЭ), иным лицам	Да — это позволит в цепочку расчетов включить или других участников рынка, а потом говорить и об экспорте сертификатов, в т.ч. для крупных ГЭС	Нет — сертификат — справка только для конкретного генератора, в противном случае — ценная бумага

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
9	Гасить ли сертификат сразу при получении надбавки	Да, так как дальше никакого экономического и/или юридического смысла существования сертификата нет	Нет, только делать отметку (для сертификата еще могут быть применения — получение налоговых льгот, экспорт в случае признания наших сертификатов за рубежом и др.)
10	Что делать с покупкой электроэнергии ВИЭ сетевыми компаниями для компенсации потерь	Выполнять норму закона буквально. Тогда в ближайшие 10 лет вся энергия ВИЭ, кроме крупных ГЭС, будет приобретаться сетевыми компаниями. При этом у генераторов ВИЭ остается право выбора работать с другими потребителями	Выполнять норму закона частично — считать сетевые компании обычными потребителями и предписать покупать энергию ВИЭ в той же доле, как и остальным
11	Нужно ли генератору ВИЭ доказывать ВОЗОБНОВИМЫЙ характер выработанной энергии	Да — в случае смешанной генерации — оснащать приборами для раздельного учета	Нет — презумпция «возобновимости»
12	Льготы для генераторов ВИЭ по отклонениям на оптовом рынке (увеличения коридора «нештрафуемых» отклонений, нераспределение «небаланса» при отклонениях по собственной инициативе и т.д.)	Да, — в силу слабой предсказуемости большинства видов ВИЭ (ветер, МГЭС, работающие по водотоку)	Нет — не делать исключение из правил рынка, стимулировать точность планирования

Экономическое стимулирование проектов, использующих генераторы ВИЭ

Примеры применения экономического стимулирования приведены в табл. 3, 4.

Таблица 3  
Оценка экономической эффективности проекта «Новый бинарный энергоблок»

Наименование показателей	При действующих тарифах	С применением надбавки к расчетному тарифу*
Установленная электрическая мощность, МВт	2,5	2,5
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/г	17,50	17,50
Объем реализации электроэнергии, млн. кВт·ч/г	14,10	14,10
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн. руб.	-89,2	104,3
Простой срок окупаемости	17,4	5,65
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	Отсутствует	6,96
Внутренняя норма рентабельности (IRR), лет	Отсутствует	22,1
Тариф на отпускаемую электроэнергию, руб/кВт	2,80	2,80
Надбавка, руб/кВт·ч	0,00	3,59
Ставка дисконта, %	10	10

Таблица 4  
Оценка экономической эффективности проекта каскада малых ГЭС Дагестана (Аракуль, Амсар, Шиназ)

Наименование показателей	При действующих тарифах	С применением надбавки к расчетному тарифу*
Установленная электрическая мощность, МВт	3,8	3,8
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/г	16,90	16,90
Объем реализации электроэнергии, млн.кВт·ч/г	16,06	16,06
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн. руб	-112,5	1 232,5
Простой срок окупаемости, лет	28	7
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	2,12	14,65
Тариф на отпускаемую электроэнергию, руб/кВт·ч	0,8311	0,8311
Надбавка, руб/кВт·ч	0,00	2,46
Ставка дисконта, %	10	10

\*Корректировка размера надбавки будет произведена по фактическим проектам (не учтены затраты на строительство ГАЭС для компенсации неравномерной выдачи мощности)

**Целевые показатели развития и их влияние на рынок электроэнергетики**

Доля производства электроэнергии на базе ВИЭ в общем производстве электроэнергетики

*Таблица 5*

*Целевые показатели развития ВИЭ и их влияние на рынок электроэнергии*

Наименование показателя	Ед. измерения	Годы			
		2005	2010	2015	2020
Производство электроэнергии, всего	Млрд. кВт·ч	952,0	1 191,1	1 482,1	1 766,9
В т.ч. на базе ВИЭ	Млрд. кВт·ч	182,4	186	230	364
	МВт	46 380	52 162	64 664	106 722
	%	19,2%	15,6%	15,5%	20,6%
В т.ч.					
ГЭС (W> 25 МВт)	Млрд. кВт·ч	174	168	193	284
	МВт	44 200	48 300	55 400	81 560
Остальные ВИЭ	Млрд. кВт·ч	8,41	17,8	36,7	80,2
	МВт	2 180	3 862	9 264	25 162

Размеры надбавки генератора ВИЭ, срок действия и нагрузка на рынок электроэнергетики по видам ВИЭ представлены в табл. 7.

в целом и их распределение по видам ВИЭ до 2020 г. приведены в табл. 5, 6.

*Таблица 6*

*Целевые показатели развития ВИЭ и их влияние на рынок электроэнергии по видам*

Наименование показателя	Ед. измерения	Годы			
		2005	2010	2015	2020
ГЭС, установленной мощностью <25 МВт	Млрд. кВт·ч	2,8	3,5	10,0	20,0
	МВт	680	850	2 430	4 800
Ветровые	Млрд. кВт·ч	0,0097	0,21	2,6	17,5
	МВт	12	120	1 500	7 000
Геотермальные	Млрд. кВт·ч	0,4	0,6	2,0	5,0
	МВт	71	90	300	750
ГЭС (биомасса)	Млрд. кВт·ч	5,2	13,5	22,0	34,9
	МВт	1 413	2 800	5 000	7 850
Приливные	Млрд. кВт·ч	0,00	0,00	0,024	2,3
	МВт	1,5	1,5	12	4 500
Солнце	Млрд. кВт·ч	0,00002	0,00003	0,002	0,018
	МВт	0,02	0,02	1,5	12,1

Оценка объемов инвестиций в создание объектов генерации ВИЭ показана в табл. 8.

*Таблица 7*

*Надбавки к генераторам ВИЭ и их нагрузка на рынок*

Тип возобновляемого источника	Срок действия надбавки, лет	Надбавка, руб/кВтч	2005	2010	2015	2020
			Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч			
ВЭС	10	4,31	0,0097	0,2100	2,6000	17,5000
ГеоЭС	10	3,59	0,4000	0,6000	2,0000	5,0000
ТЭС (биомасса)	7	1,95	5,2000	13,5000	22,0000	34,9000
ПЭС	15	5,10*	0,0000	0,0000	0,0240	2,3420
МГЭС	10	2,28	2,8000	3,5000	10,0000	20,0000
солнце	15	16,73	0,0000	0,0000	0,0020	0,0180
Сумма надбавки	В ценах 2008 года	Млрд. руб.	18,00	37,36	84,24	219,28
Нагрузка на рынок в целом		Коп/кВт·ч	1,89	3,14	5,68	12,17
Нагрузка на оптовый рынок		Коп/кВт·ч	2,24	3,59	6,32	13,56
Сумма надбавки	В прогнозных ценах	Млрд. руб.	18,00	45,85	162,86	615,84
Нагрузка на рынок в целом		Коп/кВт·ч	1,89	3,85	10,99	34,85
Нагрузка на оптовый рынок		Коп/кВт·ч	2,24	4,40	12,23	38,09

Таблица 8

Оценка объемов инвестиций в создание объектов генерации, млрд. рублей

ВИЭ	Годы											
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
МГЭС	3	4	9	11	14	17	18	19	20	20	21	21
Ветер	2	3	6	9	13	17	22	27	36	58	68	78
Геотермика	0	1	0	1	4	4	8	8	4	8	7	9
Биомасса	12	13	14	16	17	21	21	21	22	23	24	25
ПЭС	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	342
Солнце	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие	0	0	0	0	0	0	1	2	2	3	4	8
Объем инвестиций, ценах 2008 года	17	21	29	37	48	59	71	78	84	113	125	483
Объем инвестиций, в прогнозных ценах	18,9	26,2	39	54,4	78	104	136	162	190	275,2	327	1 355

Расчет компенсации затрат на технологическое присоединение генераторов ВИЭ приведен в табл. 9. Суммарные показатели инвестиций в программу развития ВИЭ в целом представлены в табл. 10.

Таблица 9

Компенсации затрат на технологическое присоединение, млрд. рублей

В ценах 2008 года	Годы													Всего
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Средняя стоимость присоединения 1 МВт, млн. руб	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Размер компенсаций	-	1,2	1,4	1,9	2,4	3,0	3,7	4,3	4,7	5,2	6,8	21,1	21,1	63,4
МГЭС	-	0,2	0,2	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	11,7
Ветровые	-	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3	1,6	2,1	3,4	4,6	4,6	19,9
Геотермальные	-	0,0	0,0	-	0,0	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1	0,3	0,3	0,3	1,9
Биомасса	-	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	1,8	16,2
Приливные	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	12,8	12,8	12,8
Солнце	-	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,7
В прогнозных ценах														
Средняя стоимость присоединения 1 МВт, млн. руб	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
	2,9	3,2	3,5	3,8	4,2	4,6	5	5,4	5,8	6,3	6,7	7,2	7,7	
Всего	-	1,3	1,7	2,6	3,5	4,9	6,5	8,2	9,6	11,4	16,1	19,0	57,2	141,9
МГЭС		0,22	0,29	0,766	1,05	1,47	1,9	2,26	2,62	2,882	3,17	3,541	3,86	24,1
Ветер		0,11	0,24	0,46	0,76	1,24	1,7	2,48	3,20	4,699	8,09	10,12	12,34	45,5
ГеоЭС		0,01	0,06	0	0,1	0,23	0,2	0,53	0,58	0,313	0,67	0,65	0,85	4,2
ТЭС (биогаз)		0,95	1,13	1,341	1,7	1,92	2,54	2,80	3,08	3,38	3,88	4,26	4,74	31,7
ПЭС				0,04									34,61	34,7
Солнце						0,001	0,00	0,004	0,01	0,013	0,01	0,02	0,02	0,1
Прочие							0,03	0,08	0,12	0,157	0,24	0,40	0,73	1,7

Таблица 10

*Сводные инвестиции в программу развития ВИЭ, млрд. рублей*

В ценах 2008 года		Годы											
Направление затрат	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Создание объектов	17	21	29	36,6	47,9	58,9	70,7	77,6	84,4	113,0	124,9	482,7	<b>1164,4</b>
Компенсация тех. присоединения	1,2	1,4	1,9	2,4	3,0	3,7	4,3	4,7	5,2	6,8	7,5	21,1	<b>63,4</b>
Надбавки к цене	32,6	37,4	40,9	48,4	58,2	70,0	84,2	107,2	125,6	150,4	177,4	219,3	<b>1151,6</b>
<b>ИТОГО</b>	<b>50,8</b>	<b>60,2</b>	<b>72,1</b>	<b>87,3</b>	<b>109,1</b>	<b>132,6</b>	<b>159,3</b>	<b>189,5</b>	<b>215,1</b>	<b>270,2</b>	<b>309,9</b>	<b>723,1</b>	<b>2379,4</b>
<b>В прогнозных ценах</b>													
Создание объектов	19	26	40	54	78	105	137	162	191	275	327	1 356	<b>2 770</b>
Компенсация тех. присоединения	1,3	1	2,6	2	4,9	3	8,2	4	11,4	5	19	6	<b>142</b>
Надбавки к цене	36,1	45,8	55,5	72,0	94,9	124,6	162,9	224,3	283,7	366,2	464,7	6154,8	<b>2546,5</b>
<b>ИТОГО</b>	<b>56,3</b>	<b>73,8</b>	<b>97,7</b>	<b>129,9</b>	<b>177,9</b>	<b>235,8</b>	<b>307,8</b>	<b>396,3</b>	<b>485,8</b>	<b>657,4</b>	<b>810,9</b>	<b>2028,7</b>	<b>5458,5</b>

Результаты экономических расчетов замещения органического топлива за счет возобновляемых источников энергии приведены в табл. 11

Таблица 11

*Экономика замещения возобновляемыми источниками органического топлива в ценах 2008 года*

Тип возобновляемого источника	Годы			Итого 2009 – 2020
	2009 – 2010	2011 – 2015	2016 – 2020	
<b>1. Дополнительная выработка</b>	15,67	136	302,11	<b>454</b>
<b>2. Объем замещаемого топлива</b>				
Объем замещаемого условного топлива млн. т	1 927,64	16 701	37 159	<b>55 788</b>
Нефтяной эквивалент, млн. т	1,35	12	25,981	<b>39</b>
Российский природный газ, млн. м <sup>3</sup>	1 477,92	12 804	28 490	<b>42 772</b>
Уголь, млн. т	2 476,15	21 453	47 733	<b>71 662</b>
<b>3. Стоимость замещаемого топлива</b>				
Нефть, млн. руб.	23 437,90	203 060	451 817	<b>678 315</b>
Дополнительная экспортная пошлина, млн. руб.	10 572,39	91 596	203 806	<b>305 975</b>
Газ, млн. руб.	13 153,48	113 958	253 562	<b>380 674</b>
<b>4. Стоимость замещаемого топлива</b>				
Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , т	7 146 370,29	61 914 283	137 762 025	<b>206 822 678</b>
Стоимость выбросов, млн. руб.	69 556,99	602 624	1 340 864	<b>2 013 045</b>
<b>5. ИТОГО Стоимость замещения</b>				
В нефтяном эквиваленте, млн. руб.	92 994,89	805 683	1 792 681	<b>2 691 360</b>
В газовом эквиваленте, млн. руб.	82 710,47	716 582	1 594 427	<b>2 393 719</b>

В РусГидро разрабатывается ряд проектов по развитию возобновляемых источников энергии: приливная энергетика, ветроэнергетика, геотермальные источники. Значительная часть этих проектов связана со строительством малых ГЭС на территории Северного Кавказа, где к 2020 г. планируется ввести 2 ГВт мощности.

В этом году компания приступила к проектированию 12-мегаваттного блока на Северной ПЭС, а также к обоснованию инвестиций строительства Мезенской ПЭС мощностью

8000 МВт. Это мегапроект компании, предполагающий ввод первых энергоблоков в 2020 г.

В этом же году началось проектирование ветроэлектростанций: завершаются конкурсные процедуры по строительству Воркутинского энерготехнологического комплекса с ветростанцией на 4 МВт и малых ГЭС на 4 МВт, начат проект по строительству Калмыцкой ГЭС установленной мощностью 12 МВт. Объявлен конкурс по выбору 12 – 14 площадок для строительства ветростанций с общим потенциалом 450 МВт.

В ближайшее время должен появиться целый комплекс документов, связанных с экономической поддержкой проектов.

К 2020 г. суммарный объем мощностей, введенных РусГидро на территории России, составит более 22 ГВт.

### К ВЫБОРУ ЭФФЕКТИВНОЙ ЦЕНОВОЙ ПОЛИТИКИ РОССИИ В ОТНОШЕНИИ ЭНЕРГИИ, ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

*Николаев В.Г., к.ф.-м.н., Ганага С.В., к.ф.-м.н., НИЦ «АТМОГРАФ»*

В статье приведен анализ возможных схем ценовых надбавок за энергию, производимую возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) с учетом различий природных, ресурсных, социально-экономических, топливно-энергетических и хозяйственных условий России, и даны соображения по повышению их эффективности.

Результаты, представленные в статье, получены в ходе работ по международному проекту TACIS EuropeAid/116951/C/SV/RU «Возобновляемые источники энергии и реконструкция малых ГЭС в России». Актуальность проведенной работы обусловлена активной подготовкой и согласованием проектов Подзаконных Актов и Постановлений правительства РФ, проводимых во

исполнение Федерального Закона от 4 ноября 2007 г. N 250-ФЗ «Об электроэнергетике» и направленных на создание правовых и экономических условий ускоренного и масштабного развития ВИЭ в России.

Серьезность подхода руководства России к развитию новых отраслей энергетики страны на базе ВИЭ подтверждают целевые показатели объема производства и потребления электроэнергии с использованием ВИЭ, планируемые в проекте Постановления Правительства РФ «Об одобрении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе ВИЭ на период до 2020 года», приведенные в табл. 1 [1].

Таблица 1

**Планируемые целевые показатели производства электроэнергии ВИЭ в РФ**

Тип электростанции (ЭС)	Единица измерения	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
ГЭС мощностью <25 МВт	МВт млрд. кВт·ч	2,8	3,5	10,0	20,0
	МВт	680	850	2430	4800
Ветровые ЭС	МВт млрд. кВт·ч	0,0097	0,21	2,6	17,5
	МВт	12	120	1500	7000
Геотермальные ЭС	МВт млрд. кВт·ч	0,4	0,6	2,0	5,0
	МВт	71	90	300	750
ТЭС (на биомассе)	МВт млрд. кВт·ч	5,2	13,5	22,0	34,9
	МВт	1413	2800	5000	7850
Приливные ЭС	МВт млрд. кВт·ч	0,00	0,00	0,024	2,3
	МВт	1,5	1,5	12	4500
Солнечные ЭС	МВт млрд. кВт·ч	0,00002	0,00003	0,002	0,018
	МВт	0,02	0,03	1,5	12,1
Суммарная мощность ВИЭ в РФ	МВт	8,4	17,81	36,63	79,72
Доля ВИЭ (без больших ГЭС) в выработке электроэнергии	%	0,9	1,5	2,5	4,5

Принимаемые цели являются весьма амбициозными для России и позволяют ей с учетом больших ГЭС занимать в мировом рейтинге по использованию ВИЭ достаточно высокую позицию. Достижение этих показателей явилось бы революционным шагом для страны, обладающей большими запасами органического топлива.

Необходимым условием успешного выполнения планируемых показателей является привлечение инвестиций в соответствующем объеме, составляющем за период до 2020 г. не менее 3 трлн. руб. С учетом высоких капитальных затрат при строительстве ВИЭ приток столь значительных средств может быть обеспечен лишь при эффективной госу-

дарственной политике их экономической поддержки. Решающее значение в этом имеет принимаемая на долгосрочную перспективу система ценовых надбавок за энергию, вырабатываемую ВИЭ.

Основные положения предполагаемой ценовой политики изложены в проекте Постановления Правительства РФ «Порядок установления и применения надбавки к равновесной цене оптового рынка для определения цены электрической энергии, произведенной на функционирующих на

основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах» и определяют размеры и сроки действия фиксированных надбавок за электроэнергию ВИЭ к равновесным ценам оптового рынка в зонах его действия (табл. 2) [1].

Согласно обсуждаемому проекту, экономическая эффективность и инвестиционная привлекательность зависит от цен оптового рынка, составляющих в настоящее время до половины предлагаемых надбавок, а также от размера и срока действия самих надбавок.

Таблица 2

**Надбавки к равновесной цене оптового рынка за электроэнергию, произведенную ВИЭ**

Тип ВИЭ	Размер надбавки, руб./кВт·ч	Срок действия надбавки, лет
Фотоэлектрические станции (ФЭС)	16,73	15
Ветроэлектрические станции (ВЭС), в том числе:		
расположенные на высоте до 1000 м над уровнем моря	4,31	10
расположенные на высоте > 1000 м над уровнем моря	4,75	10
расположенные на северных и приравненных к ним территориях	5,35	10
Малые гидроэлектростанции (МГЭС), в том числе:		
МГЭС с вновь построенными гидротехническими сооружениями (ГТС) или водотоками (ВО), или реконструированные, с долей затрат на реконструкцию > 65% остаточной их стоимости, из них <sup>1)</sup> :		
мощностью до 1 МВт (включительно)	2,28	10
мощностью от 1 до 5 МВт (включительно)	2,27	10
мощностью от 5 до 25 МВт (включительно)	2,16	10
МГЭС с вновь построенными ГТС или ВО, или реконструированные, с долей затрат на реконструкцию < 65% остаточной их стоимости, и МГЭС с вновь построенными ГТС с долей затрат на строительно-монтажные работы в стоимости МГЭС ≤ 40%, без стоимости монтажа оборудования, из них <sup>2)</sup> :		
мощностью до 1 МВт (включительно)	1,44	10
мощностью от 1 до 5 МВт (включительно)	1,36	10
мощностью от 5 до 25 МВт (включительно)	1,28	10
Приливные станции (ПЭС), в том числе:		
с установленной мощностью < 500 МВт	5,31	15
с установленной мощностью от 500 до 1000 МВт	5,19	15
с установленной мощностью > 1000 МВт	4,99	15
Геотермальные энергостанции (ГеоЭС)	3,59	10
Энергостанции (БиоЭС) на биомассе (твердой, жидкой, газообразной), в том числе использующие:		
отходы лесного, деревообрабатывающего и целлюлозно-бумажного производства	1,95	7
специально выращенные для энергосырьевой переработки растения, отходы растениеводства и переработки растительного сырья	2,28	7
твердых промышленных и бытовых отходов, включая отходы использования углеводородного сырья и топлива	0,64	7
биогаз, газ, выделяемый при переработке отходов производства и потребления, газ выделяемый на свалках	1,83	7
газ, образующийся на угольных разработках	1,73	7
ВИЭ, использующие энергию сточных вод, волновую энергию водоемов, рек, морей и океанов и низкопотенциальное тепло земли, воздуха, воды с использованием спец. теплоносителей	3,00	10

1) и 2) — при расположении в высокогорных районах выше 1000 м над уровнем моря указанный размер надбавки увеличивается на 36% и 40% соответственно.

Зависимость надбавок по ВИЭ от рыночных цен в предложенной Правительству схеме в целом представляется логичной, однако, в силу трудности ее долгосрочного прогнозирования создает существенную неопределенность для потенциального инвестора. Поэтому анализ ценовой политики при такой схеме должен проводиться с использованием максимально достоверных прогностических моделей многолетней динамики цен оптового рынка России. Адекватность таких моделей тесно увязана с внутренними и мировыми ценами на энергоносители. Как показывает опыт последних лет, мировые цены на энергоносители являются весьма сложным объектом для прогнозирования.

Наряду с балансовой разумностью схемы следует отметить ее недостаточную проработанность в части источников и схем практической реализации. Априори подразумевается, что восполнение затрат на надбавки будет возложено на потребителя электроэнергии. Однако в связи с хозяйственной разобщенностью субъектов электроэнергетики в России при больших вводах ВИЭ следует ожидать социальных трудностей, обостряющихся в условиях России слабой платежеспособностью населения и большинства предприятий.

К сожалению, в решении данного вопроса недооценивается, на наш взгляд, схема финансирования доплат за энергию ВИЭ из бюджета Государства и средств, добывающих и экспортирующих топливо российских компаний (ГазПром, РосНефть, Лукойл и др.). Использование таких вариантов представляется перспективным с учетом возможности сокращения бюджетных затрат на северный завоз и сверхприбыльной для Государства и упомянутых компаний экспортной реализации органического топлива, замещенного за счет использования ВИЭ.

Идея увязки масштабного использования ВИЭ с последующей реализацией на экспорт замещенного топлива имеет принципиальное значение для России, прежде всего как ведущего экспортера природного газа. Естественным развитием этой идеи является вариант использования госбюджета в качестве источника возмещения затрат на ВИЭ и доплат за выработанную ими энергию в размере стоимости на внутреннем рынке замещенного ими органического топлива. В инициативном порядке авторами проведен анализ эффективности данно-

го варианта, на основании которого рассмотрены и предложены возможные альтернативные варианты системы ценообразования для ВИЭ, используемых в зонах действия как оптового, так и розничного и регулируемого рынков, а также в зонах децентрализованного электроснабжения.

Представленные в статье результаты анализа эффективности предлагаемых схем ценообразования на энергию ВИЭ разных видов получены с использованием развитых авторами методик расчета технико-экономических показателей современных ВИЭ с учетом их ресурсной обеспеченности и условий эксплуатации. При этом использованы технико-экономические данные о ВИЭ российского и мирового производства, о ценовых уровнях российского оптового энергетического рынка и о макроэкономических показателях российской энергетики 2006 – 2008 гг.

В работе использован наглядный и достаточно объективный способ оценки эффективности возможных ценовых схем в отношении ВИЭ разных видов. Способ основан на многолетнем численном моделировании и анализе баланса доходов и расходов при использовании ВИЭ, определяющего и представляющего основные экономические показатели ВИЭ: себестоимость, период окупаемости, рентабельность.

Результаты, представленные в статье, получены в ходе многовариантных параметрических расчетов экономических показателей ВИЭ или традиционных источников при разных закупочных ценах на вырабатываемую ими электроэнергию и последующего численного анализа полученных результатов. Развитые для решения такой задачи методики реализованы в виде численных алгоритмов и компьютерных программ, позволяющих проводить массовые расчеты эффективности возможных систем финансирования для разных вариантов и масштабов электрогенерации ВИЭ.

В качестве критериев, определяющих экономическую эффективность ВИЭ рассмотренных типов, в настоящей работе использованы: себестоимость электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ; сроки окупаемости ВИЭ в годах и в % от заявленного ресурсного периода, рентабельность работы ВИЭ в %; трудоемкость технологии энергопроизводства на ВИЭ данного типа, чел·ч/МВт·ч; экономический эффект замещения органического топлива и сокращения выбросов CO<sub>2</sub> в EURO/МВт·ч.

Данный набор критериев является достаточным для достоверных и весьма точных оценок экономической эффективности и инвестиционной привлекательности ценовой политики в отношении всех известных энергоисточников на базе ВИЭ.

Факторы, определяющие выполнимость приведенных выше критериев эффективности энергоисточников известных типов, включают удельные и суммарные капитальные затраты на возведение ВИЭ, затраты на эксплуатацию и ремонт ВИЭ, затраты на топливо для энергостанций (при наличии таковых), стоимость замещенного топлива, выручку от продажи энергии ЭС, сокращение вредных выбросов за счет замещения сгораемого органического топлива, динамику инфляции и роста цен на энергию и энергоносители за ресурсный и расчетный периоды кредитную ставку и длительность периода займа (при наличии такового), налоговые издержки и возможные налоговые и экономические льготы в отношении объектов энергетики.

При определении экономической эффективности различных вариантов ценовой политики в отношении ВИЭ разного типа в данной работе использованы следующие технические и энергетические параметры ВИЭ: номинальные мощности энергетических станций; их ресурсные периоды (до капитального ремонта и полные); средние месячные и годовые коэффициенты использования номинальной мощности или числа часов работы с номинальной мощностью; месячные, сезонные и годовые выработки энергии; удельные и годовые расходы топлива; техническая работоспособность ЭС.

Оценка экономических показателей ВИЭ (себестоимость электроэнергии, окупаемость и пр.) проведена в данной работе с учетом многолетнего прогноза инфляции, вероятностей технических простоев ВИЭ, а также стоимости органического топлива, с которой согласовываются цены на оборудование и эксплуатацию ВИЭ.

При оценке сроков окупаемости ВИЭ в данной работе использовано два подхода. Первый основан на прогнозе закупочных цен на электроэнергию ВИЭ в регионе в долгосрочной перспективе ( $H \approx 20$  лет). Точность оценки окупаемости ВИЭ данным способом определяется точностью долгосрочного (на срок  $\sim$  ресурса ВИЭ) прогноза закупочных цен, зависящих от

себестоимости электроэнергии, вырабатываемой разными способами в разных регионах, точностью прогнозов выработки энергии и эксплуатационных издержках на ВИЭ на  $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  вырабатываемой ими электроэнергии, а также социально-политическими, налоговыми и экономическими факторами.

Второй способ основан на оценке экономии в стоимостном исчислении замещенного при использовании ВИЭ органического топлива, требующей прогноза стоимости последнего в достаточно отдаленном будущем (порядка 10 – 15 лет и более). Достаточно точный долгосрочный прогноз цен на углеводородное топливо также практически не возможен, однако по сравнению с прогнозом тарифов, для которых цена на нефть и газ является лишь одной из составляющих, он представляется более реализуемым и достоверным.

Исходными для расчетов вторым способом являются прогноз выработки энергии и эксплуатационных издержках на ВИЭ по годам, а также сегодняшний уровень и прогноз цен на органическое топливо на период порядка ресурса ВИЭ ( $H \approx 20$  лет).

Расчет многолетних экономических показателей ВИЭ на основе долгосрочного прогноза динамики инфляции, цен на покупку их электроэнергии и цен на замещенное ими органическое топливо, реализуется в следующей последовательности:

с использованием моделей инфляции (1) и работоспособности ВИЭ (вероятностей их технических отказов и простоев) определяются по отдельным годам и накопленные на конец  $n$ -го года расходы на сооружение, содержание и ремонт ВИЭ;

с использованием моделей многолетней динамики работоспособности ВИЭ и закупочных цен на вырабатываемую ими энергию, определяются по отдельным годам и накопленные на конец  $n$ -го года выработки электроэнергии и доходы от продаж электроэнергии или замещенного топлива, вырабатываемой ВИЭ с заданным коэффициентом использования их номинальной мощности  $K_{\text{инм}}$ ;

годовичные и интегральные за рассматриваемый 20-летний период экономические показатели ВИЭ определяются численно на основании временного анализа расчетного баланса расходов и доходов на ВИЭ.

В рамках использованной в работе методики выработка ВИЭ определяется на осно-

ве полуэмпирической модели их работоспособности, развитой авторами в работе [2]. Расчетная прогнозная динамика многолетней (на протяжении ресурсного периода  $H \approx 20$  лет) работоспособности (availability) на примере ВЭУ иллюстрируется на рис. 1.

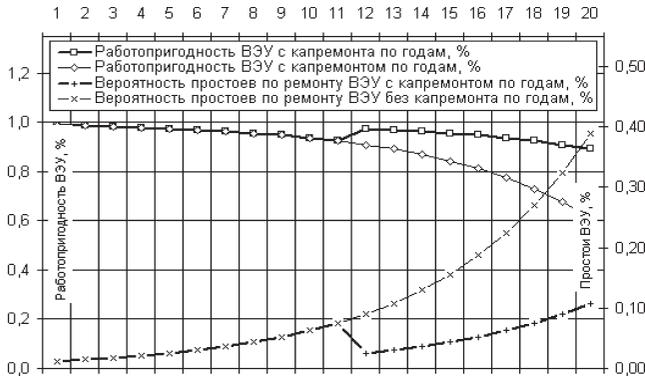


Рис. 1. Модель динамики 20-летней работоспособности (availability) современных ВЭУ единичной номинальной мощности 2 – 3 МВт

В соответствии с использованной математической моделью, построенной на данных об эксплуатационных характеристиках ВЭУ, без капитального ремонта после 12 – 13 лет работы следует ожидать экспоненциального нарастания технических отказов ВЭУ с соответствующим увеличением времени простоев и соответствующего увеличения финансовых затрат на ремонт.

Роль капитального ремонта, обычно проводимого на 11 – 12 году эксплуатации ВЭУ, состоит в «омоложении» или возвращении их эксплуатационных характеристик к уровню 5 – 6-го года их работы, в результате чего на протяжении всего ресурсного периода удастся поддерживать работоспособность ВЭУ на приемлемом уровне с временными простоями по ремонту не более 10 – 12% от годового рабочего времени.

Составляющими расходов на ВИЭ являются капитальные затраты на строительство ВЭС, эксплуатационные издержки, затраты на капитальный ремонт и, при наличии, кредитная или инвестиционная составляющая. Затраты на эксплуатацию и ремонт (текущий и капитальный) определяются в работе с учетом многолетнего роста инфляции, описываемого предложенной авторами трехпараметрической модели экспоненциального типа.

$$I_n = (I_0 - I_\infty) \cdot \exp(-K_I \cdot n) + I_\infty, \quad (1)$$

где  $I_n$ ,  $I_0$  и  $I_\infty$  — официальные индексы инфляции соответственно в год ввода ВИЭ в эксплуатацию, в  $n$ -тый год эксплуатации и в год исчерпания ресурса ВИЭ;  $K_I$  — показатель экспоненциального спада годового индекса инфляции за период работы ВИЭ  $H \approx 20$  лет. При  $K_e = 0$  модель (1) описывает неизменные по годам индексы инфляции.

Величина и роль инфляционной составляющей в структуре экономических показателей ВИЭ в условиях России оценивается по модели (1) для разных значений ее параметров. При моделировании многолетнего хода инфляции в РФ авторы исходили из предположения, что при стабилизации экономики России уровень инфляции в стране к 2018 – 2020 годам выйдет на средний мировой. В 2009 г. – году строительства ВИЭ – среднегодовой индекс инфляции в России принят равным  $I_0 = I_{2009} = 10\%$ , а индекс мировой инфляции принят равным  $I_\infty = 3\%$  (рис. 2).

Величина и роль инфляционной составляющей в структуре экономических показателей ВИЭ в условиях России оценивается по модели (1) для разных значений ее параметров. При моделировании многолетнего хода инфляции в РФ авторы исходили из предположения, что при стабилизации экономики России уровень инфляции в стране к 2018 – 2020 годам выйдет на средний мировой. В 2009 г. – году строительства ВИЭ – среднегодовой индекс инфляции в России принят равным  $I_0 = I_{2009} = 10\%$ , а индекс мировой инфляции принят равным  $I_\infty = 3\%$  (рис. 2).

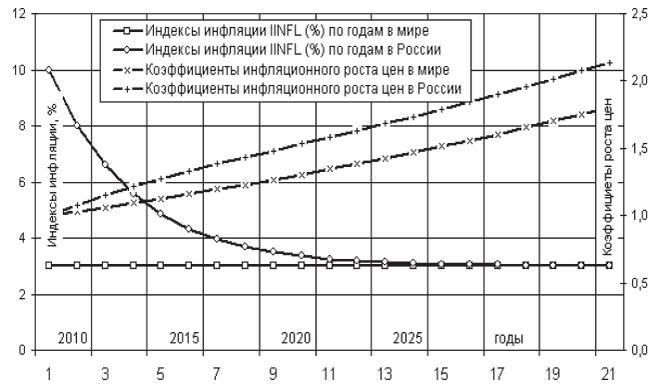


Рис. 2. Используемые в расчетах модели инфляции

Многолетние изменения тарифов и цен на энергию  $e_n$  и энергоносители (топливо)  $f_n$  могут значительно отличаться от хода инфляции, но также могут быть описаны с помощью экспоненциальных моделей типа (3.2), аналогичных модели инфляции (1):

$$e_n = (e_0 - e_\infty) \cdot \exp(-K_e \cdot n) + e_\infty \quad (2)$$

$$f_n = (f_0 - f_\infty) \cdot \exp(-K_f \cdot n) + f_\infty, \quad (3)$$

где  $e_n$ ,  $e_0$  и  $e_\infty$  — официальные индексы роста тарифов, а  $f_n$ ,  $f_0$  и  $f_\infty$  — индексы цен на базовые для энергетики виды топлива соответственно в году ввода ВИЭ в эксплуатацию, в  $n$ -ом году эксплуатации ВЭС и в году исчерпания ресурса ВИЭ;  $K_e$  — показатель экспоненциального спада ежегодного роста цен за период работы ВИЭ  $H \approx 20$  лет. При  $K_e = 0$  и  $K_f = 0$  модели (2) и (3) описывают постоянный по годам рост цен на энергию и топливо по годам  $e_0$  и  $f_0$ .

Возможные и использованные в работе модели иллюстрируются на рис. 3 и 4.



Рис. 3. Используемые в расчетах модели роста цен на электроэнергию



Рис. 4. Используемая в расчетах модели роста цен на энергоносители

В качестве наиболее реалистичной в расчетах использована модель роста цен на электроэнергию в России с постепенным и конечным выходом на уровень цен  $H \approx 2/3$  от среднего мирового. Более высокий конечный уровень, по мнению авторов, недопустим исходя из необходимости создания преференций отечественному производителю в части энергообеспечения.

Сохранение более низкого уровня, по всей видимости, трудно осуществимо в современной России с учетом необходимости возобновления в ближайшие годы в больших масштабах основных фондов и действующей, но сильно изношенной и устаревшей энергетической базы, ограниченными возможностями современных производственных мощностей страны и сильной зависимостью современной российской энергетики от импорта энергетического оборудования.

При выборе параметров модели учтены тенденции по существенному увеличению тарифов на электроэнергию в ближайшие годы (примерно вдвое к 2011 г.) (рис. 3).

В качестве базовой модели роста цен на ископаемое топливо на внутреннем рынке России принята модель с постепенным и конечным выходом на уровень цен  $H \approx 1/2$  от мировых. Поддержание такого уровня нам представляется вполне реальным для России с учетом развитой инфраструктуры, имеющих мощностей и планов производства топливодобывающего комплекса, заинтересованности страны в наращивании экспортного потенциала, а также исходя из необходимости создания льготных условий отечественному производителю в части его обеспечения энергоносителями.

Выбор параметров расчетной модели проведен планов ГАЗПРОМа по существенному увеличению (удвоению) цен на природный газ на внутреннем рынке к 2011 г. (рис. 4.).

При расчетах предполагалось, что эксплуатационные расходы (зарплата обслуживающего персонала, стоимость оплаты ремонтных работ и пр.) считаются пропорциональными среднегодовым индексам официально объявляемой инфляции в РФ, а затраты на импортные комплектующие и запчасти считаются пропорциональными среднегодовым индексам инфляции в Европейском Союзе (в случае европейских производителей оборудования ВИЭ) или ожидаемой среднемировой инфляции (при импорте ВЭУ из Индии, США, Японии и др. стран).

Анализ достаточности и эффективности для стимулирования массового внедрения ВИЭ возможных схем ценовой политики в отношении закупаемой от ВИЭ энергии проведем на примере ветроэлектрических станций.

Для решения задачи на входе в программу задаются технические и экономические параметры ВЭС, а на выходе программы – временные (погодичные) ряды расчетных энергетических и экономических показателей проекта ВЭС заданного типа и его интегральные и средние показатели с учетом или без учета дисконтирования.

Источником доходов в приведенном примере является продажа электрической энергии, вырабатываемой ВЭС при начальной на год ее пуска в эксплуатацию (2010 г.) цене закупки энергии равной сумме ожидаемой средней равновесной цены оптового рынка ( $H \approx 4$  EURO-центов за 1 кВт·ч, или 1,40 руб./кВт·ч), растущей в соответствии с моделью цен на электроэнергию, и соответствующих ВЭС надбавок.



Итоговая за 20 лет рентабельность проектов ВЭС при финансовой схеме с экспортным бонусом в приведенных к 2009 г. ценах составляет до 200% (на вложенные в 2009 г. 1,5 руб. к 2028 г. после вычетов на инфляцию и 24% налога на прибыль возвращается  $H \approx 3$  руб.).

Последний вариант ценовой схемы представляет, по мнению авторов, значительный интерес и может составить основу энергетической политики Российского Государства, как одного из потенциальных инвесторов проектов ВИЭ. Схема позволяет в случае масштабного использования ВЭС получать государственной казне значительный доход за счет экспортных продаж замещенного при использовании ВЭС газа, не повышая при этом внутренние тарифы на электроэнергию (увеличивая этим конкурентоспособность продукции отечественных энергоемких производств).

Надбавки к цене оптового рынка, представленные на рассмотрение и утверждение Правительству РФ, обеспечивают период окупаемости ВЭС, работающей с  $K_{инм} = 30\%$ , около 6 лет, а также динамику возврата вложенных инвестиций в предполагаемый период действия надбавок (10 лет), что и в предыдущем случае с экспортным бонусом. Рентабельность проектов ВЭС за 10-летний период при такой схеме достигает 65 – 70%, что, несомненно, может представлять большой интерес для многих инвесторов. Итоговая за 20 лет рентабельность проектов ВЭС при такой финансовой поддержке в приведенных к 2009 г. ценах составляет около 100%.

По окончании срока действия таких надбавок, темпы роста получения прибыли при дальнейшем содержании ВЭС резко снижаются, и за оставшиеся 10 лет ресурса ВЭС сулят ее инвестору или владельцу рост прибыли  $H \approx 3,0 - 3,5\%$  в год, что существенно снижает его стимулы к дальнейшему участию в проекте и будет побуждать к продаже ВЭС, ставшей малорентабельной. Негативным следствием этого может стать снижение качества эксплуатационного сопровождения ВЭС с соответствующим ухудшением ее технико-экономических показателей.

Отметим, что предложенная Правительству схема надбавок будет стимулировать (провоцировать) инвестора к установке ВЭС либо по схеме «Second hand» – более дешевой по капзатратам техники невысокого каче-

ства и с уменьшенным ресурсом. Обоснование такого утверждения дано на рис. 6, содержащем расчетные графики балансов денежных потоков для ВЭС на базе новых и бывших в употреблении ВЭУ (рис. 6).

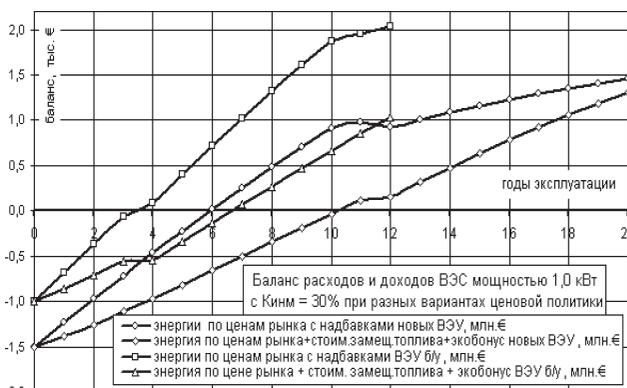


Рис. 6. Балансы расходов-доходов ВЭС устанавливаемых на базе новых и бывших в употреблении ВЭУ

Данный пример относится к ВЭУ, отработавшим 8 лет (с остатком ресурса – 12 лет) с покупной стоимостью 50% от новых и остальными составляющими капитальных затрат на их возведение, равными затратами для новых ВЭУ. Эксплуатационные затраты и годовые выработки как новых ВЭУ, так и ВЭУ б/у рассчитаны с учетом описанной выше модели работоспособности.

С учетом надбавок, предложенных Правительству, существенно более выгодным, с точки зрения инвестора, окажется вариант ВЭС на базе ВЭУ «Second hand». К концу срока действия надбавок (10-го года) эксплуатации такой ВЭС обеспечивает итоговую рентабельность на уровне 120%, и примерно к этому же времени истекает остаточный ресурс ВЭУ, ранее бывшего в употреблении. После чего ВЭС демонтируется на полном для того основании, а полученная прибыль начинает работать в других проектах.

Отрицательным моментом в данном случае является стимулирование инвестора к использованию зарубежной техники с ограниченным остаточным ресурсом и отсутствие стимулов к развитию отечественного производства ВЭУ.

Отметим, что схема с замещением топлива регулирует рассмотренную ситуацию посредством ограничения итоговой за остаточный ресурс рентабельности ВЭУ б/у примерно до 65%.

На рис. 7 представлены зависимости экономической эффективности ВЭС от величины и сроков действия надбавок по схеме, предложенной на рассмотрение Правительству РФ.

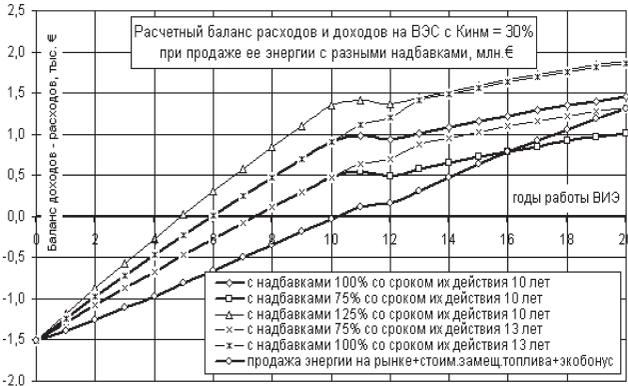


Рис. 7. Зависимость баланса расходов – доходов ВЭС,  $K_{инм} = 30\%$  при разных схемах закупочных цен на ее электроэнергию

Как следует из данного примера, уменьшение размера надбавок до 75% от предложенных Правительству существенно снижает инвестиционную привлекательность ветроэнергетических проектов, а увеличение их до 125% также представляется нецелесообразным по причине провоцирования инвестора к схеме “Second hand”, как и увеличение сроков действия надбавок до 13 лет при сохранении их предложенных значений. Вариантом, повышающим эффективность предложенной Правительству схемы, представляется увеличение сроков действия надбавок до 13 лет при одновременном уменьшении их до 75% от предложенных значений.

В целом, варьирование экономики ВЭС за счет изменения значений и сроков действия надбавок не избавляет, на наш взгляд, предложенную схему от указанных выше недостатков и не добавляет ей прозрачности и упрощения реализации.

На рис. 8 представлены зависимости экономической эффективности ВЭС от коэффициента использования номинальной мощности  $K_{инм}$  для разных ценовых схем.

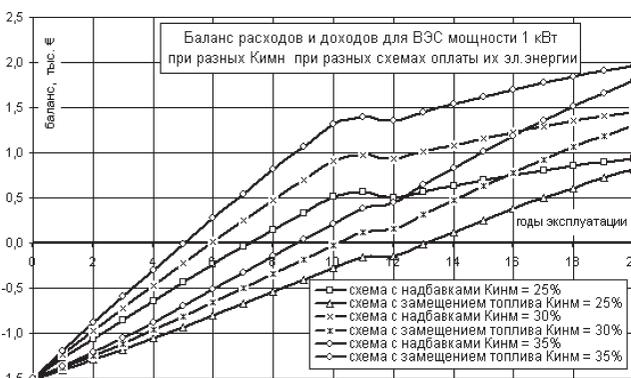


Рис. 8. Зависимость баланса расходов – доходов ВЭС от коэффициента использования номинальной мощности  $K_{инм}$

Схема с замещением топлива естественным образом ограничивает инвестора от желания вкладывать средства в ветроэнергетические проекты с недостаточной энергетической эффективностью ( $K_{инм} < 25\%$ ) за счет увеличенных сроков окупаемости (13 – 14 лет и более).

В то же время схема, предложенная Правительству, обеспечивающая малые сроки окупаемости ВЭС, стимулирует их установку в местах с недостаточным по международным нормам ветропотенциалом ( $K_{инм} < 25\%$ ), что может приводить к нерациональному расходованию средств. При этом уменьшение размера надбавок, с одной стороны, улучшает ситуацию, но, с другой стороны, снижает, как было показано выше, инвестиционную привлекательность ветроэнергетических проектов в целом.

На рис. 9 представлены зависимости экономической эффективности ВЭС от цен оптового рынка. Три приведенных варианта примерно соответствуют ценам оптового рынка Сибирского, Центрального и Южного административных округов РФ в 2008 г. Отметим практическое прекращение роста прибыли от ВЭС при малых ценах оптового рынка. Этот факт может негативно отразиться на развитии ветроэнергетики в Западной Сибири и на Дальнем Востоке (в зоне малых оптовых рыночных цен).

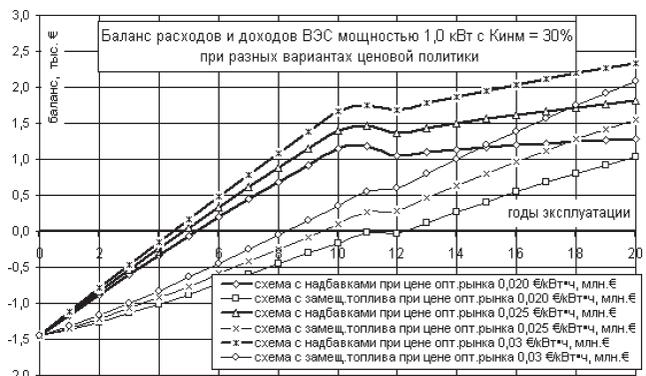


Рис. 9. Зависимость баланса расходов – доходов ВЭС при разных расценках оптового рынка

На рис. 10. представлены зависимости экономической эффективности ВЭС в различных ценовых зонах, предусматривающих разные ценовые надбавки: 5,35; 4,75 и 4,31 руб./кВт·ч соответственно при установке ВЭС на северных и приравненных к ним территориях; на высоте более 1 км над уровнем моря и в остальных случаях.



Рис. 10. Зависимость баланса расходов – доходов ВЭС схем надбавок в разных ценовых зонах

Как видно из приведенных на рис. 10 графиков, предложенные надбавки для регионов с повышенной трудностью строительства и эксплуатации ВЭС не дают дополнительных стимулов для их внедрения. Наименее эффективными они оказываются в регионах с низкими ценами оптового рынка (Сибирь, Дальний Восток), где они обеспечивают рентабельность ВЭС к концу срока их действия не выше 50% с последующим резким замедлением накопления прибыли. В то же время схема с замещением топлива (например, широко используемого мазута) для тех же регионов дает более чем достаточные стимулы для привлечения инвестиций к реализации ветроэнергетических проектов.

Результаты и выводы проведенного выше подробного анализа эффективности ценовых схем на примере ВЭС в основном могут быть обобщены и на другие виды ВИЭ. Подтверждением этого служат результаты расчета экономической эффективности ВИЭ разных видов, проиллюстрированные на рис. 11, на котором приведены графики многолетнего (за периоды ресурсов, принятых для рассмотренных типов ВИЭ за 20 лет) накопления удельного баланса дисконтированных расходов и доходов ВИЭ номинальной мощности 1 кВт, работающих с характерными для российских условий и для данного типа ВИЭ коэффициентами использования номинальной мощности.

Источником доходов в приведенном примере является продажа электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ при начальной на год пуска ВИЭ в эксплуатацию (2010 г.), по цене закупки энергии ВИЭ равной сумме средней равновесной цены оптового рынка ( $H \approx 4$  EURO-центов за 1 кВт·ч, или 1,40 руб./кВт·ч), растущей далее по описанной выше



Рис. 11. Многолетнее накопление удельного баланса расходов и доходов ВИЭ исследуемых в работе типов

модели роста цен на электроэнергию, и соответствующей данному виду ВИЭ надбавки.

Расчетные технико-экономические показатели ЭС рассмотренных типов единичной мощности (1 кВт) приведены в табл. 4.

Отметим, что себестоимость электроэнергии большинства видов ВИЭ при рассмотренных в работе сценариях оказывается существенно ниже себестоимости электроэнергии, вырабатываемой традиционными электростанциями на природном газе, являющихся самыми экономичными из отечественных ЭС.

При рассмотренном сценарии роста цен на электричество за заявляемый ресурсный период (20 лет) накопленные балансы расходов и доходов ГеоЭС, ВЭС, МГЭС и БиоЭС на отходах производства зерна (при большой его урожайности) при наличии надбавок, содержащихся в обсуждаемом проекте Постановления Правительства РФ становятся положительными (а ВИЭ — окупаемыми) за период от 5 до 8 лет. Для фотоэлектрических станций предложенные в проекте надбавки обеспечивают окупаемость более 13 лет (за счет больших капзатрат и малости коэффициента использования номинальной мощности).

При рассмотренной динамике цен на электричество за счет высокой топливной составляющей весьма медленно будут окупаться и традиционные ЭС на газе.

Поскольку ЭС на природном газе являются основой электроэнергетики РФ (вырабатывающими 2/3 электроэнергии страны), ценовая политика Государства неизбежно будет выстраиваться в сторону увеличения закупочных цен на электроэнергию (выше 6 – 7 EURO-центов/кВт·ч), что при введении ценовых надба-

Таблица 4

Тип электростанции (ЭС)	Расчетные удельные технико-экономические показатели ЭС							
	Период окупаемости, лет	K <sub>инм</sub> , %	Кап. затраты EURO/кВт	Себестоимость энергии, EURO/кВт·ч	Период, окупаемости, лет		Рентабельность, %	
					С надбавками проекта	С замещением газа	С надбавками проекта	С замещением газа
Фотоэлектрические ЭС	20	16	4703	0,210	13,2	---	15,3	-73,5
Сетевые ВЭС	20	30	1578	0,052	5,3	11,6	98,6	78,1
Малые ГЭС	20	50	2138	0,046	7,8	9,5	63,3	115,2
Геотермальные ЭС	20	60	2332	0,051	5,4	9,2	102	109,1
БиоЭС на древесных отходах	20	60	1586	0,069	8,9	8,7	5,5	122,2
БиоЭС на отходах зернопроизводства	20	60	1706	0,053	6,2	8,1	51,9	148,9
ЭС на природном газе	20	60	1000	0,066	9,9	9,9	88,4	---

вок для ВИЭ не изменит общего соотношения эффективности ВИЭ и газовых ЭС.

В силу существенной зависимости экономической эффективности ВИЭ от многих параметров и их количественных значений, особую актуальность при экономическом обосновании проектов ВИЭ приобретает качество, эффективность и достоверность предпроектного анализа и технико-экономического обоснования.

С учетом полученных выше результатов вполне логичной, универсальной и доступной в реализации и обеспечивающей полноценное использование технико-экономических возможностей ВИЭ схемой ценовых надбавок представляется предлагаемая в работе для ВИЭ система с надбавками к цене электроэнергии оптового рынка, равными сумме стоимости замещенного газа и экологического бонуса, вполне достаточная, как показывают расчеты, для привлечения инвестиций.

По мнению авторов, при любой принимаемой системе надбавок за электроэнергию, вырабатываемую ВИЭ, нижнюю границу закупочных цен на электроэнергию ВИЭ логично определять не ниже суммы цен оптового рынка и региональной стоимости замещенного ими базового для субъекта РФ органического топлива и экологического бонуса, исчисляемого затратами на очистку выбросов тепловых электростанций, снабжающих энергией данный регион. Данный подход стимулирует к выбору технологий энергопроизводства, замещающих органическое топливо, которое при его экспортной реализации не только восполняет все затраты по оплате

электроэнергии ВИЭ по предложенной схеме, но и приносит существенный дополнительный доход государству.

В заключение выделим основные результаты и выводы проведенной работы.

Проведенный анализ показывает, что предложенная на утверждение Правительству РФ схема ценовых надбавок к вырабатываемой ВИЭ электроэнергии, призванная обеспечить ускоренное и крупномасштабное внедрение и использование ВИЭ в электроэнергетике России, является недостаточно логичной, обоснованной и эффективной.

Так, уровень надбавок в предложенной схеме не обеспечивает достаточных условий для привлечения крупных инвестиций для реализации проектов ВИЭ большинства видов (за исключением ВЭС и ГеоЭС).

Ограниченные сроки действия надбавок в предложенной схеме ограничивают полноценное использование технических, энергетических и экономических возможностей ВИЭ на протяжении всего ресурсного периода из-за существенного снижения рентабельности эксплуатации ВИЭ после окончания сроков действия надбавок.

Ограниченные сроки действия надбавок в предложенной схеме стимулируют использование оборудования ВИЭ зарубежного производства бывшего в употреблении и отработавшего часть своего ресурса.

Тем самым снижается мотивация к организации отечественных разработок и производства оборудования ВИЭ.

Зависимость в рамках предложенной Правительству схемы закупочных цен на энер-

гию ВИЭ от оптовых цен рынка приводит к ограничению внедрения ВИЭ в зонах пониженных оптовых цен на электроэнергию – в Сибири, на Дальнем Востоке – в регионах наиболее богатых возобновляемыми ресурсами (лесными, водными, ветровыми).

Несовершенством схемы является также недостаточность предпочтений, стимулирующих активное внедрение и использование ВИЭ в северных зонах России и зонах? приравненных к северным, где массовое использование ВИЭ сулит большой экономический эффект при сокращении бремени для страны и регионов северного завоза.

Повышение экономической эффективности предложенной схемы изменением размеров и сроков действия ценовых надбавок представляется трудно решаемой задачей и связано с множеством субъективных факторов.

В работе предложена альтернативная ценовая схема экономической поддержки ВИЭ, лишенная, как показывает анализ, несовершенства схемы, предложенной Правительству РФ. Схема основана на доплате за энергию ВИЭ стоимости замещенного ими органического топлива и затрат на экологические мероприятия, связанные с вредными выбросами традиционных электростанций на органическом топливе в атмосферу (экологический бонус).

С учетом результатов и выводов, полученных в данной работе, представляется целесообразным доработать проект схемы ценовых надбавок для ВИЭ до уровня, в полной мере обеспечивающего эффективное решение поставленной Правительством Российской Федерации задачи по развитию и массовому использованию ВИЭ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев В.Г., Ганага С.В., Гринцевич Ю.А., Кудряшов Ю.И., Мелихова А. Г. Научно-технический отчет проекта TACIS «Возобновляемые источники энергии и реконструкция ГЭС малых мощностей» Europe Aid/116951/C/SV/RU/3.1. «Предпроектное исследование перспектив использования ВИЭ для повышения эффективности энергоснабжения Краснодарского края, Астраханской и Нижегородской областей». М. TACIS. 2008
2. Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И. Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. М.: Атмограф. 2008
3. Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И. Современные средства и результаты сравнительного экспресс-анализа энергетической и экономической эффективности возобновляемых и топливопотребляющих источников энергии // Доклады III Международной научно-технической конференции «Возобновляемая и малая энергетика – 2006». М. 2006
4. Николаев В.Г., Ганага С.В., Гринцевич Ю.А., Кудряшов Ю.И., Мелихова А. Г. Научно-технический отчет проекта TACIS “Возобновляемые источники энергии и реконструкция ГЭС малых мощностей” Europe Aid/116951/C/SV/RU/4.1. «Технико-экономические оценки и обоснование эффективности развития отдельных технологий и проектов ВИЭ для энергоснабжения Краснодарского края, Астраханской и Нижегородской областей». М. TACIS. 2008
5. **Projected Costs of Generating Electricity.** IEA - International Energy Agency. Annual Report. 2007. (Footnotes)

#### О НЕКОТОРЫХ АСПЕКТАХ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

*Бляшко Я.И., к.т.н., генеральный директор ЗАО «МНТО ИНСЭТ»*

Одним из приоритетных направлений развития топливно-энергетического комплекса в регионах Российской Федерации является ускорение развития малой гидроэнергетики.

Это обеспечивает экономическую и социальную стабильность в десятках тысяч населенных пунктов, которые до настоящего времени не имеют надежного энергоснабжения, так как обеспечиваются электроэнергией автономно от дизельных станций.

Размещение малых ГЭС экономически целесообразно также в горных районах, на концевых участках магистральных линий электропередач и других местах ненадежного электроснабжения населенных пунктов с целью преодоления проблем с регулированием напряжения и стабилизацией электроснабжения. Так, например, более пятидесяти населенных пунктов Баргузинского и Курумканского районов Республи-

ки Бурятия, расположенных на расстоянии более 400 км от магистральных линий электропередач, запитаны по одноцепной электролинии ВЛ-110 кВ. При этом мощности установленных электроприемников на 30% превышают предельно допустимые значения напряжения в сети. Однако строительство второй магистральной линии стоимостью более 800 млн. рублей даже в обозримом будущем практически невозможно из-за отсутствия реального источника финансирования.

Строительство малых ГЭС может обеспечить создание собственной энергетической базы целого ряда регионов. Например, в Республике Алтай — одном из немногих регионов России, который, располагая значительным гидроэнергетическим потенциалом малых рек, до настоящего времени не производит на своей территории электроэнергию. В результате республика характеризуется крайне низкой надежностью электроснабжения потребителей, получающих электроэнергию по радиальным, в основном, одноцепным линиям. Это привело к полной зависимости электроснабжения региона от энергетической ситуации в дефицитной системе ОАО «Алтайэнерго» Алтайского края.

В Республике Северная Осетия-Алания до нынешнего года более 40 лет не вводились в эксплуатацию собственные энергетические мощности. Это привело республику к полной зависимости от внешних поставщиков, что в значительной степени препятствует развитию социальной сферы, курортно-рекреационных зон и т.д. В то же время эта республика также обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом малых рек, который только в одном Дигорском ущелье определен (см. ниже) более, чем в 200 МВт.

На наш взгляд, в ближайшие годы без ввода в эксплуатацию собственных мощностей на базе микро и малых ГЭС положение с энергообеспечением удаленных от магистральных сетей районов в ряде регионов России значительно ухудшится.

Необходимо особо отметить, что малая гидроэнергетика является наиболее экологически безопасным способом получения электроэнергии. Гидротехнические сооружения небольших ГЭС не подтопляют леса и сельскохозяйственные угодья, не приводят к сносу и переносу населенных пунктов и произ-

водственных объектов. Малые ГЭС позволяют сохранить природный ландшафт и окружающую среду как в процессе строительства, так и на этапе их эксплуатации. Вода, проходя через турбины, сохраняет свои первоначальные природные свойства, не влияет на миграцию рыб.

В отличие от других возобновляемых источников электроэнергии — таких, как солнце, ветер и т.д. — малая гидроэнергетика практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу электроэнергии потребителю.

Еще одно преимущество малой гидроэнергетики — экономичность. В условиях, когда природные источники энергии — нефть, уголь, газ — истощаются, постоянно дорожают, использование доступной возобновляемой энергии малых рек позволяет вырабатывать сравнительно дешевую электроэнергию. К тому же сооружение объектов малой гидроэнергетики сравнительно низкочастотное и достаточно быстро окупается.

Вместе с тем, разнообразие природно-климатических условий страны и наличие зон с экстремальными природно-климатическими условиями значительно усложняют задачи, стоящие перед отечественными создателями малых ГЭС.

При создании малых ГЭС в современных условиях, к сожалению, не приходится базироваться на опыте, накопленном в период интенсивного развития малой гидроэнергетики в 30 – 50 гг. прошлого столетия. Во-первых, потому что изменились требования, касающиеся оборудования малых ГЭС, а во-вторых, даже положительный опыт, который мог быть использован, был, практически, утерян.

Кроме того, основные принципы и рекомендации, разработанные отечественными учеными и инженерами в 30 – 50 годы, положенные в основу создаваемых тогда станций, устарели, подходы к проектированию, конструкции агрегатов, использовавшихся тогда, не отвечают требованиям сегодняшнего дня и, тем более, на перспективу.

В то же время, появление новых материалов и технологий позволили приступить к решению задачи создания нового оборудования на базе иных, более совершенных технологических схем, и более эффективно использовать гидроэнергию.

Такая задача решалась на основе выявления наиболее характерных для регионов России взаимных сочетаний напоров и расходов (мощностей) на малых реках и ручьях, проведения на современном уровне глубокого анализа рабочего процесса, происходящего при работе агрегатов, отбора наиболее совершенных конструктивных схем, исследований их характеристик, разработки базовых типоразмерных рядов оборудования и оптимизации их конструкций с использованием современных методов проектирования, расчетов и изготовления.

С одной стороны, как показывает опыт строительства МГЭС в мире, эффективность и конкурентоспособность малой гидроэнергетики значительно возрастает, если МГЭС сооружаются на базе унифицированных проектно-конструкторских решений.

С другой стороны, как показывает мировой опыт развития МГЭ, наиболее эффективно сооружение МГЭС в уже существующем или старом створе или на водохранилище водозащитного назначения. В этом случае затраты на оборудование достигают 55% всей суммы затрат и во многом определяют эффективность реализации проекта МГЭС в целом. Поэтому типизация или стандартизации основного энергетического оборудования позволяет обеспечить значительное повышение эффективности МГЭ. Ранее, как правило, проводилась типизация турбинного оборудования, что вполне объяснимо, так как, в основном, работа МГЭС осуществлялась параллельно с существующей электросетью, а возможности управления и регулирования были в значительной степени ограничены.

При этом не принимались во внимание различия между требованиями, предъявляемыми к оборудованию для больших ГЭС и МГЭС, в зависимости от условий его изготовления, эксплуатации, управления, регулирования и обслуживания.

МГЭС и МикроГЭС имеют свои особенности, которые по сути и отличают малую энергетику от большой. Иными словами, агрегат МГЭС — это не уменьшенный агрегат большой ГЭС, а самостоятельный, характеризующийся только ему одному присущими свойствами, вытекающими из требований, предъявляемых к нему, объект.

В связи с этим основное гидроэнергетическое оборудование в настоящее время должно

соответствовать следующим основным требованиям:

максимально возможной унификации и стандартизации;

при проектировании должны использоваться упрощенные отработанные конструкции повышенной надежности и применяться современные материалы;

проточные части должны способствовать упрощению и удешевлению строительных конструкций без существенного снижения энергетических параметров;

в подшипниковых узлах должны использоваться подшипники качения с консистентной смазкой;

турбины должны иметь положительную высоту отсасывания, позволяющую сократить объем подводной части здания МГЭС, удешевить и упростить производство работ;

рабочие колеса осевых гидротурбин должны выполняться пропеллерными с возможностью установки лопастей при монтаже в заданное положение и их последующим жестким закреплением во втулке;

конструкции оборудования должны обеспечивать возможность его сборки на заводе-изготовителе для снижения сроков и стоимости монтажа на МГЭС;

в агрегатах должны использоваться гидротурбины, в основном, одинарного регулирования;

в агрегатах должны использоваться серийные синхронные и асинхронные генераторы, а также мультипликаторы;

системы регулирования должны быть унифицированными и привязанными к автоматике МГЭС;

системы управления должны быть электронно-электрического типа, для обеспечения возможности оперативного решения задач управления агрегатами и их защиты благодаря быстрдействию;

в качестве приводов элементов регулирования и противоаварийных систем должны использоваться электромеханические устройства;

системы управления должны обеспечивать возможность работы в автономном режиме или (и) параллельно с энергосистемой;

должна быть обеспечена возможность полной автоматизации, исключая присутствие на МГЭС дежурного персонала;

оборудование должно быть простым в обслуживании и ремонтнопригодным;

должна быть обеспечена экологическая безопасность принятых проектных, конструкторских и технологических решений;

ресурсные показатели оборудования должны обеспечивать бесперебойную работу в течение 4,5 лет до капитального ремонта и полный ресурс в 40 лет;

вырабатываемый электрический ток должен соответствовать требованиям ГОСТов по частоте и напряжению;

характеристики гидроагрегатов должны перекрываться в переходных по напорам зонах, что обеспечит возможность выбора рациональных вариантов использования гидроагрегатов в конкретных условиях.

Необходимо отметить, что использование гидроагрегатов, разработанных на основе указанных требований, позволяет также решать задачи создания унифицированных агрегатных блоков для заданных параметров и расходов гидротурбин МГЭС относительно просто, так как габариты указанных блоков можно определять, исходя из условий размещения унифицированного, спроектированного на основании единых требований основного и вспомогательного оборудования.

При этом анализ параметров МГЭС, намечаемых к строительству, позволяет свести все многообразие возможных вариантов МГЭС с различными типами гидроагрегатов к нескольким, обеспечивающим достаточное покрытие требуемых зон поля универсальной характеристики гидротурбин «Q – H».

При этом, оптимальная эксплуатационная зона должна обеспечивать:

допустимое значение высот отсасывания; максимальное значение приведенной мощности на валу гидротурбины;

значение коэффициента полезного действия турбины, близкого к максимальному;

максимально возможное значение коэффициента быстроходности турбины.

Повышение качества и улучшение технико-экономических параметров гидротурбин во многом зависят от технологичности их конструкций.

В общем виде основными направлениями, способствующими повышению технологичности конструкций гидротурбин, являются:

применение сварных конструкций (при этом повышается качество деталей и уменьшается масса гидротурбины);

применение точнолитых рабочих колес и других сложнопрофильных элементов без последующей механической обработки поверхностей;

унификация и нормализация элементов конструкции;

использование комплекса мероприятий, необходимых для повышения точности изготовления и проверки отдельных деталей;

поставка полностью собранных гидротурбин или их узлов, прошедших контрольную сборку на заводе;

применение материалов и технологий, обеспечивающих ремонтпригодность гидротурбин на объекте.

Исходя из этих направлений, были также созданы технологичные проточные части при сохранении их основных параметров, определенных на основе гидродинамических расчетов, и сочетающих в себе приемлемые энергетические свойства и простоту конструктивных решений ее элементов.

Сказанное обусловило необходимость разработки не только собственно проточных частей, но и использования другой технологии их создания. В связи с этим за основу при создании проточных частей были приняты численные методы и алгоритмы, реализация которых обеспечила проведение вычислительного эксперимента.

Разработанная схема проектирования была опробована на нескольких проточных частях гидротурбин, полученных с помощью модельных испытаний, путем сравнения прогнозных и модельных универсальных характеристик.

Прогнозный коэффициент полезного действия проточных частей, полученных расчетным путем, отвечает современному уровню КПД гидротурбин.

На основе разработанной методики был создан номенклатурный ряд оборудования.

В современной России, где полноценно могут сосуществовать две концепции (централизованное и децентрализованное энергоснабжение), более перспективными могут оказаться малые ГЭС со «скромными» энергетическими показателями, в том числе, и по виду регулирования речного стока («по водотоку») из-за резкого ужесточения требований по охране окружающей среды.

Уже более 20 лет наше объединение занимается развитием малой гидроэнергетики.

Одним из основных результатов этой работы является значительное улучшение социально-бытовых условий жизни населения и качество оказываемых коммунальных услуг в отдаленных регионах России.

Основными особенностями этой работы являются тесное взаимодействие с представителями местной и региональной администраций, этапность выполнения и комплексность. Такой подход, в частности, к проектированию и поставкам оборудования для малых ГЭС позволил снизить капитальные затраты на их строительство на 12 – 15%.

Комплексное решение проблем развития малой гидроэнергетики наиболее эффективно при разработке на первом этапе концепций развития и схем размещения объектов малой гидроэнергетики на территории регионов с последующим составлением бизнес-планов или обоснований инвестиций строительства первоочередных пионерных гидроэлектростанций.

Эта работа активно проводится нашим объединением и включает обследование рек с целью выявления мест возможного размещения малых ГЭС, выполнение, как сказано выше, расчетов по обоснованию инвестиций, разработку бизнес-планов и проектно-сметной документации, изготовление и поставку гидроэнергетического оборудования, проведение шефмонтажных и пусконаладочных работ на возводимых гидроузлах. Такой подход к выполнению всего комплекса работ в рамках одной организации представляется наиболее обоснованным и перспективным в настоящее время. Это ускоряет ввод объектов гидроэнергетики в действие, позволяет руководству региона и частным структурам не расплываться по исполнителям и усилить финансовый контроль над расходованием инвестиционных средств.

За последние годы специалистами «МНТО ИНСЭТ» по запросам администрации ряда регионов проведено обследование малых рек в верховьях бассейнов Енисея (Тыва), Катуня и Чуи (Алтай), Баргузина (Бурятия), Уруха (Северная Осетия-Алания и Кабардино-Балкария) и ряда других рек. В результате были разработаны «Концепции развития и схемы размещения объектов малой гидроэнергетики Республик Тыва и Алтай», предусматривающие строительство, соответственно, 18 и 35 гидроузлов суммарной установленной мощнос-

тью 132,5 МВт. Как результат введены в эксплуатацию малая ГЭС «Кызыл-Хая» в Республике Тыва (рис. 1) и две малых ГЭС в Республике Алтай (рис. 2, 3).

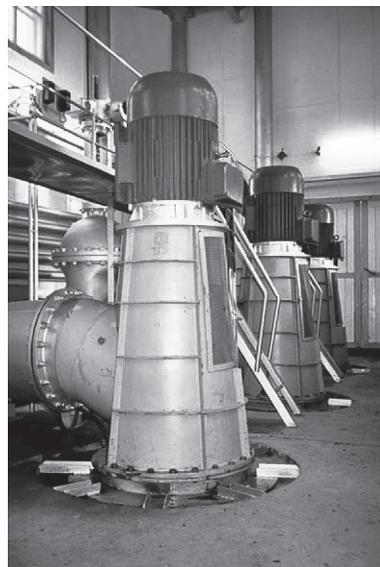


Рис. 1. МГЭС «Кызыл-Хая»

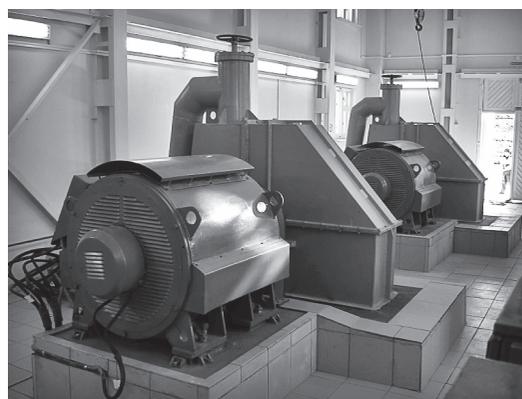


Рис. 2. МГЭС в республике Алтай

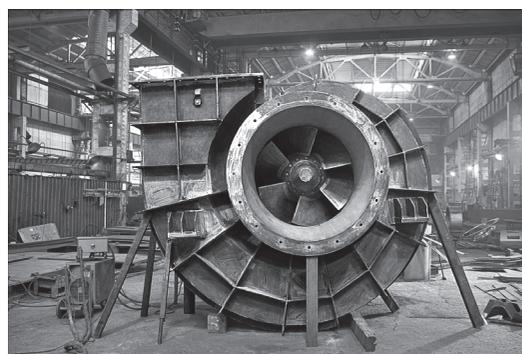


Рис. 3. МГЭС Ляскеля

Также разработаны Концепции освоения гидроэнергетического потенциала верхового и среднего течения Уруха и верховьев Малки суммарной мощностью более 300МВт, путем строительства 26 малых ГЭС.

Практически все эти работы, как сказано выше, проводились по договорам с региональными и местными административными структурами.

В то же время, изменившиеся условия хозяйствования, а также перспективы возобновляемой энергетики, в том числе малой гидроэнергетики, сделали её привлекательной для бизнеса.

Однако задержка с утверждением Правительством подзаконных Актов, обеспечивающих реализацию Федерального Закона «Об электроэнергетике» с изменениями и дополнениями, в соответствии с которым была утверждена система мер, способствующих развитию в стране возобновляемой энергетики, на практике может в значительной степени негативно сказаться на перспективах привлечения бизнеса в эту сферу экономики.

А ведь прошел уже почти год с момента принятия Государственной Думой и утверждения Президентом России этого Закона.

Несмотря на это, крупные хозяйственные структуры, понимая все выгоды, которые в ближайшем будущем может обеспечить малая гидроэнергетика, начали активную работу по освоению её ресурсов.

Так, в настоящее время наша фирма по договору с компанией «Норд Гидро» финансирует возрождение малой гидроэнергетики

на Северо-Западе России, в Ленинградской, Псковской и Новгородской областях, а также республиках Карелия и Коми. При этом планируется обеспечить функционирование единого комплекса малых ГЭС Север-Запада мощностью, на первом этапе, около 100МВт, в основном, за счет восстановления и реконструкции многочисленных старых ГЭС. Уже ведется реконструкция малой ГЭС «Ляскеля» мощностью 4,8 МВт (рис. 4), завершено обследование сохранившихся сооружений более 40 малых ГЭС, на стадии разработки проектной документации находится более 10 из них.

В Северной Осетии по проекту ЗАО «МНТО ИНСЭТ» с участием специалистов ООО «Гидепинвест» (Армения) завершено сооружение первой очереди Фаснальской МГЭС мощностью 6,4 МВт в Дигорском ущелье, которое также финансировалось частной бизнес-структурой.

С каждым днем появляются все новые запросы, связанные с выполнением проектов и поставкой различных типоразмеров оборудования в различные регионы России от Дагестана до Камчатки.

Таким образом, в настоящее время имеются очевидные тенденции к пониманию эффективности малой гидроэнергетики не только в части решения социальных вопросов, но и как к достаточно перспективному бизнесу.

## КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К СТРОИТЕЛЬСТВУ МГЭС В СВЯЗИ С ВЫПОЛНЕНИЕМ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ РОССИИ ПО КИОТСКОМУ ПРОТОКОЛУ

*Малик Л.К., к.г.н., Институт географии РАН*

9 мая 1992 г. была принята и 21 марта 1994 г. вступила в силу Рамочная Конвенция ООН об изменении климата (РКИК). В 1997 г. в Киото состоялась третья конференция сторон Рамочной конвенции, на которой после долгих дискуссий был принят итоговый Протокол — Международное соглашение по ограничению и сокращению выбросов в атмосферу парниковых газов (ПГ). 31 мая 2002 г. Евросоюз официально информировал ООН о ратификации Киотского протокола. В ноябре 2004 г. Киотский протокол ратифицировала Россия.

Согласно Протоколу для индустриально развитых стран и стран с переходной экономикой (всего 90 стран) устанавливались количественные показатели ограничения выб-

росов углекислого газа — основного парникового газа, ответственного, в соответствии с принятой Концепцией изменения климата, за процесс его глобальных изменений. Протокол предусматривает сокращение выбросов ПГ по сравнению с базовым уровнем 1990 г. к 2008 – 2012 гг. — на 5% ниже этого уровня, а в странах ЕС — на 8%.

Подобные обязательства, по мнению Международной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), могут привести лишь к незначительному сокращению темпов роста выбросов и стабилизации концентрации ПГ в атмосфере. В последующем в течение нескольких десятилетий будет необходимо более значительное сокращение глобальных

выбросов и стабилизация ПГ на таком уровне, который не допускает опасного антропогенного воздействия на климатическую систему. Такой уровень должен быть достигнут в сроки, достаточные для естественной адаптации экосистем к изменению климата, позволяющие не ставить под угрозу производство продовольствия и обеспечивающие дальнейшее экономическое развитие на устойчивой основе. Каков этот безопасный уровень — до сих пор является предметом споров, очевидно, он разный для разных стран [1]. Необходимо напомнить, что, признавая факт наблюдаемого глобального потепления климата (ГПК), многие авторитетные представители Российской академии наук считают неправомерным связывать его только с увеличением в атмосфере концентрации ПГ антропогенного происхождения. Соответственно меры по их снижению, предусмотренные Киотским протоколом, считают не эффективными. Отмечается недостаток исследований в области изучения возможных пределов воздействия концентрации на климатическую систему и др.

Мнение о том, что Киотский протокол не может решить проблему ГПК было зафиксировано в решении Совета семинара РАН, посвященного Киотскому протоколу, и отражено в ряде выступлений на Научной сессии РАН в декабре 2005 г. [2].

Ряд дискуссионных вопросов, связанных с глобальным потеплением климата, рассмотрен в предыдущих публикациях [3].

В настоящей статье обсуждаются проблемы выполнения наших международных обязательств по Киотскому протоколу и необходимые мероприятия по их активизации.

**Значение Протокола для России.** Киотский протокол впервые в истории международных соглашений в области окружающей среды ввел рыночные отношения в качестве основы для реализации мероприятий по снижению выбросов ПГ — были установлены пределы суммарных антропогенных выбросов для каждой страны, ратифицировавшей Протокол. При этом разрешена коммерческая переуступка своих прав на выбросы (квот), которые могут приобретаться или передаваться другим странам. Кроме задачи смягчить, а в некоторых случаях полностью компенсировать ущерб от последствий глобального потепления климата, Киотский

протокол имеет большое геополитическое значение. Он открывает новые формы межгосударственных отношений, а России, ратифицировавшей Киотский протокол, позволяет войти в систему глобального международного сотрудничества в области политических и социально-экономических проблем [4].

Россия стала 128 страной, ратифицировавшей Киотский протокол. На первом этапе его реализации до 2012 г. она не будет расплачиваться за выбросы ПГ, напротив, может реализовать «недовыбранные» квоты на выбросы, т.к. по оценкам ведущих экспертов от Минэкономразвития, Института энергетических исследований РАН и др. к 2008 – 2012 гг. выбросы России не превысят базового рубежа 1990 г. Более того, представители ряда организаций (Центра экологической политики, Высшей школы экономики и др.) считают, что Россия на первом этапе осуществления Киотского протокола не только не превысит квот на выбросы, а напротив, в 2008 – 2012 гг. суммарные выбросы, установленные Протоколом (2370 млн.т), не будут достигнуты, а составят лишь около 86% указанной величины (при условии устойчивого экономического роста и даже при отсутствии специальных мер). Однако нет полной уверенности в прогнозах размеров выбросов ПГ в период 2008 – 2012 гг., особенно в их динамике от автомобильного транспорта. Например, в 2005 г. в Москве трехмиллионный автопарк производил ежегодно 830 тыс. т выбросов в атмосферу. Для сравнения, все промзоны города, ТЭЦ, районные тепловые станции и котельные выбрасывают в год 170 тыс. т загрязняющих веществ, т.е. почти в 5 раз меньше. Учитывая нерегулируемый рост автопарка и неразработанность конкретных мероприятий по снижению от него выбросов (в экологической доктрине города, принятой Московским правительством, они лишь обозначены), прогнозируемые выбросы могут оказаться значительно выше, как и по стране в целом. Это свидетельствует о возможном превышении пороговых величин выбросов и отсутствие гарантий квот на выбросы.

В случае превышения Россией уровня выбросов 1990 г. потребуются большие затраты для его снижения. Штраф за превышение составляет 40 EURO за 1 т выбросов.

После 2012 г. обязательства России по Киотскому протоколу потребуют ограничения выбросов ПГ, что, в первую очередь, возможно путем перевооружения производств, создания эффективных технологий, осуществления мер по энергосбережению, развитию нетрадиционных источников энергии и т.д.

Выполнение обязательств зависит в значительной степени от правильной политики использования квот, направления средств от их продажи на модернизацию экономики, на внедрение новых технологий, позволяющих и дальше экономить на выбросах ПГ [5]. Перевооружение промышленности в соответствии с Киотским протоколом сможет опираться на опыт и поддержку Международного сообщества при создании экологически чистых производств и развитии нетрадиционных видов энергоисточников. В настоящее время не прекращается дискуссия — не являются ли обязательства России по Киотскому протоколу ограничителями ее экономического роста. Большая часть исследователей этой проблемы считает, однако, что мероприятия по выполнению Россией обязательств Киотского протокола — ограничения выбросов ПГ, не только не должны тормозить экономическое развитие страны, но, напротив, стимулировать технический прогресс в промышленности, развивать экологически чистое по сравнению с традиционными технологиями производство электроэнергии и т.д.

Начальный этап выполнения Россией обязательств по Киотскому протоколу — инвентаризация выбросов ПГ, оценка роли отдельных видов производств в выбросах для выявления потенциала их сокращения. Т.е., отладка систем мониторинга выбросов ПГ, в первую очередь, в энергетике — главным поставщике  $\text{CO}_2$ , и контроль за использованием органического топлива в употребляющих его производствах. Необходимо также соответствующий нормам Киотского протокола учет сокращения выбросов ПГ.

Здесь стоит заметить, что Евросоюз взял на себя лидирующую роль в разработке различных механизмов и принципов введения в действие и осуществление Киотского протокола. Выполнение мониторинга ПГ по европейским стандартам ставит государства, подписавшие Киотский протокол, в жесткие рамки обязательных процедур, выполнение

которых представляет определенные сложности. Европейские государства уже столкнулись с аналогичными трудностями в связи с реализацией единой водной политики на всей территории стран-участников ЕС. Рассмотрим эти события подробнее по публикации Р. Кромера и данным Интернета, чтобы продемонстрировать сложности осуществления совместных действий на жесткой правовой основе большим числом исполнителей — стран с различным уровнем развития экономики и разными национальными водными законодательствами [6].

С декабря 2000 г. в ЕС была введена в действие новая Водная директива, охватывающая все основные задачи водного хозяйства и гидротехнического строительства, которые предполагается решить в значительной степени в ближайшие 15 лет. В состав решаемых задач включено: выявление текущего состояния водных объектов (составление кадастра данных), установление конечных целей, составление каталога мероприятий для достижения поставленных целей. В соответствии с требованиями Водной директивы, в течение трех лет она должна стать правовой основой национальных водных законодательств всех стран ЕС.

Важно отметить, что в центр Водной директивы положен бассейновый подход к решению водохозяйственных задач, т.е. ставящиеся задачи и мероприятия должны решаться в масштабе каждого отдельного бассейна. При этом используется опыт уже осуществляемого бассейнового подхода в Германии, в то время как во многих Европейских странах до этого все водохозяйственные мероприятия проводились в рамках административных или межгосударственных границ. Это заставляет пересмотреть национальные и межнациональные планы мероприятий в соответствии с бассейновым принципом изучения водных ресурсов, даже если речь идет о межнациональных бассейнах рек.

Помимо конечных целей, Водная директива предполагает осуществление всеми странами-участницами промежуточных задач в строгих календарных границах. Например, Программы мониторинга бассейнов рек должны были быть готовы к концу 2006 г., Планы по координированию исследований бассейнов — к концу 2008 г., Программы мероприятий по достижениям целевых показате-

лей — к концу 2009 г., запланированные конечные параметры качества воды рек должны быть достигнуты к концу 2015 г. и т.д.

Есть обоснованные сомнения в том, что намеченные мероприятия будут выполнены в установленные жесткие сроки, несмотря на привлечение всего арсенала средств и финансовой поддержки со стороны ЕС.

**Обязательства России по Киотскому протоколу.** Напомним, что на конференции в Марракеше в 2001 г. был принят пакет юридических документов, определяющих правила и процедуры выполнения странами обязательств по сокращению и стабилизации выбросов ПГ в рамках Киотского протокола. После установления «правил игры» на международном уровне усилия были перенесены на национальный уровень.

После ратификации Киотского протокола в России необходимо было создать национальный орган, имеющий достаточные полномочия для организации национальной системы учета выбросов ПГ, ведения национального регистра квот на выбросы ПГ и для представления отчетности на международном уровне о выполнении Россией своих обязательств [7].

Правительством Российской Федерации был принят Комплексный План действий по реализации Киотского протокола. Этот План рассматривается в качестве основы национальной климатической стратегии и политики РФ до окончания первого периода Киотского протокола, т.е. до 2012 г. Основные разделы и рекомендуемые мероприятия Плана соответствуют статьям Протокола [8].

План предусматривает пять основных направлений деятельности правительства по выполнению обязательств по Киотскому протоколу, включающих целую серию мероприятий. В нем также указаны ответственные министерства и ведомства, количественные показатели эффективности выполнения поставленных задач и сроки их выполнения. Из пяти направлений действий Плана отметим, с нашей точки зрения, важнейшие, первоочередные мероприятия, невыполнение которых создает «барьеры» на пути реализации всего плана действий. Это — снижение энергоемкости ВВП, увеличение в энергобалансе доли возобновляемых источников энергии, интенсификация поглощения CO<sub>2</sub> в лесном и сельском хозяйстве, осуществление рыночных

реформ, разработка механизмов квотирования, расширение научно-исследовательских работ по анализу влияния изменения климата на окружающую природную среду и экономику и предотвращению неблагоприятных последствий, утверждение основных нормативно-правовых и инструктивно-методических документов, необходимых для реализации обязательств по Киотскому протоколу, международное сотрудничество и, наконец, создание национальной системы оценки антропогенных выбросов ПГ и ежегодное представление в органы Киотского протокола кадастра их данных.

Необходимо отметить, что перечисленные и другие мероприятия по осуществлению плана действий не являются новыми начинаниями. Многие исследования по влиянию выбросов ПГ на климат, оценка экологического и экономического ущерба и разработка мер по их предотвращению, осуществляются в рамках действующих Федеральных программ. Так, учет поглощения Российскими лесами ПГ по международным методикам проводится уже с начала 2005 г. по заказу Министерства природных ресурсов РФ, ряд мероприятий в области энергетики содержится в программе «Энергоэффективная экономика» и т.д.

Была также создана Межведомственная комиссия по координации действий, подготовлены основные нормативно-правовые и методические документы для осуществления Киотского протокола на национальном уровне и др.

В настоящее время проблема глобального потепления из фазы публичных обсуждений перешла к осуществлению конкретных действий, направленных в первую очередь на учет ПГ и составление Государственного доклада, который передается 1 раз в три года в Секретариат Рамочной конвенции ООН об изменении климата. Основными разделами доклада являются учет и прогноз выбросов ПГ, меры по их снижению, адаптационные мероприятия и др. Все это в условиях жестких временных рамок завершения действий по созданию такой системы (вспомним жесткие календарные сроки осуществления «водной директивы» странами ЕС).

Работа по подготовке кадастра выбросов ПГ, национального сообщения и доклада в едином формате отчетности началась в 2005 г., но высказывались опасения о возможности завершения всей работы в срок и

в соответствии с международными требованиями. Между тем, в случае непредоставления доклада в органы Киотского протокола и РКИК ООН и отсутствия его утверждения международной экспертной группой, страна может лишиться национальной квоты, необходимой для участия в торговле квотами на выбросы [8].

Рассмотрим конкретные результаты выполненных в России обязательств по Киотскому протоколу — учет выбросов ПГ.

До последнего времени размеры выбросов ПГ в нашей стране устанавливались по данным Госкомстата, обобщающего показатели различных видов производств. В связи с тем, что в основу Протокола положена концепция изменения климата под влиянием ПГ антропогенного происхождения, продуцируемых в основном сжиганием ископаемого топлива для целей энергетики, то возможности учета и снижения ПГ рассматриваются прежде всего для энергетического сектора экономики. Т.е., в отчетном докладе должны быть отражены в первую очередь результаты инвентаризации выбросов ПГ, связанных с энергетическими процессами, по методике МГЭИК. Большой интерес в связи с этим представляют исследования, проведенные в 1999–2004 гг. Центром по эффективному использованию энергии, осуществлявшим «Межрегиональный проект разработки систем мониторинга и отчетности о выбросах парниковых газов в России» при поддержке группы Северо-Западных Тихоокеанских Национальных лабораторий США и финансовой поддержке Агентства по защите окружающей среды США [9].<sup>1</sup>

В соответствии с руководством МГЭИК в работе использовались два метода учета выбросов  $\text{CO}_2$  — базовый, основанный на данных об общем производстве, экспорте и импорте различных видов ископаемого топлива, и расчет выбросов в соответствии с форматами Международного энергетического Агентства по следующим категориям источников эмиссии  $\text{CO}_2$  — энергетика, промышленность и строительство, транспорт, коммунально-бытовой сектор, население, сельское хозяйство. Значения эмиссии  $\text{CO}_2$ , установленные обоими методами, оказались хорошо соответствующими друг другу. Полученные

результаты свидетельствуют о возможности проведения в России полной инвентаризации выбросов ПГ, связанных с энергетическими процессами в соответствии с методикой МГЭИК. Во всяком случае, российская энергетическая статистика содержит достаточно данных для проведения инвентаризации, но в некоторых случаях необходимы экспертные оценки, например, при установлении эмиссии парниковых газов, выделяющихся при добыче угля, а также при добыче, переработке и транспортировке нефти и газа и т.д.

Напомним, что Киотским протоколом контролируется шесть газов (или группы газов) — диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ), метан ( $\text{CH}_4$ ), закись азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ), гидрофторуглероды (ГФУ), перфторуглероды (ПФУ), гексафторид серы ( $\text{SF}_6$ ). Данные о них выражаются в эквиваленте  $\text{CO}_2$ . Существенную часть ПГ составляет самый распространенный парниковый газ — водяной пар, вклад которого в парниковый эффект превышает вклад  $\text{CO}_2$ . Однако водяной пар не рассматривается в Протоколе ввиду его преимущественно природного происхождения, сложности контроля и отсутствия данных о росте концентраций в атмосфере. Выбросы  $\text{CO}_2$  составляют более 99% выбросов парниковых газов в электроэнергетике. Крупнейшим поставщиком парниковых газов являлась РАО «ЕЭС России» — одна из крупных энергетических компаний в мире. Доля выбросов РАО «ЕЭС России» составляла около 30% общего количества российского и 3% мирового выбросов углекислого газа.

РАО «ЕЭС России» — первая из российских компаний занялась вопросами управления выбросами ПГ и провела по международным стандартам инвентаризацию выбросов во всех своих региональных подразделениях и учредила энергетический углеродный фонд. Большое значение имеет выполненный в этой компании подсчет выбросов от системы ее тепловых станций с учетом физико-химических характеристик используемых в России органических видов топлива и технологий их сжигания [10]. С этой целью ведущими научно-исследовательскими институтами в РАО «ЕЭС России» в конце девяностых годов прошлого века было произведено установление выбросов четырех парниковых газов за период 1990 – 1997 гг. по данным 357 тепловых

<sup>1</sup> Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) — некоммерческая неправительственная российско-американская организация для содействия энергосбережению и защите окружающей среды в России. Основана в 1992 году, является членом Всемирной ассоциации энергетической эффективности

электростанций России. Позже инвентаризация парниковых газов была дополнена данными за 1998 – 2002 гг., а также учтены выбросы от вспомогательных производств и транспорта (силами энергетического углеродного фонда). Использовались данные по трем видам топлива, сжигаемого на ТЭС — твердого топлива (угля), природного газа и мазута. В результате было установлено, что с 1990 по 2002 гг. выбросы  $\text{CO}_2$  снизились с 708,5 млн. т до 470,2 млн. т или на 33,7%. Вклад выбросов  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ ,  $\text{SF}_6$  и парниковых газов от производств и транспорта составил не более 0,7%. Проведенная инвентаризация выбросов ПГ была признана уникальной работой в теплоэнергетическом секторе не только в России, но и в мире. Результаты расчетов помогают ориентироваться в мероприятиях по повышению энергоэффективности и энергосбережению, а также использовать энергокомпаниям России их потенциал сокращения выбросов парниковых газов.

Важным является вопрос о готовности в целом частного российского бизнеса к мероприятиям по снижению выбросов ПГ, введению новых и учреждению существующих стандартов и нормативов в тех видах хозяйственной деятельности, которые прямо или косвенно приводят к выбросам ПГ. Между тем, уровень осведомленности о механизмах реализации обязательств по Киотскому протоколу у многих компаний еще недостаточно высок, хотя большинство из них признали неизбежность и полезность учета выбросов. Первой наиболее «продвинутой» в этом отношении, как было показано, являлась РАО «ЕЭС России» и ее подразделения. Недостаточно поняты также приоритеты и выгоды Международного сотрудничества в рамках Киотского протокола, открывающего компаниям дополнительные возможности получения инвестиций в проекты по совершенствованию производственных процессов и внедрению новых технологий, приводящих к снижению выбросов ПГ. Это связано с тем, что механизмы Международного сотрудничества и деятельности государственных органов РФ в сфере выполнения обязательств Киотского протокола не были установлены до конца. Долго продолжались дискуссии законодателей — направлять ли выручку от квот в национальный бюджет или дать компаниям возможность самостоятель-

но осуществлять свои проекты, торгуя углеродными квотами.

Между тем, все крупные предприятия в Европе давно получили задания по максимальным годовым размерам выбросов до 2012 г.

Положение дел в РФ изменилось последние 1 – 2 года, когда пришло понимание роли бизнеса в борьбе с последствиями климатических изменений. Сотни компаний приняли участие в ежегодных экологических рейтингах, прошли экологическую сертификацию, высокие экологические показатели производств стали важнейшими показателями конкурентоспособности и успешности предприятий. По материалам Всемирного фонда диких животных все большее число ведущих российских компаний становится транснациональными, меняется их менталитет и экологические задачи.

Напомним, что «Аэрофлот» включился в кампанию по уменьшению выбросов ПГ, Архангельский ЦБК провел инвентаризацию выбросов и обязуется их снижать далее. В 2007 г. МГЭИК анализировала около 100 российских экологических проектов. Главная передовая роль в переходе от регулирующей политики в области экологии к ее активной фазе принадлежит компании «РУСАЛ», первой взявшей на себя обязательства и подписавшей меморандум о мерах по предотвращению глобального потепления климата в алюминиевой отрасли.

**Пути уменьшения поступления парниковых газов в атмосферу.** Существует несколько путей снижения поступления ПГ в атмосферу, среди них реализация проектов, связанных с поглощением  $\text{CO}_2$  наземной растительностью.

Группой экспертов Международного Института леса Российской академии естественных наук и Центра по проблемам экологии и продуктивности лесов РАН под руководством акад. А.С. Исаева было показано, что сохранение лесного покрова Земли, улучшение структуры лесов, повышение их продуктивности за счет лесовосстановления и лесоразведения — важнейший путь снижения поступления  $\text{CO}_2$  в атмосферу [11]. Из всех наземных экосистем леса обеспечивают наиболее длительное (200 лет и более) крупномасштабное консервирование  $\text{CO}_2$ , прежде всего в древесине. Причем, главные хранители  $\text{CO}_2$  — леса высоких широт, которые депонируют  $\text{CO}_2$  не только в фитомассе древесной рас-

тельности, но и в дейтрите, гумусе и лесных торфах. Особенно велика роль сосновых лесов. Это обстоятельство чрезвычайно повышает роль лесов России, занимающих около 70% ее территории и составляющих 22% мировых запасов лесных ресурсов. Поэтому наша страна обладает наибольшим потенциалом поглощения углерода, и в конце XX века российские леса поглощали около 260 млн. т  $\text{CO}_2$  в год. Основная часть лесов России (около 85%) представлена хвойными лесами, играющими доминирующую роль в накоплении  $\text{CO}_2$ . Темпы депонирования  $\text{CO}_2$  в лесных экосистемах зависят от продуктивности лесов, их состояния, состава, возраста, уровня лесохозяйственного производства, охраны и защиты лесов и т.д.

Однако в условиях потепления климата, ослабления многолетнемерзлых пород и снижения уровня грунтовых вод увеличивается опасность лесных пожаров, способствующих быстрому выделению  $\text{CO}_2$  при горении органического материала (от нескольких часов до нескольких недель). Послепожарная эмиссия (с момента отмирания древесных растений) может продолжаться несколько десятилетий. Пожарные эмиссии составляют от 10 до 25% общих объемов ежегодного депонирования  $\text{CO}_2$  лесной растительностью России. Это свидетельствует об исключительной актуальности проблемы охраны лесов России. Расчеты показали, что сокращение площади пожаров на 1 га в год (по сравнению с положением дел в конце XX века) равно по воздействию созданию дополнительно около 5 га угледепонирующих лесных насаждений. Ими показано также, что использование потенциальных возможностей депонирования углерода лесными экосистемами (лесовосстановление и лесоразведение, реконструкция малопродуктивных насаждений, облесение деградированных сельскохозяйственных земель, рекультивация) могут увеличить объемы депонирования  $\text{CO}_2$  лесной растительностью на 1/2 по сравнению с существующими ныне объемами годичного депонирования [11].

В Протоколе КИОТО некоторые преимущества РФ, в том числе большие площади лесов, были учтены после жестких дискуссий путем получения дополнительных квот на выбросы. Но главные мероприятия по снижению выбросов ПГ должны осуществляться в энергетическом комплексе России, продуци-

рующем более 70% всех поступлений ПГ в атмосферу. В этом комплексе возможны несколько видов мероприятий по снижению ПГ.

**Энергосбережение — стратегическое направление реформируемой энергетики.** В соответствии с Федеральной целевой программой «Энергоэффективная экономика» энергосбережение имеет целью экономию топлива и энергии в период 2000 – 2010 гг. в размере 83 млн. т условного топлива и обеспечение перехода экономики на энергосберегающий путь развития со снижением энергоемкости внутреннего валового продукта к 2010 г. на 26%.

Энергосбережение должно осуществляться несколькими путями. Во-первых, это уменьшение потери энергии на всех стадиях ее преобразования — от первичных источников до конечного использования, это прорыв в технологии на основе достижений научно-технического прогресса, создание энергосберегающего оборудования и приборов, замена устаревшего оборудования на электростанциях и в электросетях на высокоэкономичное и экологически приемлемое, а также более квалифицированная эксплуатация энергообъектов, повышение качества их проектирования и строительства и т.д. Во-вторых, это перестройка структуры топливно-энергетического баланса страны в направлении уменьшения доли ископаемого топлива за счет промышленного освоения термоядерной энергии, развития атомной энергетики на базе более совершенных типов тепловых реакторов или реакторов на быстрых нейтронах с замкнутым топливным циклом и утилизацией отработанного ядерного топлива [12]. И, наконец, это перестройка энергодобавки за счет развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ВИЭ) — ветра, солнца, энергии рек и морских приливов, тепла земли, биомассы и др.

Перераспределение составляющих энергодобавки многих регионов и целых стран за счет роста использования ВИЭ является не только важнейшим направлением энергосберегающей политики, но и играет значительную роль в стратегии сдерживания изменений климата, так как получение энергии и тепла с помощью ВИЭ сопровождается минимальными по сравнению с традиционными установками выбросами в атмосферу парниковых газов [13].

Третий оценочный доклад Международной группы экспертов по проблеме глобального потепления климата подтвердил большую роль возобновляемых источников энергии, наряду со многими энергоэффективными технологическими решениями, в снижении выбросов углерода и парникового эффекта. Т.е., признано эффективным изменение энергетического баланса в пользу ВИЭ в качестве фактора, сдерживающего глобальное потепление и способствующего выполнению обязательств по Киотскому протоколу. К тому же в условиях глобального потепления климата использование ВИЭ — радикальная защита от свойственного этой эпохе экстремального разброса температур, требующего создания больших запасов энергоносителей. Это крайне проблематично, особенно для регионов, базирующихся на привозном топливе. Расширению использования ВИЭ способствует еще целый ряд причин, рассмотренных автором ранее [14]. В последние годы появились чрезвычайно важные обстоятельства, свидетельствующие в пользу развития ВИЭ, обеспечивающих децентрализованную форму электроснабжения. Поэтому наличие ВИЭ способствует повышению безопасности снабжения населения электричеством и теплом в случае непредвиденного или преднамеренного отключения крупных энергосистем.

Сентябрьские террористические атаки в США в 2001г. вызвали беспокойство возможной угрозой скоординированного нападения на электроэнергетическую инфраструктуру, наиболее уязвимыми компонентами которой являются протяженные линии электропередач и региональные центры управления.

После терактов Североамериканский совет по надежности электроснабжения (NERC) выпустил срочную инструкцию по обеспечению безопасности сетей и усилению степени готовности к чрезвычайным ситуациям. Признано целесообразным в связи с опасностью повреждения крупных энергообъектов и системных аварий на больших территориях развивать децентрализованное электроснабжение с помощью ВИЭ. Специалистами, однако, отмечается, что в России есть факторы, снижающие экономические стимулы энергосбережения и сдерживающие широкое использование нетрадиционных энергоустановок. Среди них не после-

днее место занимает рост цен на мировом рынке на нефть и другие энергоносители [15].

**Ресурсы ВИЭ.** Потенциальные ресурсы ВИЭ на Земле неисчерпаемы, они во много раз превышают потребности человечества в настоящем и будущем. Экономический потенциал всех ВИЭ в настоящее время оценивается почти в 20 млрд.т у.т./г, что вдвое превышает объем годовой добычи всех видов органического топлива.

На неисчерпаемости и возобновляемости ВИЭ может основываться устойчивое развитие энергетики, в то время как ископаемое топливо не может гарантировать устойчивое развитие длительное время, являясь кроме того важнейшим фактором отрицательного влияния на окружающую природную среду. Однако лишь около 12% энергии в мире вырабатывается нетрадиционными энергоисточниками.

Возможности использования ВИЭ в России характеризует их экономический потенциал (табл. 1).

Таблица 1  
Экономический потенциал различных видов ВИЭ в России по данным [17]

ВИЭ	Экономический потенциал в млн. т.у.т/год
Геотермальная энергия	115
Малые гидроустановки	65,2
Биомасса	3,5
Солнечная энергия	12,5
Энергия ветра	10
Низкопотенциальное тепло	36

Общий экономический потенциал ВИЭ в России составляет 270 млн. т.у.т/г (получен преимущественно экспертным путем). При этом экономический потенциал малой гидроэнергетики превышает потенциал таких видов ВИЭ, как ветер, солнце и биомасса вместе взятые.

**Строительство и восстановление гидроэлектростанций на малых реках** является одним из наиболее перспективных направлений использования возобновляемых источников энергии в России. Однако, наряду с общими с другими странами предпосылками создания МГЭС, у нашей страны есть свои специфические условия, отличающиеся от зарубежных. Это — большие территории с разбросанными населенными пунктами и де-

централизованным электроснабжением, отсутствие коммуникаций и необходимость надежного энергоснабжения в экстремальных природных условиях, высокая стоимость строительства энергообъектов и др.

В настоящее время *теоретический потенциал малой энергетики* Российской Федерации оценивается в 1108,6 млрд. кВт·ч, что составляет около 30% гидропотенциала водных ресурсов страны. Технический гидропотенциал составляет 358 млрд. кВт·ч, в том числе не менее 60 млрд. кВт·ч — в Европейской части страны.

Планами развития энергетики предполагалось довести установленную мощность МГЭС к 2000 г. до 3000 МВт с выработкой более 12 млрд. кВт·ч в год. Это эквивалентно экономии более 4 млн. т органического топлива (в пересчете на условное топливо). Однако распад СССР, перестройка экономики в связи с переходом на рыночные отношения, отсутствие финансирования, резкое снижение объемов промышленного производства и потребностей в электроэнергии, протесты экологической общественности — эти и ряд других причин привели к свертыванию энергетического строительства, консервации многих строящихся объектов. Но в последние годы роль МГЭС выросла в связи с дефицитом и увеличением стоимости органического топлива, необходимостью электрификации изолированных сельских и промышленных потребителей, большими затратами на транспортировку дизельного топлива в отдаленные районы с рассредоточенными потребителями энергии, недоступными для получения электроэнергии по линиям электропередач. Но главное, проблема малых ГЭС активно обсуждается в связи с их преимуществами перед другими источниками энергии в условиях глобальных изменений климата и водных ресурсов.

Напомним о возможностях создания МГЭС на малых реках России, большинство из которых являются верхними звеньями и истоками крупных речных систем [14].

Малые реки преобладают в гидрографической сети по числу и общей длине — из 3 млн. рек на территории бывшего СССР — 2,9 млн. — малые реки, 94% длины речной сети России — малые водотоки. Их сток колеблется от 25 до 85% и составляет в среднем около 50% общего стока рек.

На водосборах малых рек и в прибрежных зонах сосредоточено до 44% городских жителей и 90% — сельских, 127 тысяч малых рек используется для нужд населения и хозяйственного комплекса. Это определяет сильное антропогенное воздействие на водные ресурсы малых рек и их общее состояние. В связи с этим велико значение малых рек в возникновении экологических, экономических и социальных проблем в бассейнах крупных рек. В настоящее время состояние многих малых рек остается неудовлетворительным — уменьшается водоносность, ухудшается водный режим, снижается качество воды, особенно в маловодные годы и сезоны.

Малые реки — наиболее ранимое звено речной системы, поэтому рассмотрение перспектив освоения гидроэнергетического потенциала малых рек требует чрезвычайно осторожного подхода и взвешенной оценки позитивных и возможных негативных последствий создания МГЭС.

В настоящей статье представлены концептуальные подходы к решению проблем использования малых рек для целей энергетики в качестве альтернативы традиционным технологиям в связи с выполнением Россией обязательств по Киотскому протоколу.

**Концептуальная Схема развития малой гидроэнергетики**, представленная на рис. 1, отражает преимущества МГЭС, комплекс решаемых при эксплуатации задач и требуемые для их выполнения мероприятия. Большое внимание сосредоточено на остро необходимых научно-организационных, законодательных и нормативно-правовых мероприятиях и анализе факторов, сдерживающих проектирование и строительство МГЭС (табл. 2). Развитие малой гидроэнергетики должно быть тесно связано с улучшением состояния малых рек. Т. е., создаваемые плотины и водохранилища не только не должны нарушать жизнедеятельность малых рек, а, напротив, содействовать их возрождению. С этой целью необходима разработка водоохранных мероприятий с учетом потребностей в водных ресурсах ближайших промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятий (табл. 3). Таким образом, восстановление малых рек, помимо экономического и экологического эффекта имеет важный социальный аспект: чистые реки с живой водой — это признак здорового общества и благополучной экологии.

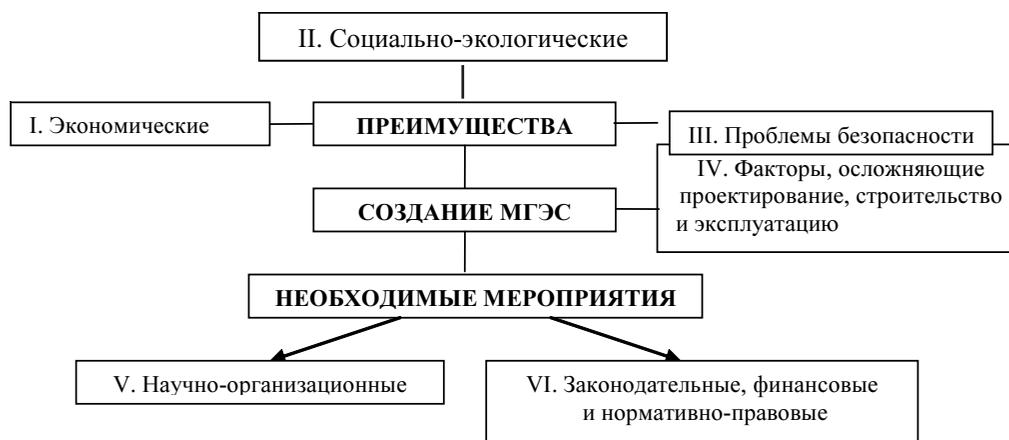


Рис. 1. Концептуальная схема развития малой гидроэнергетики

Не менее острой проблемой является безопасное функционирование МГЭС. Наиболее распространенным видом аварий на плотинах ГЭС, особенно малых, является перелив воды через гребень плотины, вызванный прохождением паводков с расходами воды выше расчетных, т. е. ошибками проектантов, отказом гидромеханического оборудования, недостатками в работе технического персонала и др.

В истории плотиностроения есть немало примеров разрушения плотин под влиянием паводков крайне редкой, неучтенной в проекте обеспеченности.

В нашей стране не было разрушения больших плотин благодаря высоким требованиям действующих нормативных документов по назначению расчетных максимальных расходов воды. Но плотины малых ГЭС разрушались, что связано с плохой освещенностью их данными гидрологических наблюдений и неверным из-за этого установлением максимальных расходов. В последние годы 20-го столетия произошли катастрофы на небольших гидроузлах водохозяйственного назначения на Урале, в Калмыкии, в Волгоградской области и т.д. Это обусловлено целым рядом причин. Прежде всего МГЭС относятся к III и IV классу капитальности гидротехнических сооружений с соответствующими требованиями к значениям паводочных расходов, на которые рассчитываются водопропускные сооружения. Эти требования отличаются от высоких требований нормативных документов для крупных гидроузлов.

На неохваченных систематическими наблюдениями малых реках трудности в установлении экстремальных расходов воды заключаются прежде всего в малых сроках, от-

водимых на исследования к проектам. В этот короткий период могут быть не зафиксированы экстремальные расходы. Особенно опасно отсутствие значений наивысших дождевых паводков, обладающих большой нерегулярностью, что не дает возможности установить их обеспеченность. В этих случаях привлекают наблюдения на соседних малых реках, используя метод аналогий или региональные расчетные методы.

Нередко переливы через гребень плотин были связаны с неисправностью механического оборудования и невозможностью открыть затворы водосбросов в связи с нарушениями в электроснабжении. Предпринимаются усилия для предотвращения аварий, связанных с водосбросными сооружениями в период прохождения экстремальных расходов. Для малых ГЭС рекомендуется сооружать надежные по гидравлическим условиям конструкции переливных грунтовых плотин со ступенчатым откосом (низовой гранью), обращенным к нижнему бьефу.

Более универсальными (для плотин различных размеров) являются автоматические водосбросные системы различных типов, разработанные исследовательским центром фирмы «Гидроплюс».

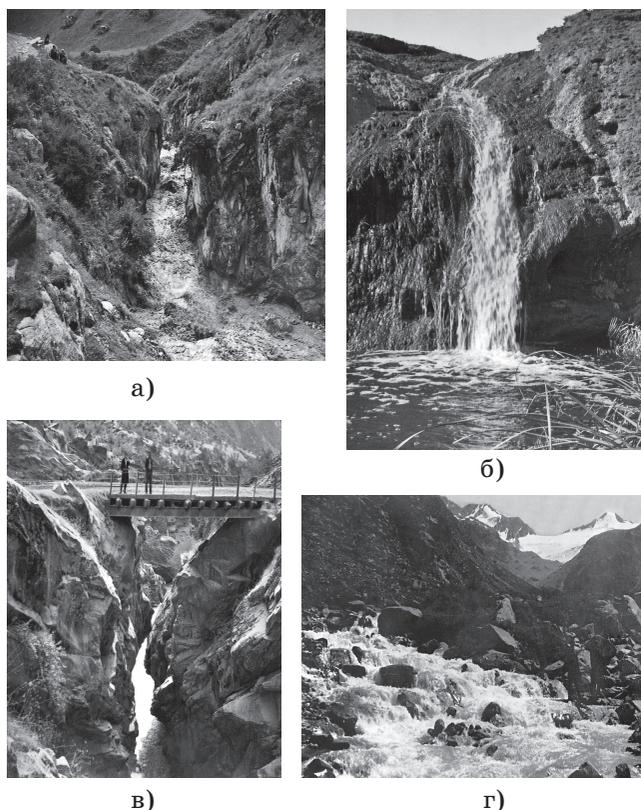
Наиболее эффективно создание малых гидростанций на горных реках с устойчивыми к размыву и подтоплению валунно-галечниковыми руслами и каменистыми склонами долин (рис. 2). Нередко для строительства МГЭС используются верхние участки ледниково-отроговых долин с плоскими днищами и крутыми бортами, чередующимися с участками пологих склонов, благоприятными для образования емкостей.

Таблица 2

I. Экономические	<p><i>Позволяют</i> электрифицировать изолированные районы с рассредоточенными потребителями энергии. <i>Эффективны</i> в составе объединенных энергосистем в качестве надежного маневренного источника энергии. <i>Обеспечивают</i> водными ресурсами различные отрасли хозяйства в разных частях бассейнов. <i>Не требуют</i> больших капиталовложений при строительстве и эксплуатации, облегчают поиски инвесторов. <i>Гарантируют</i> быструю окупаемость при типовых проектах и унификации деталей сооружений, небольших сроках строительства. <i>Обеспечивают</i> поэтапное распределение капитальных вложений при поочередном возведении гидроузлов и постепенном наращивании регулирующей мощности. Надежность конструкций, гибкость эксплуатации и малые затраты на обслуживание делают сооружение МГЭС задачей регионов и местных энергосистем, дают возможность финансировать строительство гидроузлов через потребителей энергии и инвестиции на местах. Дополнение крупномасштабной энергетики малой повышает надежность электроснабжения и позволяет более эффективно использовать гидроэнергетический потенциал рек.</p>
II. Социально-экологические	<p><i>Оздоровляют</i> воздушный бассейн и уменьшают поступление парниковых газов в атмосферу при замене ими электростанций на органическом топливе. <i>Отвечают критериям оптимальности</i> — удовлетворяют потребности человека при минимальном воздействии на окружающую среду. Отличаются сравнительно простой подготовкой ложа водохранилищ к затоплению. <i>Не нарушают водобмен</i> в речных системах. <i>Незначительно влияют</i> на режим рек, особенно при расположении водохранилищ в пределах их русел, бесплотинном варианте конструкций гидроузлов и др. <i>Способствуют переводу</i> поверхностного стока в устойчивый подземный. <i>Имеют тенденцию затухания</i> переработки берегов за исключением отдельных периодов, связанных с колебаниями водности рек. <i>Не требуют переселения жителей</i>, не нарушают охотничьих угодий, не вносят изменений в образ жизни коренных малочисленных народов. <i>Способствуют возрождению и подъёму</i> национальной экономики и традиционных отраслей хозяйства. <i>Эффективны и безопасны</i> в экологическом отношении, при снабжении электроэнергией возрождаемых факторий и новых национальных посёлков. Водоохранилища МГЭС интенсивно используются для рыбозаведения, рекреации, организации курортных зон и охотничьих хозяйств.</p>
III. Проблемы безопасности	<p><i>Способствуют повышению</i> уровня жизни и безопасности населения в суровых по природным условиям отдаленных районах. <i>Являются энергетическим резервом</i> стратегически важных объектов при чрезвычайных ситуациях на энергопроизводящих предприятиях. <i>Повышают безопасность</i> снабжения населения электричеством и теплом в случае непредвиденного аварийного отключения крупных энергосистем.</p> <p><i>Основные причины разрушения МГЭС</i> — перелив воды через гребень плотин вследствие прохода нерасчётных паводков, отказа гидромеханического оборудования, ошибок обслуживающего персонала, недостаток данных гидрометеорологических наблюдений. Ущерб от повреждения МГЭС не сравнимо меньше, чем от крупных энергообъектов. МГЭС не провоцируют наведенную сейсмичность и более безопасны при землетрясениях.</p> <p><i>Сравнительная безопасность МГЭС</i> для природных систем и самих сооружений, небольшая стоимость и сроки строительства, техническая доступность согласуется с целями ЮНЕСКО в области гидрологии, охраны окружающей среды, разработки новых методов эксплуатации энергетических ресурсов и сохранности энергообъектов</p>
IV. Негативные факторы	<p><i>Недостаточная изученность</i> режима малых рек, недостаток данных гидрологических наблюдений. <i>Отсутствие современных методов</i> оценки стока малых рек. <i>Отсутствие методики прогноза</i> различных аспектов воздействия МГЭС на природную среду, определение эффективности малой гидроэнергетики и экологически обоснованных масштабов развития. <i>Заиление водохранилищ</i>, нарушение активности руслоформирующих процессов в нижних бьефах. <i>Затруднение гарантированной выработки энергии</i> вследствие резкого падения энергоотдачи зимой и в летнюю межень. <i>Возможные потери рыбного хозяйства</i> при отсутствии рыбоходов на нерестовых реках</p>

Таблица 3

<p>Научно-организационные</p>	<p><b>Изучение режима малых рек</b>, уточнение их гидроэнергетического потенциала и потребностей в электроэнергии. <b>Обследование</b> действующих и выведенных из эксплуатации МГЭС, установление целесообразности восстановления, модернизации и увеличения их мощности. <b>Создание базы данных</b> о ГЭС на малых реках для всей территории РФ. <b>Совершенствование технологий</b>, серийный выпуск надёжного унифицированного оборудования, автоматизация управления станциями. <b>Организация системы мониторинга</b>, разработка методов прогноза последствий создания МГЭС, районирование территории России по степени возможных экологических последствий строительства гидроузлов, составление оптимальных схем размещения малых электростанций. <b>Обеспечение сохранения</b> жизнедеятельности малых рек (водохранилища не должны превышать 20 – 30% объёма среднего годового стока реки), соблюдение определённых критериев скорости течения и водности потока ниже плотины; обязательная расчистка русел и другие мероприятия, помогающие контролировать их глубину, степень зарастания, режим поёмности, и отложения наносов. <b>Создание водоохранных зон</b> при строительстве или восстановлении МГЭС, благоустройство прибрежных зон, организация заповедных территорий и объектов рекреации. <b>Снижение или исключение потерь рыбы</b> в горных районах при стихийных воздействиях. <b>Осуществление технических мероприятий</b>, обеспечивающих безаварийную работу МГЭС, сохранение водонепроницаемости и фильтрационной прочности сооружений, устройство качественных водосбросов, готовых к пропуску экстремальных расходов воды, сооружение надежных по гидравлическим условиям конструкций переливных грунтовых плотин без специальных затворов со ступенчатым откосом, обращенным к нижнему бьефу. <b>Популяризация</b> эффективности строительства МГЭС для формирования общественного мнения и экономической заинтересованности регионов в МГЭС.</p>
<p>Законодательные, финансовые и нормативно-правовые</p>	<p><b>Принятие закона РФ</b> о возобновляемой энергетике, сопровождаемого пакетом мер и постановлений Правительства по его государственной поддержке, предусматривающего механизмы стимулирования строительства МГЭС. <b>Использование системы мер Киотского протокола</b> для законодательной поддержки ВИЭ. Привлечение опыта интенсификации ВИЭ странами ЕС с учетом экономических, экологических и социальных особенностей России. <b>Экономическая поддержка ВИЭ</b>: введение специальных закупочных тарифов на электроэнергию от возобновляемых энергоисточников, осуществление благоприятной налоговой и кредитной политики, упрощение получения разрешений на строительство и создание льготных условий для инвестирования. <b>Составление региональных энергетических кадастров</b> и программ развития малой гидроэнергетики, согласованных с местными органами самоуправления, привлечение хозяйственных предприятий и независимых частных инвесторов, организация региональных инвестиционных фондов. <b>Отказ от преференций в пользу ВИЭ</b> после достижения сопоставимого с традиционной энергетикой уровня себестоимости производимой энергии и перевод их в обычный конкурентный режим. Либерализация рынка электроэнергетики и свободное ценообразование, связанное с демонаполизацией и созданием условий для свободной конкуренции с участием малой энергетики. <b>Разработка и установление критериев</b> экономической и социально-экономической эффективности ВИЭ на основе учета приведенных годовых затрат на 1 квт. установленной мощности каждого вида энергоисточника и факторов угрозы здоровью и жизни людей, влияния на животный мир и птиц, а также учета последствий акустического воздействия и вибраций, электромагнитного излучения, отчуждения земель и возможных изменений теплового баланса территории. <b>Финансирование научно-исследовательских работ</b>, обеспечивающих технологический прогресс, экологическую безопасность и снижение стоимости ВИЭ. <b>Подготовка квалифицированных кадров</b> в области ВИЭ. Обеспечение при разработке новой энергетической стратегии России финансирования, соответствующего росту выработки энергии с использованием генератора ВИЭ.</p>



**Рис. 2.** Природные условия, эффективные для создания МГЭС: а) — торовая долина (р. Левая Убинка); б) — перепад высот (верховья р. Аргут); в) — узкое каменистое русло (р. Надым); г) — река, вытекающая из-под снежников (р. Чульча). Фото автора

Но в бассейнах многих горных рек формируются снежные лавины, массовый сход которых зависит от рельефа, количества зимних осадков и сильных ветров (рис. 3). Конусы выноса некоторых лавин полностью перекрывают русла рек плотным снегом, смешанным с камнями и деревьями. Такая плотина вызывает прекращение стока реки на одни – двое суток и более. Выше снежного завала уровни воды поднимаются на несколько метров и достигают гребня. Сток на таких реках восстанавливается, если вода находит путь в обход лавины или промывает тоннель под конусом выноса лавины. Нередко происходит прорыв снежного завала, снежно-водяной вал, насыщенный льдом и шугой, скопившихся выше запруды, устремляется вниз по течению на десятки километров. На своем пути он сносит заборы, взламывает ледяной покров и расположенные ниже снежные завалы. Расходы воды при прохождении такого вала во много раз превышают бытовые зимние расходы. Некоторые исследователи называют подобные прорывные волны ледоселевыми потоками.



**Рис. 3.** Конус выноса. Левый приток р. Сумульти. Фото автора

У водохранилищ МГЭС, особенно горных и предгорных районов, очень остро стоит проблема их заиления и связанная с ней проблема подъема уровней воды, затоплений и подтоплений, частичной или полной потери их регулирующей способности, снижения гидроэнергетического потенциала рек и выработки электроэнергии. Возможно также нарушение вследствие задержки наносов в водохранилищах их баланса в нижних бьефах плотин, что может неблагоприятно повлиять на руслоформирующие процессы. Если же река впадает в море или озеро, горные МГЭС перекрывают своими плотинами источники пляжеобразующих наносов их побережий (такие явления наблюдаются на Кавказе).

Развитие энергетики на малых реках существенно тормозится из-за возможных потерь рыбного хозяйства. Далеко не на всех малых реках могут быть построены бесплотинные ГЭС, не препятствующие ходу рыбы на нерест. Потери рыбного хозяйства могут быть значительно сокращены устройством специальных природоимитирующих рыбоходов [16]. Эти рыбоходы являются наиболее эффективно действующими рыбопропускными сооружениями, в которых условия максимально приближены к естественным — дно выложено естественными материалами, скорости течения приближены к речным, сам рыбоход повторяет изгибы реки и его вход определяется на основе поведения рыб в водном потоке. Т.е., рыбоход максимально приближен к особенностям естественного речного русла и близок по своим характеристикам к малой реке или ручью.

При строительстве МГЭС на Севере в районах распространения многолетнемерзлых пород необходимо помнить, что природные ландшафты Севера чрезвычайно уязвимы при различных видах хозяйственной дея-

тельности. Создание даже небольших гидроузлов может изменить условия теплообмена, температурный режим и физико-технические свойства мерзлых пород и привести к развитию термокарста, термоэрозии, изменению наледообразования и т.д. Это заставляет наиболее тщательно изучать последствия уже созданных в этих районах гидроузлов и разрабатывать рекомендации по максимальному ослаблению отрицательных последствий гидростроительства.

В горных и предгорных районах в настоящее время чрезвычайно актуально создание подземных МГЭС, более всего отвечающих условиям безопасности при стихийных или антропогенных (возможно преднамеренных) воздействиях.

**Закон о ВИЭ и международное сотрудничество.** Экономические механизмы стимулирования роста доли ВИЭ, в том числе МГЭС, во многом определяются существующим законодательством, стандартами и нормативами. При осуществлении мероприятий по развитию нетрадиционной энергетики Россия может использовать опыт стран Европейского Союза, рассчитывающих за счет использования ВИЭ сократить выбросы ПГ к 2010 году на 320 млн. т (96% обязательств по Киотскому протоколу). Это возможно благодаря применению региональных и общеевропейских законодательных актов, направленных на развитие ВИЭ, созданию специальных программ, привлечению инвестиций, популяризации самой идеи.

Стратегия ЕС в области развития возобновляемой энергетики до 2010 г. изложена в «Белой книге» — «Энергия для будущего. Возобновляемые источники энергии» [33]. В «Белой книге» изложен План действий ЕС по развитию ВИЭ, особенно тех из них, которые получают широкое распространение в будущем. Определены три ключевые цели энергетической политики — повышение конкурентоспособности, надежность электроснабжения, энергетическая безопасность и защита окружающей среды.

В марте 2006 г. Европейская Комиссия опубликовала «Зеленую книгу по энергетике», призванную привлечь внимание к острым проблемам этой отрасли — необходимости снижения энергопотребления на 20%, чтобы уменьшить расходы на энергоснабжение на 60 млрд. EURO. С этой целью предла-

гается широкий спектр мер политического и экономического характера, а также их обсуждение и принятие в конечном итоге конкретного плана действий и идентификация наиболее эффективных мер, в том числе увеличение в энергобалансе к определенному сроку заданной доли возобновляемых источников энергии.

Россия обладает передовыми технологиями в малой гидроэнергетике и производит высококачественное оборудование для МГЭС. При реализации региональных Программ МГЭС возможно использование европейского опыта, в том числе тоннельного бурения в твердых породах при создании деривационных ГЭС в горных районах.

В заключение необходимо отметить следующее:

1. На энергетический сектор экономики приходится наиболее значительная часть эмиссии CO<sub>2</sub>, поэтому энергетическая политика играет ключевую роль в выполнении обязательств Киотского протокола, в соответствии с которыми ратифицировавшие Киотский протокол страны должны снизить выбросы ПГ на 5 – 8%. Но Киотский протокол — это только первый этап сокращения эмиссии ПГ, в нем должны быть задействованы соответствующие долговременные цели, способствующие устойчивому развитию экономики.

2. Киотский протокол является по-существу отладочным механизмом перестройки экономики стран, ее переориентации на современные экологически оправданные энергоэффективные и энергосберегающие технологии.

3. Протокол призван модернизировать производство, активизировать меры по энергосбережению и снижению энергоемкости валового внутреннего продукта, превышающей в России европейские показатели в три раза. Киотский протокол не только обязывает выполнить мероприятия по энергосбережению, но и предусматривает эффективное стимулирование этого процесса.

Энергосбережения в свою очередь способствуют сокращению потребления ископаемого топлива и эмиссии ПГ, т.е. РФ может повысить энергетическую эффективность собственной экономики в рамках Киотского протокола и снизить неблагоприятное воздействие энергетики на окружающую среду.

4. Квоты на выбросы ПГ являются действенным механизмом экологизации произ-

водств и обязательным фактором развития не только энергетики, но и других отраслей хозяйства. Так, необходимость компенсации выбросов ПГ должна способствовать широкомасштабному восстановлению лесов, депонирующих  $\text{CO}_2$ , расширению лесопосадок на пустующих землях и осуществлению всего комплекса лесохозяйственных и противоэрозионных мероприятий. В свою очередь, реализация мер по увеличению поглощения ПГ лесами позволит не только выполнять национальные обязательства России по стабилизации концентрации этих газов, но и повысить роль лесного хозяйства в экономике страны.

5. Выполнение обязательств по Киотскому протоколу имеет юридический зафиксированный характер и представляет определенные сложности для России (строгие календарные сроки выполнения обязательств, установление размеров выбросов по международным стандартам, необходимость перехода от преимущественно административно-территориального принципа учета и управления природными, в том числе водными ресурсами, к бассейновому принципу и др.).

6. РАО «ЕЭС России» — первая из российских компаний провела по международным стандартам инвентаризацию выбросов ПГ во всех своих региональных подразделениях и учредила энергетический углеродный фонд. Результаты этой работы помогают ориентироваться в мероприятиях по повышению энергоэффективности и энергосбережению.

7. Большую роль в решении проблем ГПК и снижению выбросов ПГ играет диверсификация различных источников энергии, перестройка структуры энергетики в пользу тех

отраслей, которые не влияют на содержание  $\text{CO}_2$  в атмосфере. Это, среди других способов, использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии, имеющих исключительное значение в децентрализации энергоснабжения, во внедрении экологически чистых технологий и в создании условий для бесперебойной подачи энергии при природных, системных и техногенных авариях (в том числе при преднамеренных разрушениях энергосистем).

8. Большие ресурсы ВИЭ на территории РФ свидетельствуют о наличии в каждом федеральном округе как минимум 2 – 3 видов ВИЭ. Необходима разработка и издание кадастра ВИЭ России, каталогов отечественного и зарубежного оборудования, создание испытательно-демонстрационных центров и др.

9. Строительство и восстановление МГЭС — одно из наиболее перспективных направлений использования ВИЭ. Это не только электроснабжение децентрализованных районов, но и в областях централизованной подачи электроэнергии ее гарантированный минимум.

10. Рост малой гидроэнергетики связан с решением целого комплекса задач, в том числе сохранения энергетической безопасности страны. Это нашло отражение в предложенной автором концептуальной Схеме развития малой гидроэнергетики, блоки которой содержат мероприятия и рекомендации, необходимые при проектировании и строительстве МГЭС.

11. Разработка Федеральной программы нетрадиционной энергетики не исключает составление региональных программ, учитывающих социальные, экономические и экологические особенности отдельных территорий, для которых следует определить наиболее приемлемую структуру источников энергии.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Кокорин А.О., Грицевич И.Г., Сафонов Г.В. Изменение климата и Киотский протокол — реалии и практические возможности. М. 2004
2. Энергетика России. Проблемы и перспективы //Труды Научной сессии Российской академии наук. М.: Наука. 2006
3. Малик Л.К. Возможное влияние глобального потепления климата на водные ресурсы и объекты энергетики //Гидротехническое строительство. №5.
4. Фалеев М.И., Акимов В.А., Лесных В.В. Проблема глобального изменения климата и управление стратегическими рисками //Управление риском. Спец. выпуск. 2002
5. Данилов-Данильян В.И. Экологическое значение энергосбережения. Энергетика России. Проблемы и перспективы //Труды Научной сессии Российской академии наук. М.: Наука. 2004
6. Кромер Р. Европейская директива по водному хозяйству //Гидротехническое строительство. №12. 2004
7. Соловей Ю.В. Киото на пороге России: Основы системы правового регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации. М. 2003

8. Грицевич И.Г. Комплексный план действий по реализации Киотского протокола в России — намерения и реалии // На пути к устойчивому развитию России. №32. 2005
9. Грицевич И.Г., Колесов А.Ю. Национальная инвентаризация выбросов парниковых газов от энергетических процессов в России // На пути к устойчивому развитию России. №27. 2004
10. Мушукевич В.М., Коробова О.С. Практика РАО «ЕЭС России» в области инвентаризации эмиссии парниковых газов // На пути к устойчивому развитию России. №27. 2004
11. Исаев А.С., Коровин Г.Н., Сухих В.И. и др. Экологические проблемы поглощения углекислого газа посредством лесовосстановления и лесоразведения в России (Аналитический обзор). М. 1995
12. Фортов В.Е., Макаров А.А., Митрова Т.А. Глобальная энергетическая безопасность: проблемы и пути решения // Вестник РАН. Т. 77. № 2. 2007
13. Малик Л.К. Нетрадиционная энергетика в свете задач устойчивого развития общества. Проблемы экологии и безопасности // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций (Научно-инф. сб. РАН и МЧС). М.: ВИНТИ. №6. 2007
14. Малик Л.К. Проблемы и перспективы создания малых ГЭС на малых реках // Малая энергетика. М.: ОАО «НИИЭС» №1. 2004
15. Макаров А.А., Фортов В.Е. Тенденции развития мировой энергетики и энергетическая стратегия России // Вестник РАН. Т 74. №3. 2004
16. Гиргидов А.Д., Шилин М.Б. Эколого-гидравлические основы расчетов природоимитирующих рыбоходов // Гидротехническое строительство. № 6. 1989
17. Шпильрайн Э.Э. Возобновляемые источники энергии и их перспективы для России // Энергетика России. Проблемы и перспективы. Труды Научной сессии Российской академии наук. М.: Наука. 2006
18. Malik L.K. Kyoto protocol and perspectives of small hydropower development in Russia // Renewable Energy. October 2005

## ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТОВ МАЛЫХ И МИКРО-ГЭС

*Богаченко С.В., ОАО «НИИЭС»*

В последнее время в стране наблюдается подъем интереса к теме возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в особенности в области малой гидроэнергетики.

Энергия малых и микроГЭС экологически чиста, ущерб, наносимый окружающей природе, в частности, речным экосистемам, минимален из-за отсутствия в составе сооружений больших водохранилищ, требующих неизбежной подготовки ложа водохранилища, и зон затопления прилегающих территорий.

Помимо экологической составляющей тема малой и микрогидроэнергетики актуальна с точки зрения решения проблемы локального дефицита электроэнергии в труднодоступных и удаленных районах.

Представляемые ниже примеры проектов малых и микроГЭС разработаны специалистами центра проектных работ ОАО «НИИЭС».

**Проект 1: сеть из пяти микроГЭС по трассе магистрального водовода к населенным пунктам Майкопского района**

*МикроГЭС №1* расположена на площадке запасных и регулирующих емкостей № 4 у г. Майкопа. Для достижения мощности

100 кВт необходимый расход воды через агрегат должен составляет  $1,6 \text{ м}^3/\text{с}$  (максимальный расчетный расход по водоводу составляет  $1,8 \text{ м}^3/\text{с}$ ), т.е. практически весь расход пропускается через ГЭС. Для достижения требуемой мощности 100 кВт необходимый напор на ГЭС составит 10 м. Согласно положению проектной пьезометрической кривой данный напор (избыточный) может быть достигнут на расстоянии 300 м по трассе водовода от гасительно-успокоительных емкостей. Учитывая, что ГЭС должна работать и при минимальном расходе  $800 \text{ л/с}$ , целесообразно установить два агрегата мощностью 50 кВт каждый, при  $H=10 \text{ м}$ ,  $Q=800 \text{ л/с}$ .

Настоящий проект предусматривает сооружение микроГЭС на основе новой, разработанной фирмой «Техком спецмонтаж», технологии промышленного возведения малых ГЭС, которая базируется на применении модульных быстромонтируемых энергоблоков в контейнерном исполнении с однотипным, унифицированным, гидросиловым и энергетическим оборудованием отечественного изготовления, работающим в автоматическом режиме без обслуживающего персонала.

МикроГЭС состоит из:

запорной арматуры (задвижка, дисковый затвор) с электромеханическим приводом. Затвор устанавливается после (по движению потока) отвода на магистральном водоводе. На данный затвор накладываются функции регулирования расходов (создание перепада  $H = f(Q)$ ), поступающих на ГЭС. Отводящий трубопровод подключается к гасительно-успокоительной емкости ниже минимального уровня для поддержания напорного режима. Отметка нижнего бьефа (НБ) ГЭС будет соответствовать уровню свободной поверхности в емкости;

подводящего трубопровода с ремонтным затвором;

модульного энергоблока в контейнерном исполнении с унифицированным агрегатом, перед которым устанавливается вантуз;

блока балластной нагрузки с системой автоматического регулирования в контейнерном исполнении;

отводящего трубопровода с ремонтным затвором;

линии электропередач до потребителей.

На площадке ГЭС предусматривается выполнение земляных и строительных работ:

по устройству подводящего и отводящего трубопроводов;

по подготовке фундаментов и бетонных оснований под установку оборудования заводского изготовления;

строительству ЛЭП;

по благоустройству площадки ГЭС.

В целом, технология промышленного возведения малых ГЭС на основе быстромонтируемых модульных унифицированных энергоблоков позволяет обеспечить возведение малой ГЭС за один сезон в течение 4 ÷ 6 месяцев по сравнению со сроками строительства традиционных малых ГЭС, составляющими, как правило, не менее одного года за счёт:

существенного сокращения объёмов и сроков выполнения проектно-изыскательских работ, основная задача которых заключается в привязке конструкций заводского изготовления к створу и площадке строительства микроГЭС;

значительного уменьшения объёмов строительно-монтажных работ за счёт практического исключения из состава сооружений сложных бетонных конструкций и переноса изготовления металлических конструкций в заводские условия;

сокращения состава и упрощения монтажных работ до уровня сборки готовых заводских изделий.

Модульные технологические блоки ГЭС, при необходимости, могут быть демонтированы в объёме до 90 % и использованы на вторичном рынке.

*МикроГЭС №2* располагается на площадке головных сооружений на отм. 704,00 м на начальном участке магистрального водовода. На данном участке избыточный напор достигает величины 20 – 25 м. Однако использовать его не представляется возможным из-за возможности образования разрежения на наиболее высоких участках водовода (по данным проектной пьезометрической линии). Поэтому перепад, создаваемый затвором, принят 10 м, при этом, для создания мощности 50 кВт, необходимый расход составляет 800,0 л/с. Соответствие  $H$  и  $Q$  определяется диаметром водовода и гидравлическими потерями ГЭС с учетом гидравлического сопротивления проточного тракта ГЭС. Работа по определению геометрических параметров водовода, а также уточнение возможности использования большей величины избыточного напора будет производиться после уточнения положения пьезометрической линии по данным рабочего проектирования. Состав сооружений, а также их компоновка принята аналогичными с микроГЭС №1.

*МикроГЭС №3* устанавливается на 47 пикете районного магистрального водовода №10 у ст. Абадзехская. Для выработки электроэнергии предполагается использование всего расхода, проходящего по водоводу, — 90,5 л/с. При избыточном напоре на данном участке порядка 16 м, мощность ГЭС составит 10 кВт. Отводящий трубопровод выводится под уровень свободной поверхности воды в гасительно-успокоительной емкости. Состав сооружений и компоновка приняты аналогичными с микроГЭС №1.

*МикроГЭС №4* устанавливается на площадке водозабора №3 на отметке 1000,00 м. Избыточный напор на данном участке составляет 25 м. Для получения мощности 50 кВт, необходимый расход составит 300 л/с. Трубопровод стальной, диаметр — 600 мм. Общий расход по водоводу — 1,2 м<sup>3</sup>/с. Отводящий трубопровод выводится под уровень свободной поверхности воды в приемной камере. Состав сооружений и компоновка приняты аналогичными с микроГЭС №1.

МикроГЭС №5 устанавливается на площадке водозабора «Водопадистый» на отметке 1000,00 м. Принятый в первом приближении перепад давления на ГЭС определен 10 м, при расходе 620 л/с мощность ГЭС составит 40 кВт. Состав сооружений и компоновка приняты аналогичными с микроГЭС №1.

**Проект 2: Высоцкая ГЭС на р. Нара, г. Серпухов (рис. 1)**



**Рис.1.** Водосбросное сооружение. Вид с нижнего бьефа. X — место установки гидроагрегата после капитального ремонта

Строительство ГЭС предусматривается на существующей плотине на р. Нара, построенной для комбината «Красный текстильщик» г. Серпухова и расположенной в 2 км от впадения р. Нара в р. Оку. Рельеф местности в створе плотины слабохолмистый, склоны холмов пологие.

Характерной особенностью створа плотины является то, что р. Ока оказывает непосредственное влияние на уровненный режим р. Нара, вызывая в ней существенный подъем уровня в период половодья в створе плотины.

Показания гидрографа р. Оки у г. Серпухова и кривая связи расходов и уровней воды р. Оки у г. Серпухова свидетельствуют о том, что в период половодья в апреле – мае уровни воды в створе превышают отметку гребня плотины. Максимальный уровень за период наблюдения достигал отметки 120,5 м, что почти на 7,0 м выше гребня плотины.

В связи с этим эксплуатация малой Высоцкой ГЭС в период прохождения паводка в апреле и первой половине мая, как правило, будет невозможна из-за отсутствия перепада на плотине, и ГЭС сможет работать только в межень.

### **Выбор расчётных параметров ГЭС по расходу и напору**

#### *По напору*

Отметка уровня воды верхнего бьефа (водохранилища) при работе Высоцкой ГЭС в меженный период с минимальными расходами практически будет соответствовать отметке гребня водослива (или близка к ней), которая по данным замеров 2007 г. составила 113,75 м.

Отметки уровней воды р. Нары в нижнем бьефе плотины при минимальных меженных расходах составят около 108,7 м, незначительно повышаясь в периоды дождевых паводков.

По условиям компоновки энергоблока, расчётная отметка уровня воды в сливной проточной части энергоблока принята равной 109,00 м.

Расчётный статический напор энергоблока Высоцкой ГЭС составит 4,75 м.

С учётом потерь напора в напорном и сливном тракте расчётный (по мощности) напор гидротурбины энергоблока составит около  $H_{\text{расч}} = 4,25$  м.

#### *По расходу*

Расчётный расход гидротурбины принят соответствующим минимальному расходу 95% -ной обеспеченности равным 1,25 м<sup>3</sup>/с, что практически обеспечит работу ГЭС с рабочей расчётной мощностью постоянно (за исключением паводка в апреле – мае) и не приведёт к использованию емкости верхнего бьефа (водохранилища) в гидроаккумулирующем режиме, требующем серьёзного экологического обоснования.

#### **Энергетические показатели ГЭС**

В соответствии с расчётными параметрами ГЭС по напору и расходу, установленная мощность Высоцкой ГЭС составит около 40 кВт.

Среднегодовая выработка электроэнергии (с учётом простоев в период паводка) составит 280 ÷ 290 млн.кВт · ч.

Проект предусматривает возможность использования части водосброса для создания МГЭС. Под установку оборудования ГЭС отводится левая (по ходу потока) половина водосбросного сооружения. В связи с этим в конструкциях водосбросного сооружения предусматривается установка разделительного бычка, устройство пазов для ремонтного заграждения со стороны верхнего бьефа для водосбросного пролёта и установка соросдерживающей решетки и ремонтного плоского затвора для пролёта (рис. 2).

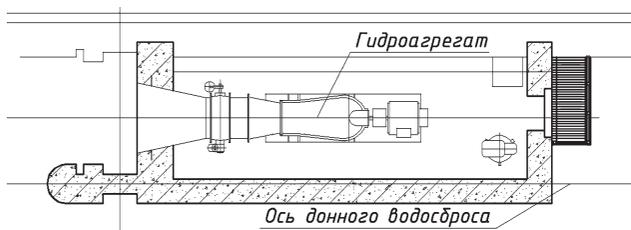


Рис. 2. Место расположения оборудования ГЭС

На ГЭС предусматривается установка унифицированного гидроагрегата типа ГАЭ 600, в состав которого входят:

- гидротурбина;
- генератор асинхронный;
- затвор дисковый;
- рама фундаментная.

Основные параметры модульного энергоблока:

- мощность установленная — 40 кВт;
- напор расчётный нетто — 4,25 м;
- расход турбины при расчётном напоре — 1,25 м<sup>3</sup>/с,
- частота вращения номинальная — 515 об/мин,
- напряжение генератора номинальное — 0,4 кВ.

**Работа ГЭС параллельно с энергосистемой**  
Схемы выдачи мощности и режимы рабо-

ты ГЭС должны обеспечивать электропотребление Высоцкого монастыря:

в апреле – мае (в паводок) — только от местной электросети;

в течение пяти месяцев (январь, февраль, март, ноябрь, декабрь), когда энергопотребление Высоцкой ГЭС будет превышать мощность ГЭС, — частично от местной электросети и частично от Высоцкой ГЭС;

в течение пяти летне-осенних месяцев (июнь, июль, август, сентябрь, октябрь) электропитание всех потребителей от Высоцкой ГЭС с выдачей избыточной мощности: а) — в сеть или б) — на балластную нагрузку.

Полностью автономная работа ГЭС, изолированно от сети, потребует разработки схемы, оснащённой системами автоматического управления и регулирования напряжения и частоты в распределительной сети Высоцкого монастыря.

Питание потребителей Высоцкого монастыря от ГЭС мощностью 40 кВт параллельно с сетью принципиально снимает проблему развития распределительной сети, существенно разгрузит питающие линии от ТП по активной мощности и практически полностью разгрузит по реактивной мощности.

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ КАДАСТР ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РОССИИ

*Ганага С.В., к. ф.-м. н., Кудряшов Ю.И., к. ф.-м. н., Николаев В.Г. к. ф.-м. н., НИЦ «АТМОГРАФ»*

В 2003 – 2007 гг. научно-информационным Центром «АТМОГРАФ» при поддержке Центрального аэрогидродинамического института ЦАГИ и ОАО РАО «ЕЭС России» была выполнена и подготовлена к изданию многолетняя работа «Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения».

Кадастр содержит систематизированный свод сведений о полученных эмпирическими и расчетными методами динамических и энергетических характеристиках ветра в приземном и пограничном слое атмосферы, его временной и пространственной структуре и изменчивости на территории РФ, об энергетической и экономической эффективности современных ВЭУ в различных по ветроклиматическим условиям регионах страны.

Полученные и приведенные в Кадастре данные о ветровых характеристиках и точность

их определения позволяют с известной и, во многих случаях, достаточной для практики точностью оценить ветроэнергетический потенциал (ВЭП) отдельных регионов и России в целом, а также энергетическую и экономическую эффективность и целесообразные масштабы практической утилизации ветровых ресурсов (ВЭР) в различных регионах РФ с помощью современных ветроэнергетических устройств и технологий.

Кадастр является необходимой составляющей научно-информационного обоснования роли и важности развития отечественной ветроэнергетики и широкомасштабного использования ветроэнергетических установок и станций в энергопроизводстве России.

Предназначен для широкого круга специалистов, занимающихся проектированием, определением условий функционирования и разработкой технико-экономического обосно-

вания ветроэнергетических установок и станций на территории Российской Федерации, а также для преподавателей и обучающихся в области возобновляемой энергетики.

Содержащиеся в Кадастре материалы могут оказаться полезными при разработках государственной, региональных и отраслевых стратегий и программ внедрения и использования ветроэнергетических технологий для выработки и сбережения энергии.

В Кадастре определены основные закономерности и особенности пространственного и временного распределения на территории России ветровых характеристик и ветроэнергетического потенциала (ВЭП): средних месячных и сезонных скоростей и направлений ветра, их суточных и годовых вариаций, функций распределения ветра по скорости и направлениям, высотных профилей скорости ветра, повторяемости ветроэнергетических штилей и буревых скоростей, а также энергетической и экономической эффективности ветроэнергетических установок (ВЭУ): мощности и выработки энергии за период и их суточные вариации, длительности штилевых и буревых простоя, себестоимости вырабатываемой ими энергии, окупаемости и пр.

Методика определения региональных и локальных характеристик ветра и ВЭП основана на статистическом и гидродинамическом моделировании с использованием данных ближайших метеостанций с учетом особенностей подстилающей поверхности и рельефа, а также технических, энергетических и экономических характеристик современных ВЭУ.

Информационную основу методики составляют данные многолетних (1950 – 1980 гг.) четырех- и восьмиразовых в сутки измерений характеристик ветра: скорости, направления и термодинамических параметров в пограничном слое атмосферы над территорией России, проведенных на государственной сети ( $\approx 2250$  метеорологических и 105 аэрологических станций), с длительностью наблюдений не менее 15 – 20 лет. Суммарная точность измерения, обработки и представления климатических (средних многолетних) среднемесячных данных для выбранного периода составляет по скорости ветра — 0,5 м/с и по направлению — 10 – 15°.

Выбранные данные официально рекомендованы Госкомгидрометом СССР и Росгид-

рометом РФ, имеют статус нормативных и прошли методическую и многолетнюю практическую апробацию в авиационно-космической, оборонной, строительной, транспортной, энергетической и других отраслях народного хозяйства и являются наиболее полными, информативными и надежными при решении актуальных практических задач, требующих учета ветровых и прочих климатических факторов.

Для определения энергетической и экономической эффективности ВЭУ в работе использованы необходимые сведения о технических, энергетических, стоимостных и эксплуатационных показателях современных ВЭУ разных классов мощности и разных производителей.

Массовая обработка данных и статистическое моделирование ВЭР и эффективности ВЭУ на территории России проведено с использованием специализированной компьютерной системы «ФЛЮГЕР», содержащей необходимые ветровые и термодинамические параметры атмосферы.

Принципиальная схема статистического моделирования ВЭП и эффективности ВЭУ в заданном пункте по методике Кадастра изображена на рис. 1.

Для реализации схемы вокруг каждой рассматриваемой аэрологической станции выбираются все соседние метеорологические и аэрологические станции, расположенные на круговых территориях с центром в месте расположения этой станции с зависящими от плотности расположения метеостанций радиусами  $R_{\text{МЕТЕО}} H \approx 100 - 200$  км и  $R_{\text{f(v)}} H \approx 400 - 500$  км для статистического моделирования средних скоростей на высоте  $H \approx 10 - 14$  м и функций распределения ветра соответственно, а также аэрологические станции на территории с радиусом  $R_{\text{АЭРО}} H \approx 400 - 700$  км для моделирования средних скоростей ветра на высоте 100 м.

На каждом из этапов в соответствии с принятым в работе подходом реализуются по возможности все или наиболее эффективные известные методы решения с определением погрешности каждого из них и затем, исходя из принципа минимизации суммарных погрешностей моделирования, выбираются наиболее точная комбинация методов или, в случае равноценной суммарной точности, несколько комбинаций, используемых далее по методу экспертных оценок.

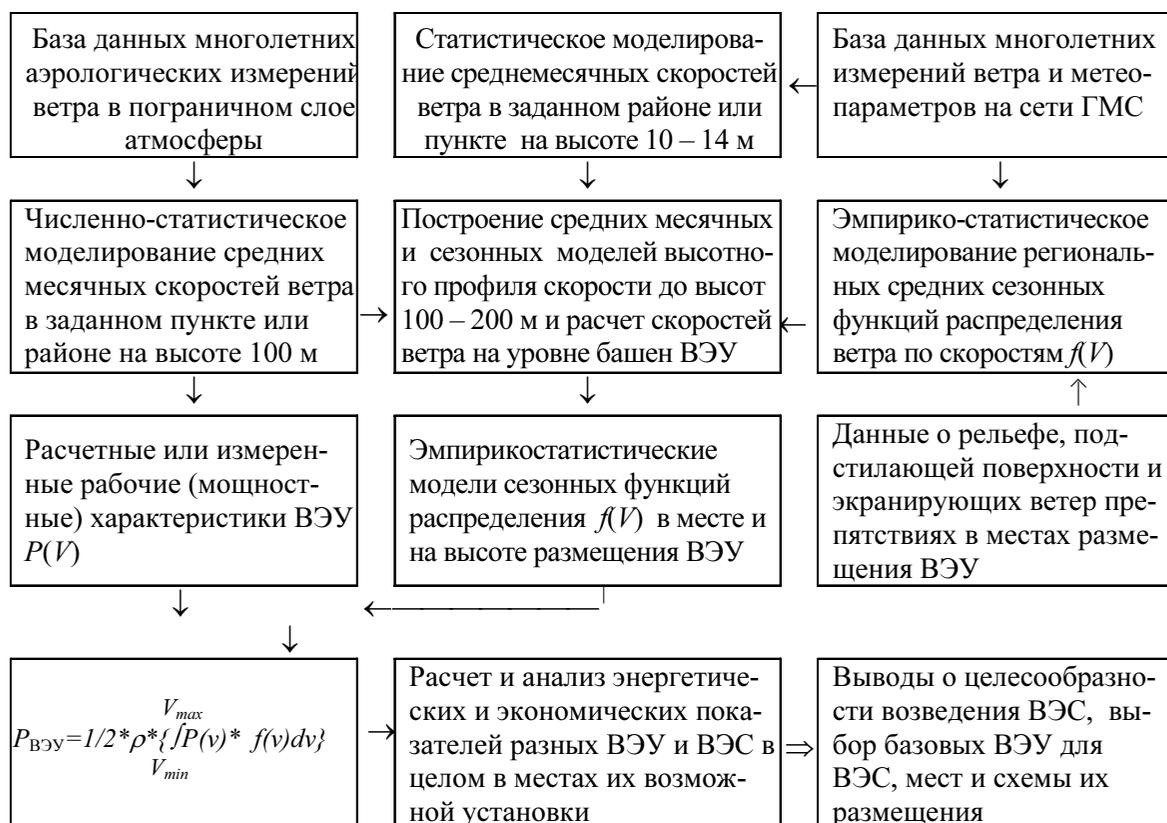


Рис. 1. Схема определения характеристик ВЭП и энергетической эффективности ВЭС в местах их предполагаемого использования

Суммарная точность методики Кадастра удовлетворяет в большинстве рассмотренных пунктов и регионов практическим запросам, в соответствии с которыми погрешность определения мощностей ВЭУ не должна превышать 20 – 25%.

В случае совпадения исследуемого на предмет установки в нем ВЭУ пункта с местом расположения аэрологической и метеорологической станции задача определения ветровых параметров упрощается, а точность определения ВЭП и мощности ВЭУ существенно возрастает.

Определение (вблизи метеорологических и аэрологических станций) или моделирование (в межстанционных пространствах) средних скоростей ветра в заданном пункте территории на высоте метеорологических (10 – 14 м) (рис.2) и аэрологических (100 м) измерений (рис. 3) осуществлялось по данным многолетних измерений ветра на ближайших станциях с учетом местных особенностей подстилающей поверхности и рельефа.

Наибольшая точность моделирования средних скоростей ветра в межстанционных

пространствах на высоте 10 – 14 м достигается, как показано в работе, при использовании процедуры «очистки» скоростей ветра от эффектов затенения (приведения данных ГМС к условиям гладкой равнинной местности) с использованием классификации закрытости метеостанций Милевского.

Высокая точность моделирования средних скоростей ветра в межстанционных пространствах на высоте 100 м (рис. 4) достигается при использовании модели линейной пространственной интерполяции данных соседних аэрологических станций с весовыми коэффициентами данных, обратно пропорциональными расстоянию между исследуемым пунктом и ближайшими станциями.

Определение средних за какой-либо временной период  $T$  (месяц, сезон, год) значений ветроэнергетического потенциала или удельной мощности ветра  $W$  (Вт/м<sup>2</sup>) и мощности ВЭУ  $P_{ВЭУ}^T$  (кВт) с заданной мощностью, или рабочей характеристикой  $P(V)$  основан на расчете интегралов:

$$W = S \cdot \rho \cdot \int_0^{V=\infty} V^3 \cdot f(V) dV$$

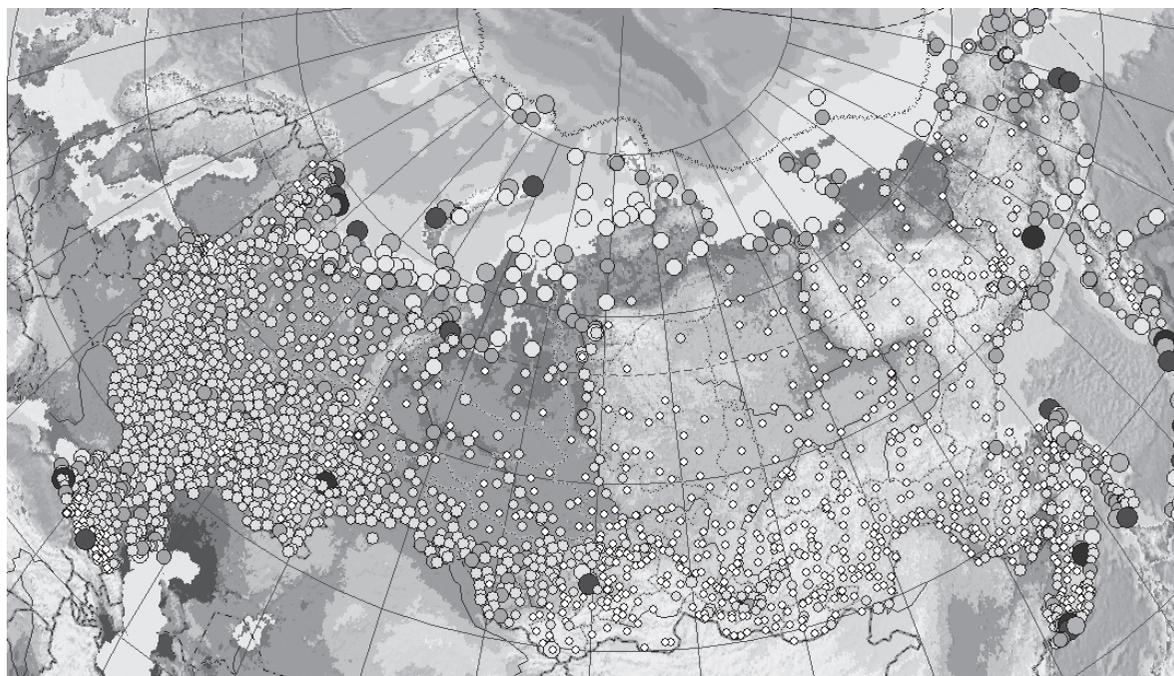


Рис. 2. Распределение среднегодовой скорости ветра по данным метеорологических наблюдений на высоте  $H \approx 10 - 14$  м

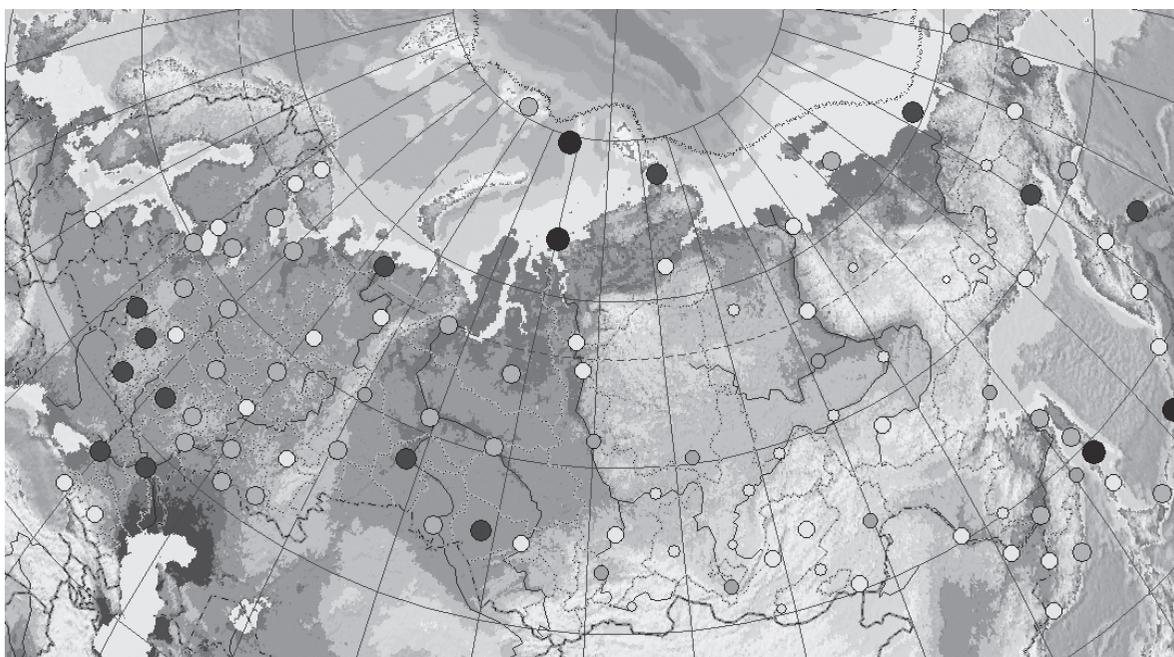
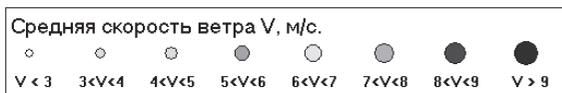
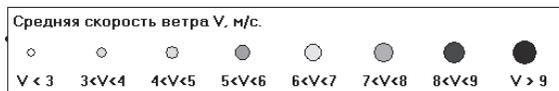


Рис. 3. Распределение среднегодовой скорости ветра по данным аэрологического зондирования пограничного слоя атмосферы на высоте 100 м



$$P_{ВЭУ}^T = S \cdot \rho \cdot \left\{ \int_{V_{\min}}^{V_{\max}} P(V) \cdot f(V) dV \right\},$$

где  $\rho$  — плотность воздуха ( $\text{кг/м}^3$ ),  $V$  — скорость ветра (м/с),  $f(V)$  — функция распределения ветра по скоростям.

При достоверном определении подынтегральных функций  $f(V)$  и  $P(V)$  данный способ определения ВЭП и мощности ВЭУ оказывается наиболее точным.

Для определения  $f(V)$  в том или ином регионе в работе использована методика, основанная на определении региональных и среднесезон-

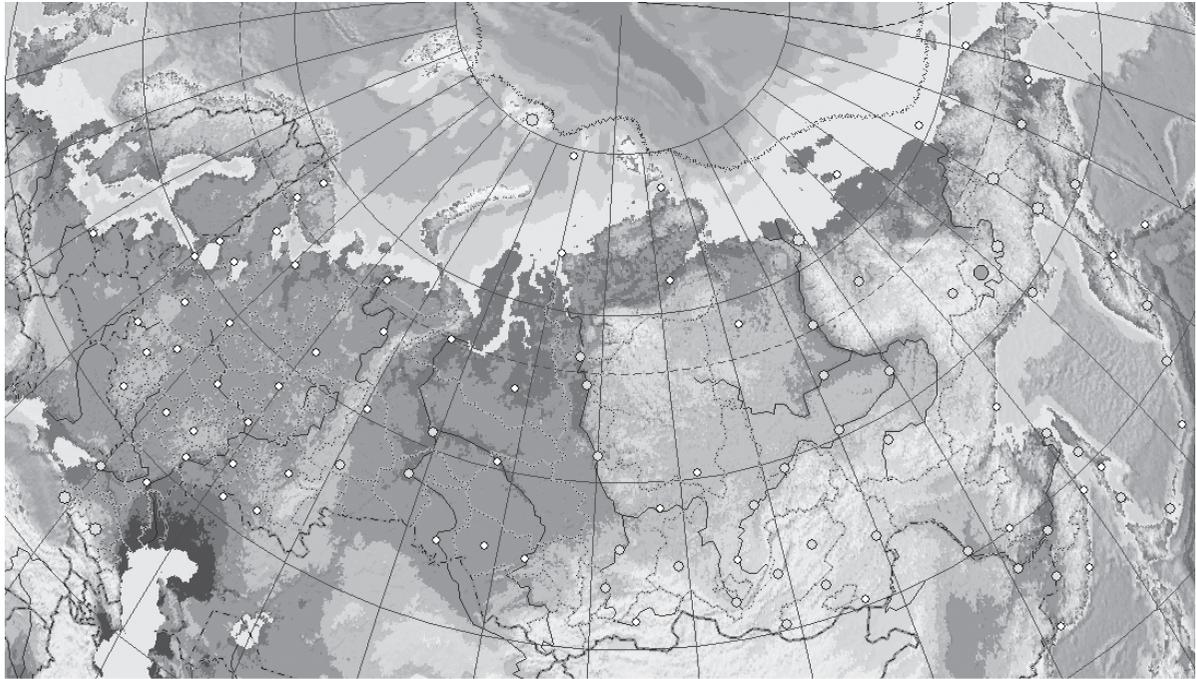


Рис. 4. Точность моделирования среднегодовой скорости ветра по данным аэрологических измерений на высоте 100 м



ных однопараметрических (зависящие только от средней скорости ветра) функций распределения ветра по скоростям (функций Гринцевича) на основе их статистического моделирования по данным о повторяемости ветров по градациям, полученным на всех метеостанциях рассматриваемого региона (рис. 5, 6).

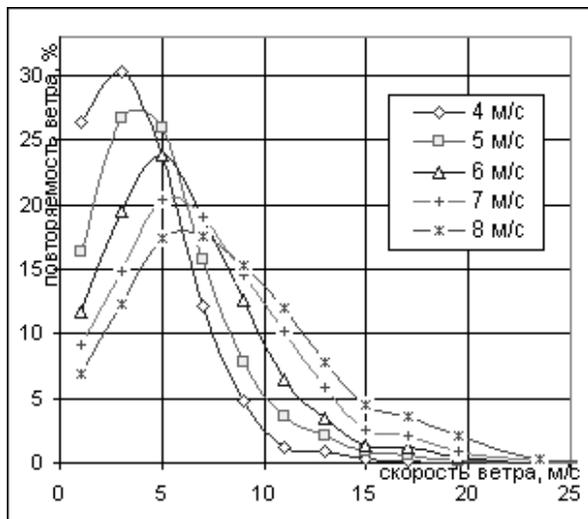


Рис. 5. Среднегодовые функции Гринцевича для разных значений средней скорости ветра для северных районах ЕТР

В силу установленного в работе достаточно однозначного в статистическом смысле соответствия для данного региона и сезона функции распределения  $f(v)$  и средней сезонной

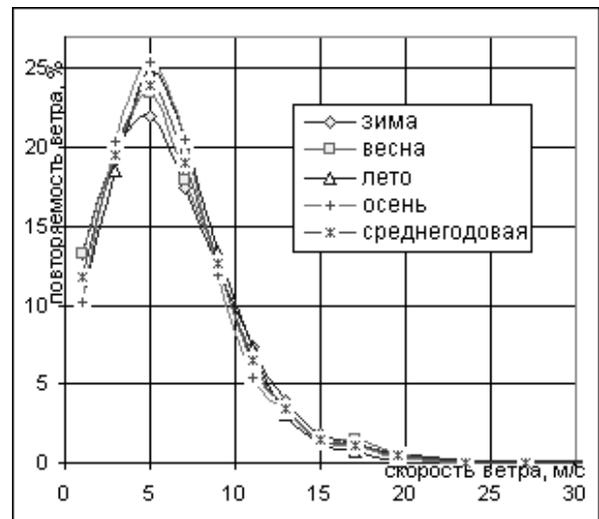


Рис. 6. Средние сезонные и годовая функции Гринцевича для средней скорости ветра  $V = 6.0$  м/с для северных районах ЕТР

скорости ветра в приземном 100-метровом слое атмосферы точность расчета характеристик ВЭП и ВЭУ определяется в соответствии с развитой методикой точностью определения средней сезонной скорости ветра на заданной высоте приземного слоя.

Высотные профили скорости в приземном 100-метровом слое (рис. 7) определялись наиболее точной из известных (как показано в ходе методических расчетов) двухпараметрической логарифмической моделью (рис. 8),

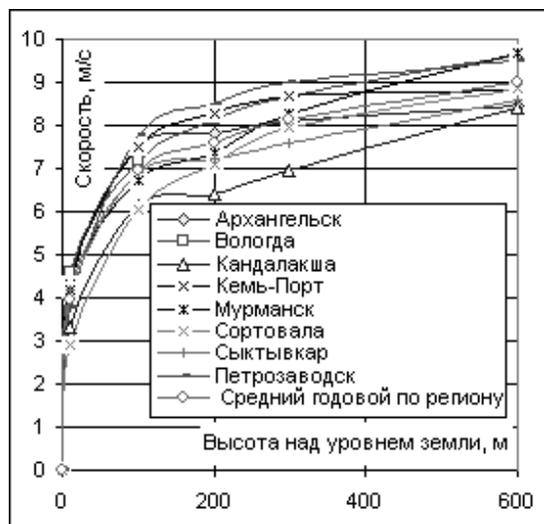


Рис. 7. Среднегодовые высотные профили скорости ветра для севера европейской территории России по данным измерений аэрологических станций региона

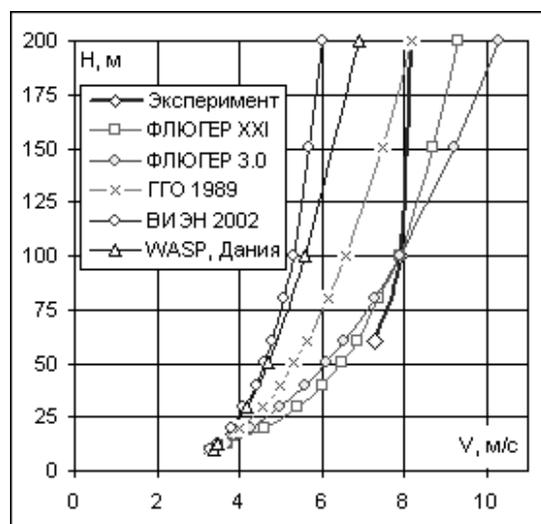


Рис. 8. Экспериментальные (по данным аэрологической станции) и модельные среднегодовые высотные профили скорости ветра в Архангельске

параметры которой находились по данным метеорологических наблюдений на высоте флюгера (10 – 14 м) и аэрологических измерений ветра на высоте 100 м.

Список известных ныне зарубежных и отечественных методик моделирования ветро-

вых параметров в приземном 100-метровом слое атмосферы приведен в табл. 1.

Развитие методик, как видно из табл. 1, идет в направлении увеличения точности за счет привлечения большего числа метеорологических станций и данных измерений на

Таблица 1

№	Методика, разработчик	Используемые метеоданные	Используемые аэроданные	Аппроксимация распределения $f(v)$	Аппроксимация высотного профиля
1	Универсальная модель	Соседней ГМС (2200 ГМС РФ)	Не используются	Любая из известных, соответств. данной скорости и высоте	$V(z) = V_{фл} \cdot (z / h_{фл})^m$ $m = 1/7$ для суши $m = 1/10$ для моря
2	WASP, RISO, Дания	Соседней ГМС + модель $Z_0$ (332 ГМС РФ)	Не используются	Функция Вейбулла по метеоданным с подъемом на высоту	$V(z) = V_0 \cdot \ln(z / z_0)$
3	NASA, NREL, США	Модель с разрешением 1 x 1 км	Не используются	Функция Рэлея по метеоданным	$V(z) = V_{фл} \cdot (z / h_{фл})^m$
4	ЦАГИ, 1960	Соседних ГМС-аналогов ( $\approx 500$ ГМС)	Не используются	Табулированные функции Колодина и Поморцева	$V(z) = V_{фл} \cdot (z / h_{фл})^m$
5	ГГО, 1989	Соседних ГМС ( $\approx 1100$ )	Не используются	Г-функция по метеоданным	$V(z) = V_{фл} \cdot (z / h_{фл})^m$
6	ФЛЮГЕР 3.0, ЦАГИ, 1994	Соседних станций класса 76 ( $\approx 1000$ ГМС РФ)	$V$ на уровне 100 м соседней станции	Табулированная функция Гринцевича	$V(z) = V_{фл} \cdot (z / h_{фл})^m$ $m = \ln(V_{100} / V_{фл}) / \ln(H_{100} / H_{фл})$
7	АО "ВИЭН", 2002	Соседних ГМС ( $\approx 1100$ )	Не используются	Подъем эмпирической повторяемости	$V(z) = V_{фл} \cdot (z / z_{фл})^m$
8	ФЛЮГЕР 2000, НИЦ "АТМОГРАФ"	Соседних ГМС класса 76 ( $\approx 1000$ ГМС РФ)	$V$ на уровне 100 м соседних ГМО с учетом удаленности	Табулированная региональная функция Гринцевича	$V(z) = V_0 \cdot \ln(z / h_{фл})$
9	ФЛЮГЕР XXI, 2003, НИЦ "АТМОГРАФ"	Средние статистические по району с очисткой ( $\approx 2200$ ГМС РФ)	$V$ на высотах 100, 200, 300 и 600 м всех ГМО региона	Табулированная региональная функция Гринцевича	С моделированием $V_{суша}(z) = V_c \cdot \ln(z / z_c)$ $V_{море}(z) = V_m \cdot \ln(z / z_m)$

них, а также использования данных аэрологического зондирования ветра в пограничном слое атмосферы.

При этом, как показано в работе, точность определения скоростей ветра на высотах расположения осей ветроколес современных ВЭУ (50 – 80 м) определяется в большей степени точностью моделирования скоростей на высоте 100 м и в меньшей степени точностью их моделирования на высоте 10 – 14 м.

Для проведения методических сравнений известных моделей по точности, известные авторам отечественные и зарубежные методики моделирования ветра и ВЭР (приведенные в табл. 1), включая методику Кадастра, были программно реализованы в одном компьютере.

В качестве критериев погрешности моделирования приняты отклонения смоделированных для рассматриваемого пункта среднего значения параметра  $Y_M$  от его значения, определенного по данным многолетних его измерений в  $N$  пространственных точках  $Y_i$  ( $i = 1, \dots, N$ ), принадлежащих этой области:

$$\Delta Y = N^{-1} \sum_{i=1}^N (Y_i - Y_M)$$

$$\sigma_Y = \sqrt{N^{-1} \sum_{i=1}^N (Y_i - Y_M)^2}$$

где  $N$  — число используемых при моделировании метеостанций, расположенных в окрестности исследуемого пункта или в районе.

Первый параметр  $\Delta_Y$  выявляет наличие систематической погрешности моделирования средних; второй —  $\sigma_Y$  дает среднеквадратическое отклонение (СКВО) результатов моделирования от данных эксперимента.

Поскольку распределение разностей ( $Y_i - Y_M$ ) относительно средних значений близко, как показали исследования, к нормальному (гауссовому) закону, полученные значения  $\sigma_Y$  используются для оценки погрешностей моделирования с уровнем достоверности 95% в соответствии с таблицами квантилей для нормального закона распределения.

Моделирование характеристик ветра, ВЭР и энергетических показателей ВЭУ, гипотетически размещенных в местах расположения аэрологических и метеорологических станций, проводился всеми рассмотренными методиками. Полученные расчетные данные каждой методики сравнивались с данными многолетних измерений ветра на метеостанциях (рис. 6), а при наличии эксплуатацион-

ных данных — с энергетическими показателями действующих ВЭУ (Калининградская область, Анадырь и др).

Характерные значения  $\Delta_{P_{ВЭУ}}$  мощности ВЭУ VESTAS V80 (2,0 МВт), определенной по методике Кадастра для выборочных регионов в диапазоне средних скоростей ветра  $V_{CP} H \approx 6 - 8$  м/с в качестве примера приведены в табл. 2.

Таблица 2

Характерные значения погрешности  $\Delta_X$  (в %) определения мощности ВЭУ VESTAS V80 (2 МВт) в различных регионах России

Регион	Зима	Весна	Лето	Осень	Год
Александровск-на-Сахалине	14,3	6,6	21,3	17,8	18,1
Анадырь	18,1	19,9	28,4	19,6	22,7
Архангельск	15,2	16,8	20,9	17,6	17,2
Барабинск	12,7	14,2	19,9	15,8	15,8
Москва	16,6	18,4	24,5	18,7	20,2

Характерные среднегодовые значения  $\Delta_{P_{ВЭУ}}$  составляют в данном случае  $H \approx 16 - 23\%$ .

Значения среднеквадратических отклонений реальных средних мощностей ВЭУ разного типа и класса мощности, определенных по экспериментальным гистограммам повторяемости всех соответствующих метеостанций севера европейской территории России (центр Архангельск), приведены в табл. 3.

Таблица 3

СКВО (в %) средних мощностей ВЭУ ( $\sigma_{P_{ВЭУ}}$ )

Скорость, м/с	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
VESTAS V29	14,5	13,5	12,0	7,9	3,7	2,2	2,5	3,1
ENERCON E30	14,9	14,6	13,0	8,6	4,0	2,2	2,4	3,1
VESTAS V44	17,3	16,6	14,5	9,1	4,2	2,3	2,5	3,1
ENERCON E44	16,1	15,8	13,9	9,1	4,1	2,3	2,3	3,2
VESTAS V80	16,0	15,1	13,2	8,6	4,0	2,2	2,5	3,1
ENERCON E70	16,3	17,2	15,3	10,1	4,8	2,4	2,4	3,2

В табл. 4 приведены модельные показатели и их погрешности по сравнению с реальными среднегодовых мощностей ВЭС в поселке Куликово Калининградской области, рассчитанные по известным моделям с учетом реального рельефа и подстилающей поверхности, технических характеристик базовых ВЭУ VESTAS V-27 и имевших место простои по техническим причинам.

Хорошие совпадения результатов расчета показателей ВЭУ по методике, развитой в стандарте с эксплуатационными энергетическими показателями действующих ВЭУ в поселке Куликово Калининградской области

Таблица 4

№	Методика, разработчи-ки	Среднего-довая мощность ВЭУ, кВт	Кoeffи-циент использова-ния номи-нальной мощности ВЭУ, %	Отклоне-ние ре-зультатов моделиро-вания от фактиче-ских
	Эксплуатаци-онные данные	≈ 40,9	≈ 18,2	
1.	WASP, RISO, Дания	26,8	13,8 (максимум)	- 24.2 % (минимум)
2.	ГГО, 1989 г.	35,8	15,9	- 12.6 %
3.	ФЛЮГЕР 3.0, ЦАГИ, 1993 г.	39,2	17,4	- 4.4 %
4.	АО «ВИЭН», 2002 г.	33,5	14,9	- 18.1 %
5.	ФЛЮГЕР XXI, 2003 г. НИЦ «АТМОГРАФ»	42,5	18,9	+ 3.9 %

(табл. 4), а также Анадыре, Воркуте и др. подтверждает ее высокую достоверность и эффективность в сравнении с остальными известными методиками.

Достаточную для практики точность определения ВЭП и энергетических показателей ВЭУ в данном месте или регионе в методике Кадастра удается достичь в результате статистического синтеза данных аэрологических и метеорологических измерений.

Использованная в Кадастре методика, как показал сравнительный анализ, является наиболее точной и достоверной из известных, в том числе наиболее авторитетных зарубежных, и позволяет определять среднегодовые и сезонные значения ВЭР и мощности ВЭУ с известными мощностными и техническими характеристиками (рис. 9) с погрешностью не выше 13 – 18% для равнинных территорий и не выше 24 – 28% для регионов со сложным рельефом.

Достигнутая в методике Кадастра достаточно высокая для практического использования точность определения ВЭП и энергетической эффективности ВЭУ позволяет рассматривать ее в качестве весьма перспективной нормативной методики при проведении предпроектных и проектных ветроэнергетических изысканий и подготовке технико-экономических обоснований и бизнес-планов ветроэнергетических проектов.

Для детализации качественных и количественных особенностей ВЭР в различных климатических зонах России в Кадастре с помощью развитой методики определены и проанализированы количественные характеристики ВЭР в приземном 100-метровом слое атмосферы в 14 регионах, представляющих практически все ветроклиматические зоны России и покрывающие около 70 % территории России.

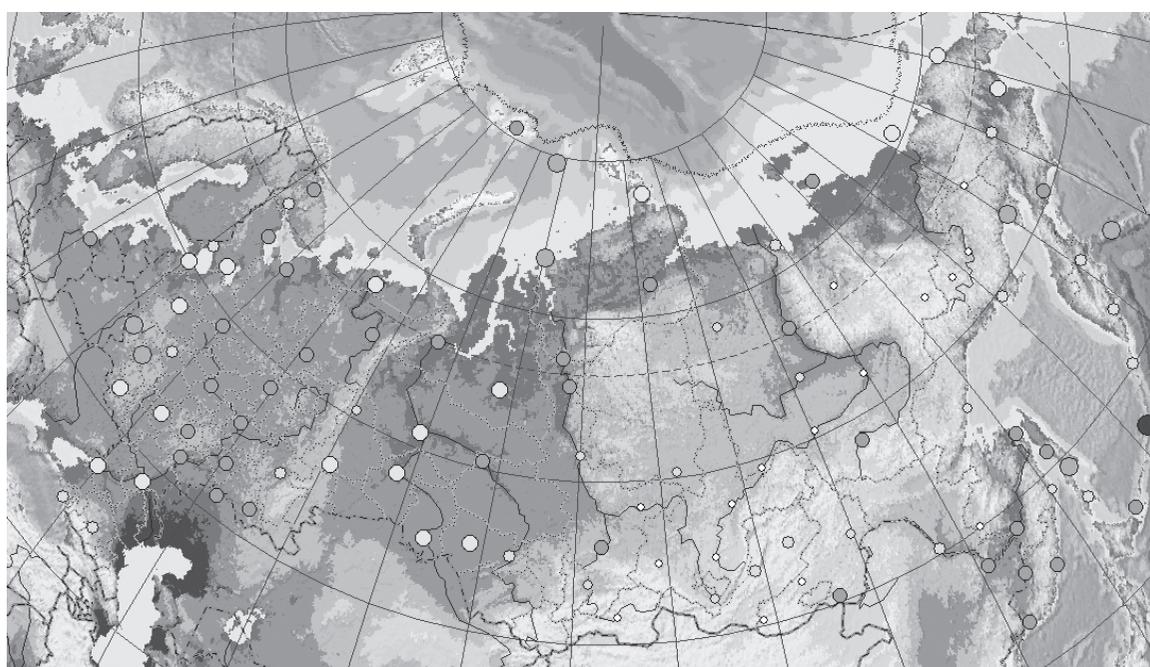


Рис. 9. Распределение среднегодовых коэффициентов использования установленной мощности ВЭУ VESTAS V80 с высотой башни 100 м



Север, центр и юг ЕТР представлены областями (с радиусами до 550 км) с центрами соответственно в Архангельске, Москве и Волгограде, Южный Урал представлен Оренбургом, север, Центр и юг Западной Сибири соответственно Диксоном, Тарко-Сале и Барабинском, север и юг центральной Сибири — Оленеком и Усть-Баргузином, север и центр Восточной Сибири — Тикси и Сусуманом, север, центр и юг Дальнего Востока представлены Анадырем, Петропавловском-Камчатским и Александровском-на-Сахалине. Выбор метеоцентров п. Тикси и о-ва Диксон имел целью определение ветровых условий на Северном морском пути.

Выбор размеров областей и их центров осуществлен с учетом их репрезентативности для климатических регионов, статистической обеспеченности метеорологическими и аэрологическими данными, а также крупномасштабных особенностей рельефа (горы, равнины), климатообразующих факторов (удаленность от морей, влияние устойчивых барических систем) и подстилающей поверхности (леса, степи, снежный покров, пр.).

Таблицы с расчетными данными и карты пространственной и временной изменчивости количественных характеристик сезонных и среднегодовых ВЭП (рис.10) в приземном 100-метровом слое для исследованных 14 регионов России представлены в Приложениях.

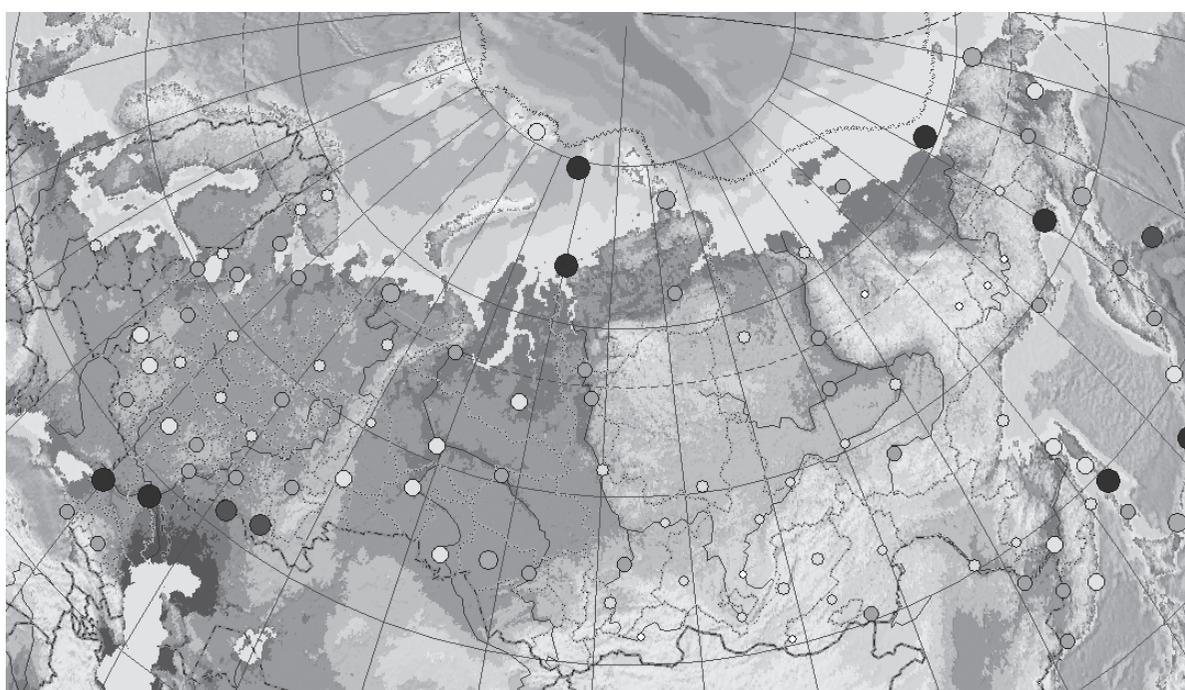


Рис. 10. Распределение удельной мощности ветра ( $Wt/m^2$ ) на высоте 100 м



Для выбранных 14 регионов России определены средние сезонные значения мощности ВЭУ (рис. 11, 12) (для сравнения рассмотрены наиболее эффективные ВЭУ мегаваттного класса мощности VESTAS V-80 2 МВт датского производства и ENERCON E-70 2 МВт немецкого производства). Даны оценки погрешностей и достоверности полученных региональных характеристик ВЭР и мощности ВЭУ.

По расчетным данным с использованием развитой авторами методики и компьютерных ГИС-технологий в работе построены карты пространственных (географических и вы-

сотных) и сезонных распределений на территории России на высотах метеорологических измерений (10 – 14 м), 50 и 100 м следующих ветроэнергетических характеристик: средних скоростей и направлений ветра, его удельных импульсов и удельных мощностей, вероятности ветроэнергетических штилей, коэффициентов использования номинальной мощности типовых серийных ВЭУ в 105 репрезентативных пунктах, достаточно подробно представляющих всю территорию России, а также карты погрешностей определения ветроэнергетических характеристик.

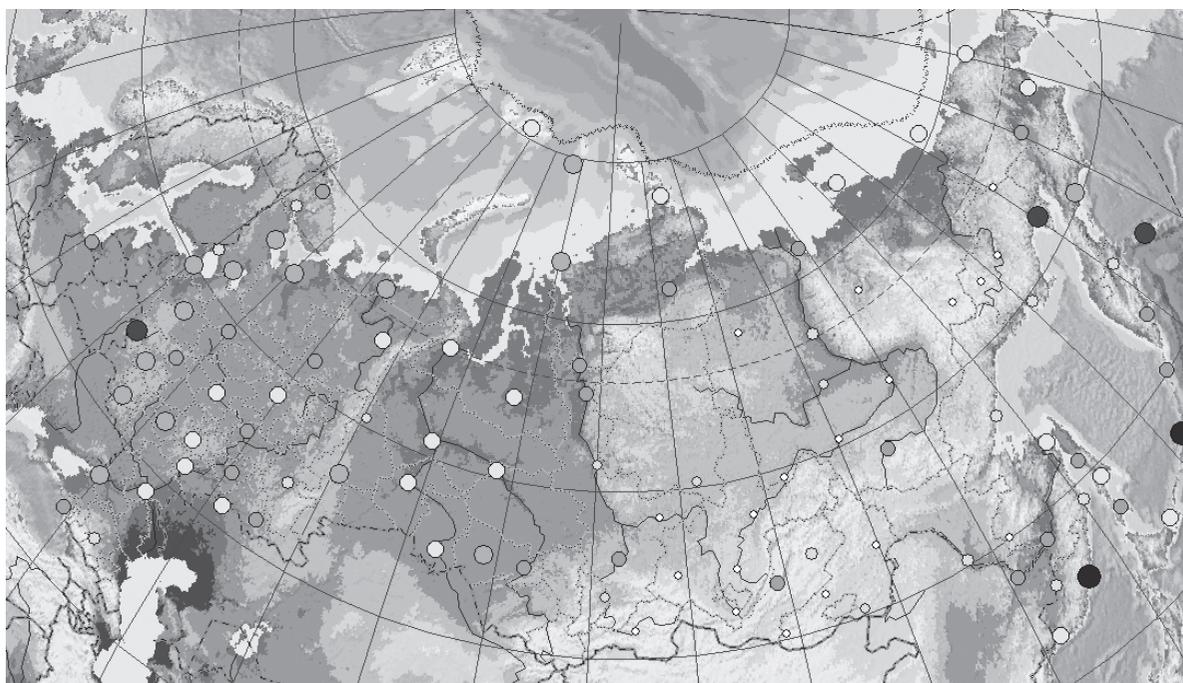


Рис. 11. Распределение коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS V80 с высотой башни 100 м в зимний период

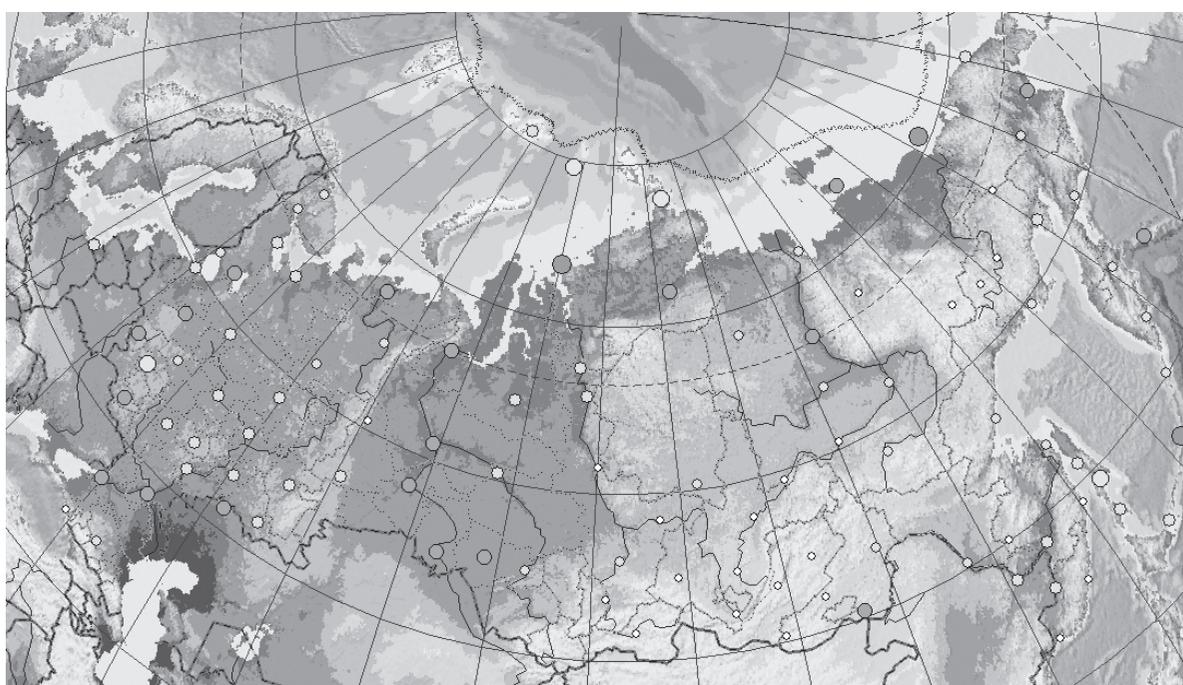


Рис. 12. Распределение коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS V80 с высотой башни 100 м в летний период



Методы картографирования ветровых ресурсов Кадастра основаны на точечно-локальном их представлении в местах расположения аэрологических станций с цветным разрешением ветровых характеристик (с использованием 10 цветовых градаций) на цветном географическом фоне. Выбор точечного пред-

ставления данных при их картографировании оправдывается не только увеличением информативности таких карт, но и большим их соответствием методикам определения ВЭР, дающим достаточно достоверные данные в основном в местах расположения метеостанций и их небольших окрестностях.

Система картографирования, использованная в Стандарте, базируется в основном на картах областей России с масштабом М 1 : 100 000.

Выбранные масштабы с учетом точности определения и указания в справочниках координат метеорологических и аэрологических станций (сотые доли географического градуса или для характерных для России широт ~ 1 км) обеспечивают пространственное разрешение особенностей рельефа и подстилающей поверхности с характерным масштабом не менее 1 – 2 км.

В сочетании с метеорологическими и аэрологическими данными используемая картографическая информация позволяет весьма точно оценивать осредненные по площади с характерными размерами ~ 1 – 2 км климатические характеристики ветра с точностью определяемых средних се-

зонных скоростей ветра в пределах 0,4 – 0,5 м/с (8 – 10% от среднегодовой скорости) для равнинных и  $\delta \approx 1,0 – 1,5$  м/с для горных территорий.

Анализ основных особенностей и закономерностей географического и высотного распределения и временной (суточной, сезонной, годовой, многолетней) изменчивости ВЭР и детальные оценки ветроэнергетических характеристик в отдельных регионах России позволили получить новые и уточнить известные (с учетом энергетической и экономической эффективности современных ВЭУ) данные о ВЭР, техническом и экономическом потенциале в отдельных регионах и в России в целом. Определены перспективные районы использования ВЭУ и ВЭС, а также получены оценки экономического эффекта от их применения (рис. 13).

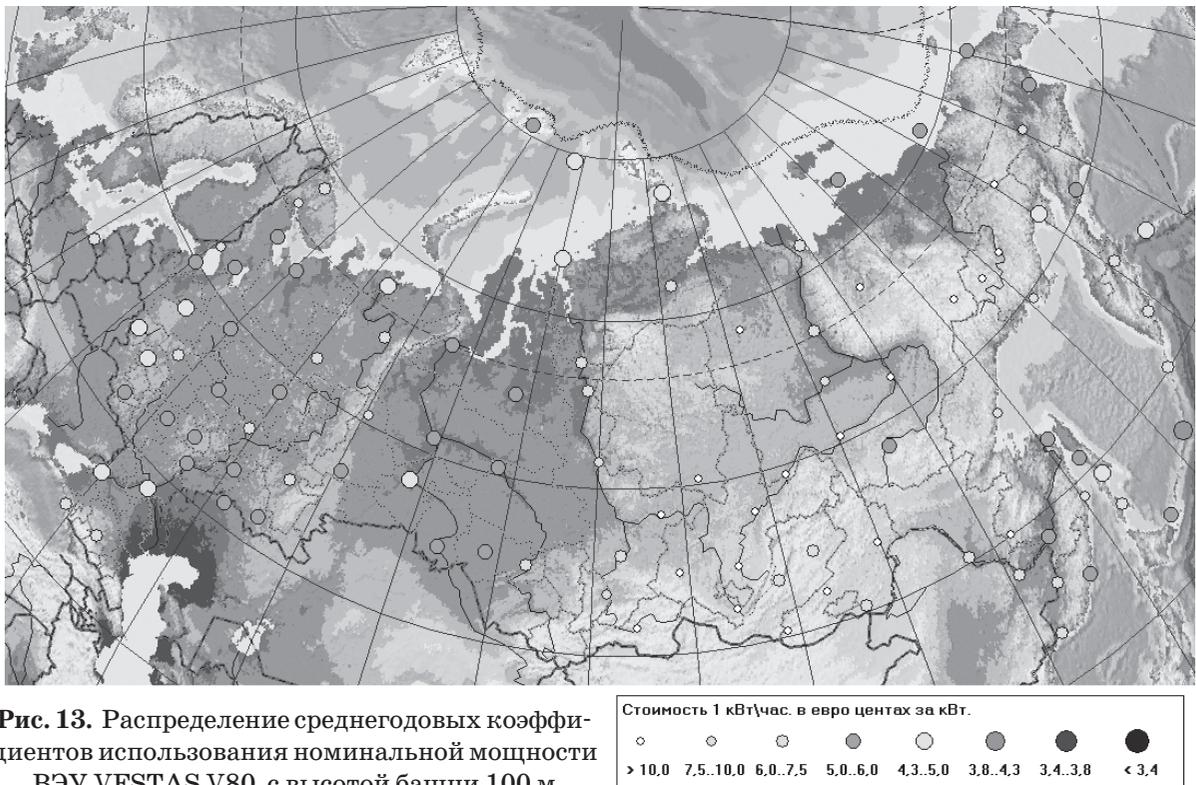


Рис. 13. Распределение среднегодовых коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS V80 с высотой башни 100 м

Наиболее перспективными для применения ВЭУ, как следует из анализа карт и полученных расчетных результатов, являются прибрежные северные районы европейской территории России (Мурманская и Архангельская области) и юго-западных областей ЕТР, Крайнего Севера и Дальнего Востока, а также степные территории юга Урала и Западной Сибири.

В Кадастре получены и проанализированы оценки технического и экономического ветроэнергетических потенциалов России в целом, а также для федеральных округов и субъектов РФ.

Данные о техническом и экономическом ветроэнергетических потенциалах России в целом и федеральных округов РФ, полученные с учетом расчетных значений коэффи-

Таблица 5  
Технический и экономический потенциал ВЭУ  
по федеральным округам РФ

№	Федеральный округ	Технический потенциал, млрд.кВт·ч/г	Экономический потенциал, млрд.кВт·ч/г
1	Центральный	735	3,67
2	Северо-западный	1785	8,93
3	Южный	705	3,53
4	Приволжский	1092	5,46
5	Уральский	1971	9,86
6	Сибирский	3442	17,21
7	Дальневосточный	4611	23,06
	<b>Итого</b>	<b>14 342</b>	<b>71,70</b>

циентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS V80 для рассмотренных территорий, приведены в табл. 5.

По нашим данным технический ветроэнергетический потенциал России почти в 15 раз превышает сегодняшнюю годовую выработку всех электростанций страны (около 980 ТВт·ч /г).

Допустимая по технико-энергетическим нормативам суммарная выработка установленных в России ВЭУ может составить около 200 ТВт·ч /г, что примерно в 60 раз меньше полученной оценки технического потенциала ВЭУ. Для размещения ВЭС, обеспечивающих указанную выработку, требуются суммарные площади менее 0,7% территории России (с учетом наличия регионов, где средние годовые значения коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ превышают 30 % и более).

Богатейшие в мире сухопутные запасы ветроэнергетических ресурсов при наличии больших территориальных возможностей для выбора оптимальных для ВЭУ мест их размещения позволяют рассматривать ветроэнергетику как одну из наиболее экономичных, эффективных и перспективных отраслей энергетики России не только в отдаленной перспективе, но уже в настоящее время.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. М.: «Атмограф». 2008
2. Ganaga S.V., Grintsevich Y.A., Nikolaev V.G., Ponomarenko L.V. . Data Base «Fluger» and Numerical Method for the Wind Resources Determination on Russian Territory. Reports of European Community Wind Energy Conference. Madrid. 2003

### ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ООО «ГРЦ-ВЕРТИКАЛЬ»

*Соломин Е.В., генеральный директор ООО «ГРЦ-Вертикаль» (г. Миасс, Челябинской области)*

В 1991 году инициативная группа ученых-ракетчиков приступила к разработке ветроэнергетических установок (ВЭУ) на базе ФГУП «Государственный Ракетный Центр» (КБ им. академика В.П.Макеева), который находится в городе Миассе Челябинской области. В 1993 г. был произведен первый образец ротора ВЭУ-100 с горизонтальной осью вращения традиционной конструкции. Однако по причине отсутствия финансирования работы по доведению образца до действующей модели были приостановлены. Тем не менее, ученые на протяжении 90-х годов продолжали исследовательскую и конструкторскую работу, и к 2000 г. коллектив энтузиастов-единомышленников пришел к выводу о комплексном преимуществе ветроустановок с вертикальной осью вращения перед горизонтально-осевыми.

За это время были исследованы различные конструкции ВЭУ, в том числе конструкции Савониуса (рис. 1), Дарье, Магнуса и т.д. Однако ни одна из конструкций, известных ученым, не удовлетворяла в полной мере конструкторов, прочнистов, аэродинамиков и других специалистов с точки зрения эффективности, быстроходности, надежности, отсутствия вибраций, шума и т.д.

Задача конструкторов заключалась в создании малообслуживаемой высокоэффективной ветроэнергоустановки малой мощности персонального потребления. Такая задача была продиктована непрекращающимися запросами потребителей. На основании поступающих запросов и анализа потенциального рынка потребления в России и за рубежом была определена наиболее востребованная



Рис. 1. Первая вертикально-осевая установка ООО «ГРЦ Вертикаль». Ротор Савониуса

мощность ВЭУ – 3 кВт. Забегая вперед, необходимо отметить, что ВЭУ-5 (5 кВт) по популярности запросов в 2008 г. начинает опережать ВЭУ-3. Это говорит о росте энергопотребления как в России, так и во всем мире.

В 2002 г. группа ученых объединилась в ООО «ГРЦ-Вертикаль» для подготовки предложения о финансировании разработок в области ветроэнергетики в Национальную Лабораторию Лоуренс Беркли (США), и в 2004 г. выиграла грант Департамента Энергетики США.

При финансировании работ Национальной Лабораторией Беркли под патронажем Департамента Энергетики США, Международных фондов (МНТЦ, АФГИР), Правительства РФ и Российского Ракетно-Космического Агентства конструкторские работы после глубоких исследований и испытаний были воплощены в действующие образцы ветроэнергетических установок мощностью 1 и 3 кВт различных конструкций.

Математические модели лопастей были оптимизированы, однако выводы ученых в плане эффективной хорды лопасти были неоднозначны. С целью проверки эффективности было произведено 57 лопастей различных форм, которые были поэтапно испытаны в гидродинамической трубе КБ им. академика В.П.Макеева, водном бассейне Новосибирского отделения академии наук водного транспорта и аэродинамической трубе Казанского Государственного Университета, в результате чего были определены 5 наиболее оптимальных форм лопастей, получивших одобрение экспертов Лаборатории Беркли, специалистов по аэродинамике и прочности.

В 2004 г. было изготовлено 5 образцов ВЭУ-1, 1 образец ВЭУ-3 шестилопастной и 1 образец ВЭУ-3 четырехлопастной. Все лопасти ветроустановок имели разную форму. В результате полевых испытаний была определена одна оптимальная форма лопасти. При этом максимум внимания был уделен конструкции роторов, лучшим представителем семейства которых явился двухъярусный ротор с шестью лопастями. При ближайшем рассмотрении данная конструкция получается из геликоидной турбины Горлова, являющейся одной из самых эффективных турбин, путем вертикального спрямления лопастей, что приводит к «отехнологичиванию» конструкции или, иными словами, упрощает технологический процесс изготовления лопастей, т.к. прямая лопасть может быть произведена методами экструзии, пултрузии и т.п., что приводит к ее серьезному удешевлению (рис. 2).



а)



б)

Рис 2. Геликоидная турбина Горлова (а) и ротор ГРЦ-Вертикаль (б)

**О разнообразии ветроэнергетических установок**

Вопросу преимуществ тех или иных ветроустановок посвящено множество литературы. При этом каждый производитель или разработчик ветроустановки стремится показать преимущества именно своей конструкции, что вполне естественно. Однако в ряде случаев описанные качества не компенсируют недостатки разрабатываемых турбин и агрегатов. Например, бесспорно, что ротор Савониуса стартует при малых скоростях (до 2 м/с), но аэродинамический КПД составляет всего 17 – 18%. Традиционные горизонтально-осевые «пропеллеры» имеют высокий КПД (теоретический 59,3%, на практике — до 45%), однако выдают его только при направлении ветра, строго параллельном оси вращения, что в реалии невозможно. В результате «рыскания» по ветру пропеллер теряет до половины КПД, реально производя 20 – 25% (рис. 3).

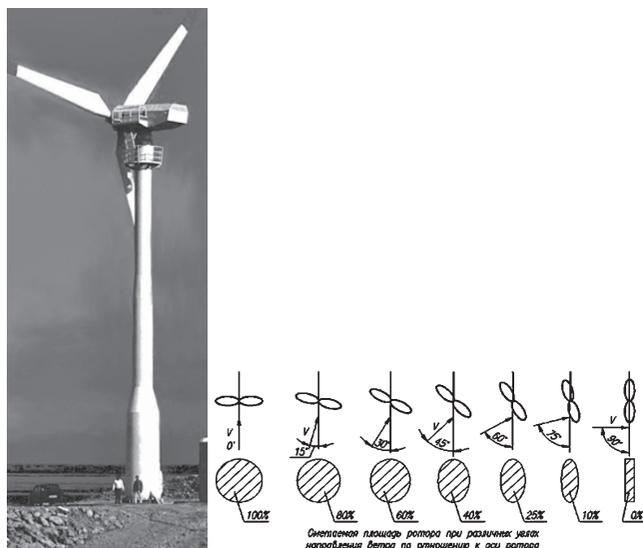


Рис 3. Горизонтально-осевая ветроустановка («пропеллер»)

Из диаграммы видно, что ометаемая площадь, составляющая основу для расчета выходной аэродинамической мощности ветроэнергетической установки и равная площади, охватываемой лопастями установки, существенно меньше принимаемой для расчета. Отношение скорости ветра к линейной скорости края лопасти составляет 1:5.

Считается, что момент трогания горизонтально-осевых пропеллерных ВЭУ не равен 0, поэтому для их запуска не требуются вне-

шние источники энергии. Однако на практике ветроколесо этого типа самозапускается только в том случае, если оно с той или иной точностью направлено на ветер. При боковом же ветре мощное ветроколесо может и не самозапуститься, и необходим внешний источник энергии для разворота гондолы с ветроколесом на ветер.

Установки с вертикальной осью вращения лишены этой проблемы, однако также имеют как преимущества, так и недостатки. Долгое время считалось, что отношение скорости ветра к линейной скорости лопасти 1 : 1 (т.е. скорость лопасти равна скорости ветра). Это утверждение, верное для ветророторов типа Савониуса, не верно для роторов типа Дарье, где отношение скорости ветра к линейной скорости края лопасти 1 : 6 (рис. 4).



Рис 4. Вертикально-осевая установка ГРЦ-Вертикаль

Долгое время считалось, что момент трогания вертикально-осевых ВЭУ равен 0, т. е. считалось, что они не самозапускаются. Однако ученые ГРЦ-Вертикаль разработали ветроротор на основе *H*-Дарье, который самозапускается при скорости ветра 3,5 – 4 м/с в зависимости от мощности (массы) ветротурбины. Момент трогания этих ветроустановок гораздо больше 0, а для самораскрутки достаточно лишь небольшого порыва ветра. Роторы Дарье могут развивать КПД на практике до 38%, т.к. он в целом не зависит от направления ветра. И это не предел.

Таким образом, современные вертикально-осевые установки при определенной доработке могут явиться намного более эффективными, чем традиционные горизонтально-осевые. Кроме того, они не генерируют паразитные низкочастотные колебания и инфразвук благодаря своей конструкции. Тем не менее, этот тип установок на сегодняшний день не исследован в нужной мере и поэтому выводы об их преимуществе делать безусловно рано.

Споры ученых о преимуществах той или иной конструкции продолжаются, и потребителю остается только смириться с разнообразием выпускаемых ветроустановок, как человечество смирилось с великим множеством выпускаемых типов и моделей автомобилей...

#### **Особенности ветроустановок ГРЦ-Вертикаль**

Оригинальная форма ротора в совокупности с оптимальным профилем лопастей дала возможность самораскрутить ротор, поднять реальный КПД до 38% и более при любом направлении ветра, а также добиться плавной работы ротора. По прогнозам разработчиков КПД данной установки в будущем может достигнуть 45% за счет дальнейшей оптимизации.

На форму лопасти, конструкции ротора и другие изобретения получен ряд патентов в России и США. В стадии подготовки находятся заявки на национальные патенты в ряде стран.

Одним из основных достоинств ротора считается то, что данная конструкция «ловит» порывы ветра, т.е. при замерах анемометра скорость ветра может составить 3 м/с, а ротор ВЭУ будет крутиться так, как будто бы скорость ветра 6 м/с.

К уникальным разработкам ученых ГРЦ-Вертикаль можно отнести принципиально новую конструкцию генератора с комбинированным возбуждением, где стабилизация напряжения на клеммах генератора при изменении нагрузки и частоты вращения осуществляется с помощью изменения потока возбуждения генератора (рис. 5).

Дискуссии об ограничении скорости вращения ротора наконец окончены. До изобретения аэродинамического тормоза (рис. 6) разработчики сталкивались с проблемой перенапряжения генератора. Трудность расчета состояла в том, что на малых ветрах гене-

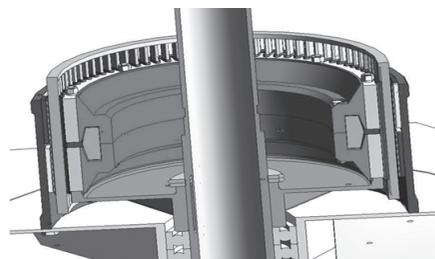


Рис 5. Генератор с комбинированным возбуждением

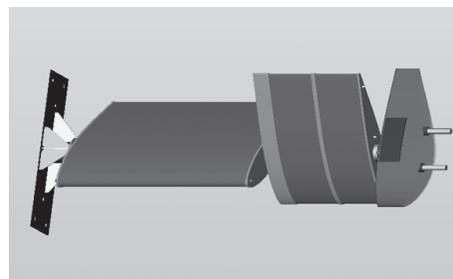


Рис 6. Аэродинамические тормоза

ротор должен выдавать определенную вольт-амперную характеристику, на номинальных оборотах соответственно заявляемый номинал, а при возрастании скорости ветра необходимо было различными способами ограничивать выходную мощность, т.к. при сильном ветре возрастает скорость вращения, и генератор может сгореть. Другой способ — увеличение мощности генератора, но тогда на малых ветрах он не будет выдавать нужной мощности.

В установке ГРЦ-Вертикаль скорость вращения ротора ВЭУ по достижении 180 оборотов в секунду при дальнейшем усилении ветра стабилизируется за счет аэродинамических тормозов, сконструированных на основе центробежной системы. Благодаря этому ВЭУ не идет «вразнос», а генератор можно проектировать для номинала или максимальной ограниченной скорости вращения ротора. Данные разработки также защищены патентами на изобретения.

Для работы в холодных условиях, например, в районах Крайнего Севера лопасти ВЭУ комплектуются специальной углепластиковой пленкой, предотвращающей обледенение поверхности лопастей.

Ступица содержит специально сконструированную систему подшипников, позволяющую предельно уменьшить потери от момента сопротивления.

О РАЗВИТИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

*Лычагин А.А., Ковровский механический завод,  
Стребков Д.С., д.т.н., ГНУ ВИСЭХ*

Россия располагает колоссальными ресурсами возобновляемых источников энергии (ВИЭ), их суммарный экономический потенциал, т. е. экономически целесообразный объём годовой выработки при соблюдении экологических норм, составляет 270 млн. т условного топлива (т у.т.) или более 30% общего потребления топливно-энергетических ресурсов России (916 млн. т у.т.).

Или, иначе говоря, ВИЭ России могут заместить 270 млн. т у.т., что при существующей цене 10 тыс. руб. за одну т у.т. составляет астрономическую сумму — 2700 млн. руб. в год.

Такова цена вопроса и такова экономическая перспектива решения социальных, экономических, энергетических, экологических

и международных актуальных проблем России за счет производства и использования своих ВИЭ.

Для этого Россия имеет квалифицированные кадры, современные научные и инженерные разработки, высокий промышленный потенциал, широкие технологические возможности и многолетний опыт производства и использования ВИЭ.

Ковровский механический завод более 15 лет работает в одном из направлений ВИЭ — солнечном теплоснабжении, за это время им разработано и освоено в производстве несколько поколений солнечных коллекторов, которые успешно работают на различных объектах России (рис. 1).



г. Тихорецк. Установка производительностью 10 000 л горячей воды в день



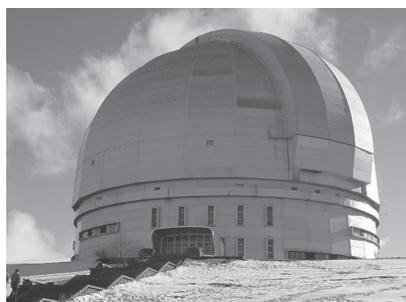
г. Анапа. Установка производительностью 4000 л горячей воды в день



ст. Благовещенская. Индивидуальная установка производительностью 200 л горячей воды в день



г. Новороссийск. Установка производительностью 6000 л горячей воды в день



Карачаево-Черкесская респ., п. Нижний Архыз



Астрофизическая обсерватория РАН. Установка для отопления помещений

**Рис. 1.** Солнечные энергетические установки горячего водоснабжения с коллекторами

Коллекторы имеют Государственный сертификат, их качество отмечено положительными отзывами, дипломами и медалью ВВЦ.

Многолетний опыт практической работы в гелиотехнике, деловые контакты с отече-

ственными и зарубежными специалистами, потребителями и официальными представителями позволяют провести анализ основных причин отставания возобновляемой энергетики России от мирового уровня.

Главным различием между нашим подходом к ВИЭ и подходом, сложившимся в мировой практике, является то, что по необъяснимым причинам у нас в отличие от других стран оценка ВИЭ на всех уровнях ведется только по замещенному топливу. Главным качеством возобновляемых источников энергии является то, что при использовании принадлежащих владельцам ВИЭ с целью получения ими прибыли за счет экономии (замещения) традиционного топлива естественно и как бы «автоматически» независимо от желаний и намерений участников отношений возникает мощный социально-экономический эффект, который в руках государства является надежным инструментом для решения многих национальных и мировых проблем, в том числе и таких важных, как глобальные изменения климата (табл. 1). При-

чем, в денежном и в гуманитарном выражении социально-экономический эффект ВИЭ многократно превосходит стоимость замещенного ими топлива (табл. 2, 3, 4).

Таблица 2  
Снижение выбросов CO<sub>2</sub> в странах ЕС за счет использования ВИЭ, млн. т  
(по данным EREC)

Сектор возобновляемой энергетики	2010 г.	2020 г.
Ветроэнергетика	99	236
Фотоэлектричество	2,2	24
Биоэнергетические установки	176	326
Малая гидроэнергетика	23	35
Геотермальная энергетика	5,8	15
Солнечное теплоснабжение	14	92
<b>Всего ВИЭ</b>	<b>320</b>	<b>728</b>
В % от выбросов парниковых газов в ЕС в 1990 г.	7,6%	17,3%

Социально-экономический эффект использования ВИЭ

Таблица 1

Составляющие социально-экономического эффекта ВИЭ	Результаты использования ВИЭ	Задачи, в решении которых используются ВИЭ					
		экологич.	социальн.	экономич.	безопасн.	междунар.	научные
Снижение вредных выбросов и парникового эффекта	Снижение уровня заболеваний и преждевременного выключения людей из активной жизни		+	+			
	Сохранение урожаев, кормовых, рыбных и лесных ресурсов, снижение потерь продовольствия и сырья		+	+	+		
	Снижение уровня разрушений техники, строений, культурных и исторических объектов		+	+			+
	Выполнение международных обязательств по решению глобальных экологических проблем	+				+	
	Получение квот по Киотскому соглашению	+		+		+	
Экономия традиционного топлива	Дополнительные средства от продажи замещенного топлива на мировых рынках			+			
	Использование замещенного топлива в качестве ценного сырья			+			
	Снижение объемов северных завозов органического топлива	+	+	+			
	Расширение сырьевого бизнеса			+			
ВИЭ как объект проектирования и производства	Создание новой отрасли промышленности с большим количеством рабочих мест		+	+			
	Использование простаивающего потенциала оборонной и других градообразующих отраслей промышленности		+	+			
	Расширение малого и среднего бизнеса		+	+			
	Новые технологии в ВИЭ и других областях науки и техники			+			+
	Развитие конкурентоспособной отрасли отечественной промышленности			+			+
Морально-этический аспект ВИЭ	Международное сотрудничество в области ВИЭ					+	+
	Интеллектуальная мобилизация общества			+			+
	Привлечение в страну иностранного капитала			+			+
	Одна из составляющих национальной идеи		+				
	Одна из составляющих национальной энергетической безопасности				+		

Таблица 3

Экономия топлива и снижение внешних издержек в странах ЕС за счет использования различных видов ВИЭ (в млрд. EURO)

Сектор энергетики	2001 – 2010 гг.		2001 – 2020 гг.	
	Экономия на внешних издержках	Экономия топлива	Экономия на внешних издержках	Экономия топлива
Ветроэнергетика	9,4 – 24	12,9	40,2 – 102,8	63
Фотоэлектричество	0,2 – 0,5	0,2	2,7 – 6,8	4,3
Биоэнергетические установки	16,7 – 42,7	–	62,6 – 160,1	–
Малые ГЭС	2,2 – 5,6	3,1	7,5 – 19,1	11,5
Геотермальная энергетика	0,6 – 1,4	1,5	2,5 – 6,3	7,3
Солнечное теплоснабжение	1,3 – 3,4	2,3	11,2 – 28,8	29,7
Всего ВИЭ	30,4 – 77,6	20	126,7 – 323,9	115,8

Таблица 4

Занятость в различных секторах ВИЭ стран Европы, тыс. чел.

Сектор энергетики	к 2010 г.	к 2020 г.
Ветроэнергетика	184	318
Фотоэлектричество	30	245
Переработка биомассы	338	528
Производство биотоплива	424	614
Малая гидроэнергетика	15	28
Геотермальная энергетика	6	10
Солнечное теплоснабжение	70	280
<b>Всего ВИЭ</b>	<b>1 067</b>	<b>2 023</b>

Экологические чистые возобновляемые источники, заменяя традиционное топливо, уменьшают количество вредных выбросов в атмосферу, снижают их негативное воздействие на окружающую среду (рис. 2). Возобновляемая энергетика является ключом к решению проблем опасного изменения климата. ВИЭ — это углеродно-нейтральный источник энергии, поэтому возобновляемая энергетика обеспечивает плавный переход к низкоуглеродной экономике.

Внешние издержки — это государственные затраты, связанные с вредным воздействием продуктов сгорания традиционного топлива, которые вызывают:

болезни и преждевременное выключение людей из активной жизни;

потери плодородных почв, лесов, пастбищ и водоёмов, снижение урожая, кормовых, рыбных и лесных ресурсов, потери продовольствия и сырья;

коррозию и разрушение металлов и конструкционных материалов, разрушение техники, сооружений, культурных и исторических памятников;

загрязнение мирового океана потоками перевозимой нефти;

накопление оксида углерода в атмосфере со-

здает парниковый эффект, ведущий к глобальному потеплению с угрозами тяжелых природных катастроф, разрушению исторически сложившихся сельскохозяйственных систем, исчезновению целых видов животных и растений, затоплению колоссальных районов суши.

Возобновляемая энергетика решает одну из важнейших социальных проблем — создает рабочие места.

Аналогично ветроэнергетике регулируются и другие направления ВИЭ.

От характера отношений между владельцами ВИЭ и государством, получающим выгоду от использования собственности владельцев, во многом зависит уровень развития нетрадиционной энергетики в той или иной стране (табл. 5).

Таблица 5

Механизмы государственной поддержки (регулирувания) развития ветроэнергетики в странах ЕС

Страна	Регулируемые тарифы	Налоговые льготы	Тендер	Квотирование	Инвестиционные субсидии
Австрия	•	•			
Бельгия	•	•		•	
Дания	•	•		•	•
Финляндия	•	•			•
Франция	•		•		
Германия	•	•			
Греция	•				•
Ирландия			•		
Италия	•			•	•
Люксембург	•	•			•
Нидерланды	•	•			•
Португалия	•				•
Испания	•				
Швеция		•		•	
Великобритания		•		•	•

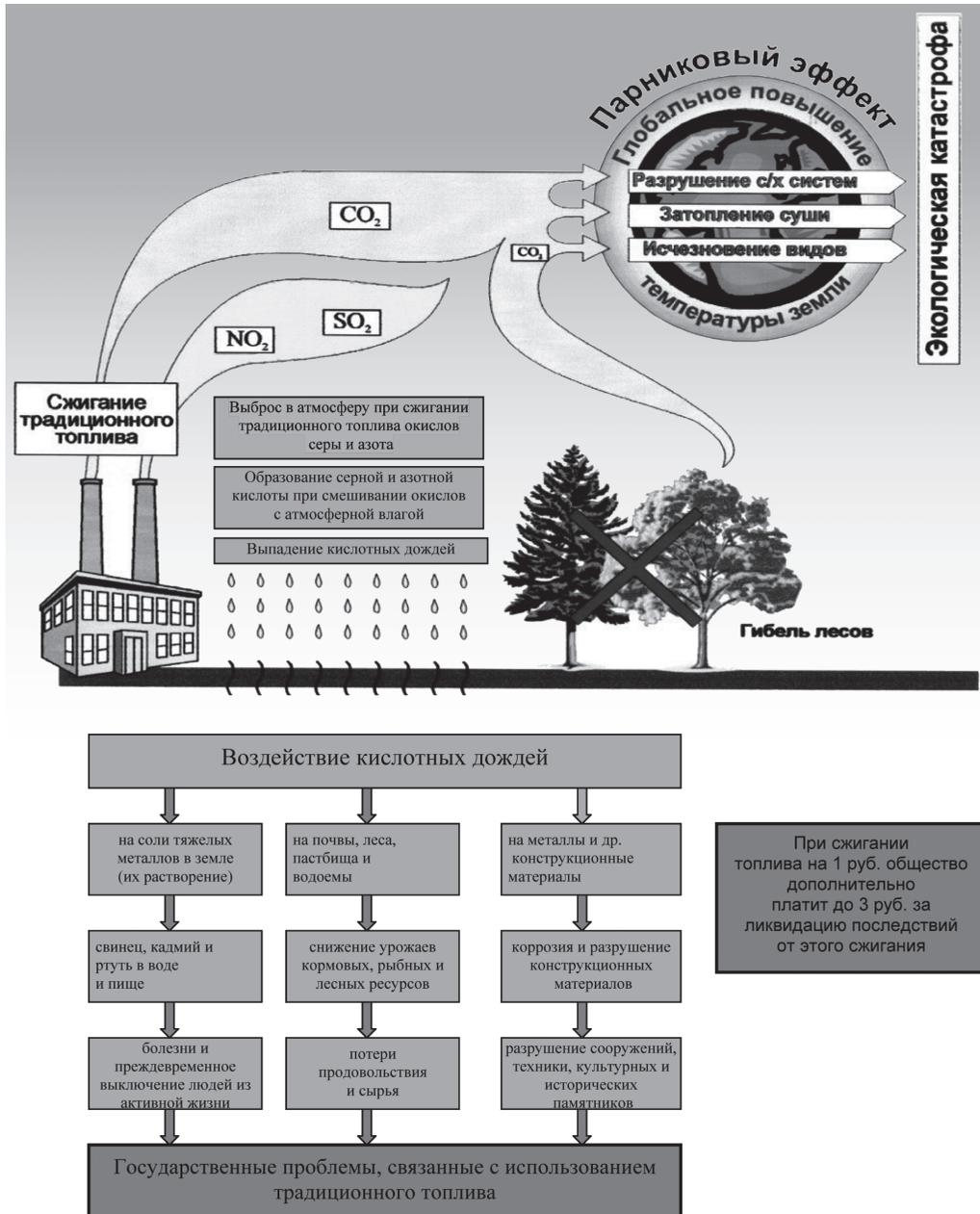


Рис. 2. Вредное влияние продуктов сгорания традиционного топлива на окружающий мир

Схемы экономических отношений между государством и владельцем ВИЭ представлены на рис. 3 и 4.

Из проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

Еще раз подтверждена вечная истина, что объективный закон стоимости «допускает» общественное производство товара только в том случае, когда его рыночная цена соответствует той выгоде, которую получает от нее потребитель.

В случае с ВИЭ товар один, а фактических потребителей его качества — двое (владелец и государство), и по всем законам

экономики, рынка, нравственности и справедливости каждый из них должен заплатить за свою выгоду сам.

В мировой практике так и происходит: владелец платит за свое замещенное топливо продавцу при покупке ВИЭ, а государство платит за свой социально-экономический эффект владельцу ВИЭ в форме предоставления ему законодательных льгот (табл. 6).

Механизм предельно прост, прозрачен, взаимовыгоден и, главное, соответствует объективному закону стоимости (рис. 3).

В России государство никому и ничего ни в какой форме за свой, естественно и «авто-

Сравнительный анализ отношений в сфере ВИЭ

В мировой практике	В России
1. Регулирование отношений	
Регулируются специальными законами о ВИЭ	Закона о ВИЭ нет, отношения складываются стихийно и не регулируются
2. Основные критерии оценки ВИЭ	
Замещенное топливо и социально-экономический эффект	Только замещенное топливо
3. Мониторинг социально-экономического эффекта ВИЭ	
Определяется по специальным методикам и учитывается. Социально-экономический эффект лежит в основе политики в области ВИЭ	Оценка ведется только по замещенному топливу, социально-экономический эффект не рассматривается, не определяется и не учитывается, методик нет
4. Использование социально-экономического эффекта ВИЭ	
Для повышения уровня жизни и целенаправленно для развития национальных ВИЭ	Бесследно растворяется в бюджете, для развития ВИЭ не используется
5. Рыночная оплата государством использования ВИЭ (чужой собственности, обеспечившей получение социально-экономического эффекта)	
Оплата осуществляется путем возврата владельцу в форме законодательных льгот части средств, потраченных им на ВИЭ	Государство безотчетно использует естественно возникающий социально-экономический эффект ВИЭ, но игнорирует его оплату
6. Влияние оплаты использования ВИЭ на его продажную цену	
Уменьшает цену, заплаченную владельцем за ВИЭ ровно на величину полученных им льгот	Т.к. оплаты нет, владелец должен заплатить и за свою и за чужую выгоду
7. Уменьшение срока окупаемости ВИЭ (главного критерия покупательского спроса)	
Фактическое уменьшение цены ВИЭ снижает срок его окупаемости до уровня, обеспечивающего наличие платежеспособного спроса – основы развития и процветания любой отрасли	Необоснованная, не соответствующая полученной выгоде, цена повышает срок окупаемости до уровня, исключающего возникновение платежеспособного спроса, без которого существование никакой отрасли невозможно
8. Источник оплаты (возвращения части средств владельцу), являющейся средством рыночного регулирования ВИЭ	
Из средств, полученных государством от использования ВИЭ	Не осуществляется
9. Состояние национальных ВИЭ	
Бурно развиваются, их доля в энергетическом балансе стран составляет 10 – 12%	Безысходно пребывают в состоянии глубокой стагнации, их доля в энергетическом балансе страны не превышает 1%

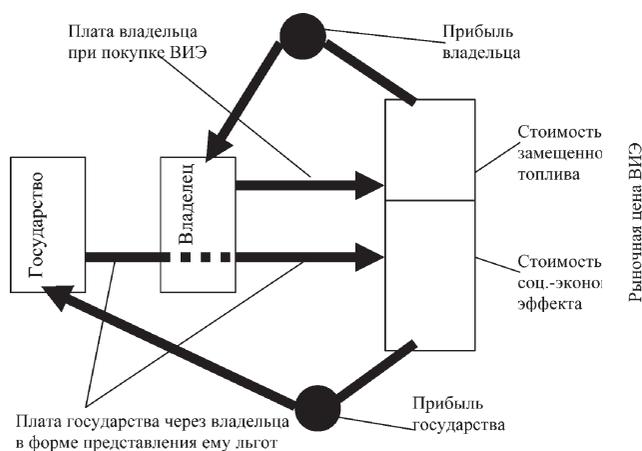


Рис. 3. Отношения в сфере ВИЭ, сложившиеся в мировой практике (здесь каждый платит за свою прибыль, возникает спрос, отрасль процветает)

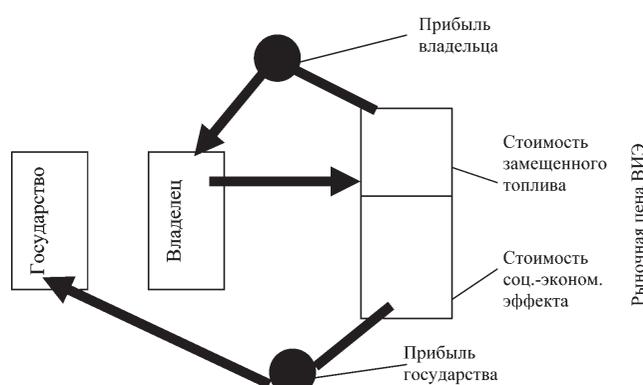


Рис. 4. Отношения в сфере ВИЭ, сложившиеся в России (здесь за себя и за государство должен заплатить владелец, спроса не возникает, отрасль не развивается)

матически» полученный от ВИЭ (чужой собственности) социально-экономический эффект не платит, что противоречит объективному закону стоимости (рис. 4).

Выход очевиден — нужно перейти на мировую систему отношений, т.е. разработать и ввести в действие закон о ВИЭ, который обеспечивает:

государственный мониторинг полного эффекта использования ВИЭ, включающего и замещенное топливо и социально-экономический эффект;

оплату используемого государством социально-экономического эффекта путем предоставления владельцу соответствующих льгот из средств, полученных государством от ВИЭ.

Тогда развитие ВИЭ пойдет за «собственный счет» (из средств, полученных государством от тех же ВИЭ) без привлечения ресурсов из других бюджетных статей, т.е. без какой-либо специальной «поддержки».

Причины создавшегося положения объясняются неинформированностью общества и официальных структур, принимающих решения о социально-экономическом эффекте ВИЭ, и носят субъективный и временный характер, а значит неизбежно рано или поздно будут устранены действием объективных законов (и законом стоимости в том числе). Этот процесс можно и нужно ускорять путем разъяснения при каждой возможности и на всех уровнях замечательных качеств ВИЭ и их значения для устойчивого развития России.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. А. Зервос. К. Линс. Развитие рынка возобновляемой энергетики в Европе // Инф. Бюллетень по возобновляемой энергии для России и стран СНГ. М. Июль. 2004
2. Лычагин А.А. Об оценке эффективности установок на базе возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика. Вып. 3. М. 2005

### АВТОНОМНАЯ КОТЕЛЬНАЯ НА ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДАХ НА ПРЕДПРИЯТИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ГРУППЫ СУАЛ

Ахтямов Ф., ООО «ЭкоТерм», г. Челябинск

В структуре одного из предприятий Промышленной группы СУАЛ действует деревообрабатывающий цех. Энергоснабжение цеха тепловой энергией в виде теплофикационной воды и пара осуществляется централизованно. Собственных источников нет.

В результате производственной деятельности в цехе постоянно накапливаются древесные отходы, которые аккумулируются в бункерах аспирации и впоследствии вывозятся для утилизации.

Технические службы предприятия приняли решение использовать древесные отходы как топливо для получения дешевой тепловой энергии и перевести деревообрабатывающий цех на автономное теплоснабжение. В табл. 1 представлены тепловые нагрузки потребителей и количество древесных отходов, образующихся при деревообработке.

Экономическая целесообразность от внедрения энергетического оборудования, работающего на древесных отходах, заключалась в следующем:

цены на газ и жидкое топливо будут постоянно расти до уровня мировых;

в связи с этим для снижения себестоимости продукции необходимо уменьшать затраты на энергоносители;

решаются вопросы по утилизации древесных отходов — исключение уплаты налога и снижение затрат, связанных с вывозом отходов (древесные отходы — экологически чистое топливо);

Таблица 1

Наименование потребителя тепловой энергии	Тепловая нагрузка, МВт	Вид и количество древесных отходов, м <sup>3</sup> /сут.			
		Горбыль	Срезка	Торцевая обрезь	Опилки, стружка
Отопление цеха	1,0	4	6	2	13
ГВС	0,2				
Сушильные камеры пиломатериалов	0,3				
Всего	1,5	25			

исключается зависимость от централизованных источников теплоснабжения.

Техническим заданием перед компанией «ЭкоТерм» были поставлены следующие задачи:

1. Выбрать место для размещения автономной котельной.

2. Выполнить проект автономной отопительной котельной с использованием основного котельного оборудования, работающего на древесных отходах, включая требования:

тепловая мощность оборудования должна полностью обеспечить производственный цех тепловой энергии;

тепловую схему адаптировать к существующим потребителям тепловой энергии цеха — отопление, сушильные камеры пиломатериалов, ГВС;

обеспечить 3-суточный запас топлива в механизированном складе и предусмотреть автоматическую работу системы топливоподачи; эксплуатация автономной котельной должна осуществляться в автоматическом режиме.

3. Организовать поставку оборудования для котельного комплекса «под ключ».

4. Выполнить основные монтажные работы, включая тепломеханическую часть, электромеханику, КИП и автоматику.

5. Произвести наладку оборудования и обучить персонал котельной.

После детальной проработки и проведения предпроектного обследования объекта было предложено техническое решение по автономной отопительной котельной на древесных отходах. Компоновка котельной представлена на рис. 1.

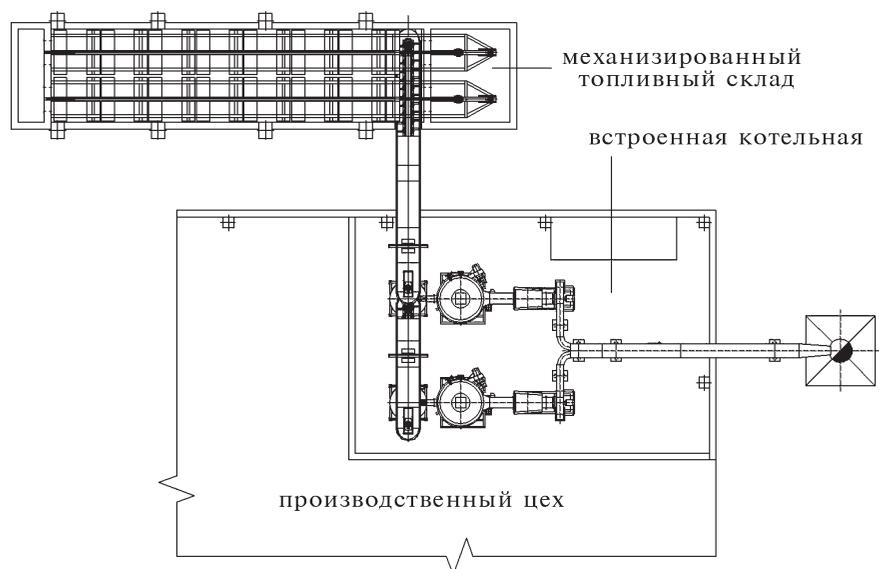


Рис. 1

Автономная котельная на древесных отходах тепловой мощностью 1,6 МВт запущена в эксплуатацию в мае 2007 г.

#### Характеристика котельной:

1. Котельная располагается в отдельном помещении в деревообрабатывающем цехе.

2. По виду относится к центральной, т.е. обеспечивает нескольких потребителей тепла, связанных с котельной тепловыми сетями.

3. По назначению является производственной — для технологического теплоснабжения.

4. По размещению относится к встроенной.

5. По надежности отпуска тепла относится ко 2 категории.

6. Температурный график работы котельной 95/70° С.

7. Топливо — древесные отходы. Фракционный состав — размер до 50 мм. Влажность 10 — 50%.

#### Тепломеханическая часть

В котельной установлено 2 энерготехнологических котельных агрегата с механизированной подачей топлива тепловой мощностью 0,8 МВт каждый (рис. 2).

Техническая характеристика котла представлена в табл. 2.

Гидравлическая схема одноконтурная. Для каждой группы потребителей в соответствии с требованиями технического задания установлены индивидуальные насосы (рис. 3).

Подпитка и заполнение системы происходит из водопровода через подпиточный бак, систему химводоподготовки и водомерный

Таблица 2

Номинальная тепловая мощность, МВт	0,8
Расход топлива, кг/ч	340
Максимальная температура воды на выходе из котла, С°	115
Температура уходящих газов, С°: min	160
max	270
Рабочее давление, МПа	0,6
Вид топлива	Древесные отходы
Рекомендуемый объем обогрева помещений, м <sup>3</sup>	14 500 – 24 700
Массовый расход уходящих газов при номинальной производительности, кг/ч	1940
Коэффициент полезного действия, %	≥ 80



Рис. 2

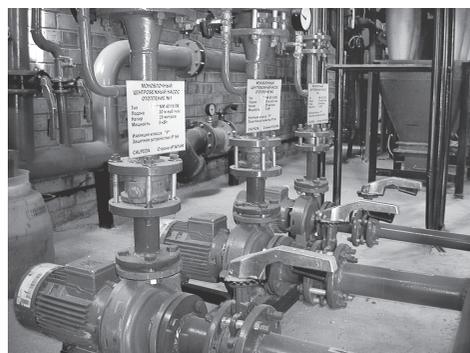


Рис. 3

узел. Для повышения давления в трубопроводе перед системой водоподготовки установлен подпиточный насос. Организация подпитки системы и проведение химической обработки воды выполняется в автоматическом режиме от шкафа управления (рис. 4).

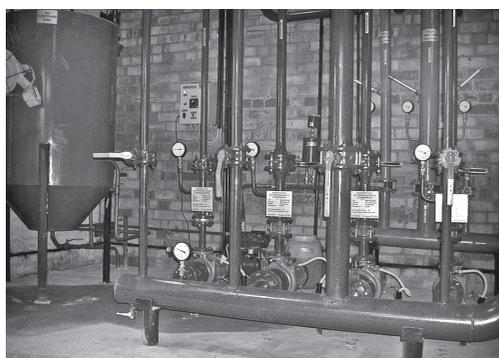


Рис. 4

### Технические достижения при строительстве котельной

1. Организация топливозохранения и топливоподачи.

При выборе места расположения котельной технически оптимальным и экономическим целесообразным явилось решение расположить механизированный склад топлива под существующими бункерами аспирации действующего производства.

При этом уменьшились капитальные затраты при строительстве склада. Техническим заданием было обусловлено топливозохранение в объеме не менее 3-суточного запаса. Для этого необходимо было смонтировать склад объемом 115 м<sup>3</sup>. С учетом того, что топливный склад располагается под существующими бункерами, объем нового склада при проектировании был уменьшен до 90 м<sup>3</sup>, и необходимые дополнительные объемы были организованы в бункерах аспирации. На рис. 5 и 6 представлено помещение механизированного топливного склада в период строительства и в 100 %-ной готовности.



Рис. 5



Рис. 6

Система аспирации была полностью адаптирована под систему хранения топлива и топливоподачи. Вывоз отходов на утилизацию прекратился.

Механизированный топливный склад работает полностью в автоматическом режиме.

2. Система автоматического управления котлом на древесных отходах.

Для качественного сжигания топлива (древесных отходов) одним из важнейших режимов в работе котла является подача топлива в топочное устройство. Это относится к котельным агрегатам различных конструкций (с подвижными и неподвижными колосниковыми решетками, «с кипящим слоем», газогенераторы и т.д.).

При конструировании котлов на древесных отходах важно реализовать измерение уровня топлива в топке и управлять подачей топлива и по количеству и по времени подачи.

В котельных агрегатах, смонтированных на рассматриваемом объекте, для измерения уровня топлива и качественного управления режимом подачи топлива в топку агрегата применен сигнализатор уровня типа «СИУР».

«СИУР» состоит из передатчика и приемника, волноводы которых направлены непосредственно в топочное устройство котла (рис. 7, 8).

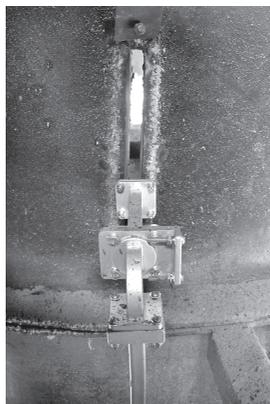


Рис. 7

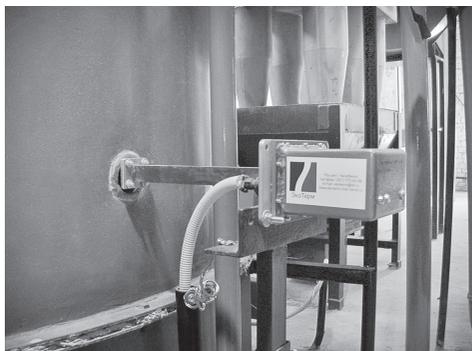


Рис. 8

Назначением прибора является контроль за заданным уровнем топлива в топке и в управлении системой топливоподачи (шнеко-

вый загрузатель). Шнек включается при недостаточном уровне топлива и выключается при достижении необходимого уровня. В целях повышения надежности в работе системы топливоподачи последняя оборудована дублирующей системой управления от таймера, т.е. обеспечено 100%-ное резервирование системы управления топливоподачей, тем самым повышена ее надежность.

Полностью система управления котельным агрегатом реализована от шкафов управления и автоматики (рис.9).

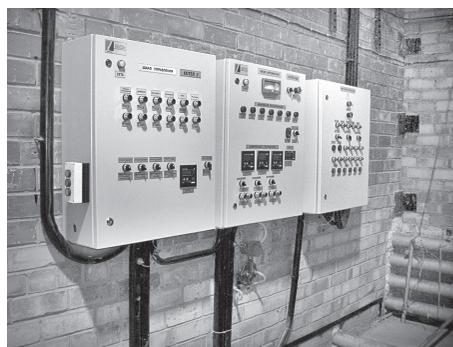


Рис. 9

#### Итоги работы:

За счет внедрения таких проектов предприятие решило несколько проблем — энергетическую, экологическую, экономическую.

В результате совместной творческой работы и Заказчика и Исполнителя удалось решить все задачи, поставленные техническим заданием .

Смонтирована и запущена в эксплуатацию автономная механизированная котельная на древесных отходах, оборудованная современным энергетически эффективным оборудованием и с высоким уровнем автоматизации.

Предприятие полностью обеспечило себя дешевой тепловой энергией для отопления бытовых и производственных помещений, ГВС и для технологических установок (сушильных камер).

Решена проблема по вывозу и утилизации отходов от деревообрабатывающего производства. На предприятии создано безотходное производство.

Имея значительное снижение затрат на оплату за теплоносители и на сушку пиломатериалов, можно, регулируя цены на высококачественные пиломатериалы, уверенно конкурировать на рынке.

ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ В РОССИИ

Томаров Г.В., д.т.н., Никольский А.И., к.т.н., Семенов В.Н., к.т.н., Шипков А.А. к.т.н.  
(ЗАО «ГЕОИНКОМ»)

Сегодня Россия входит в пятерку стран-лидеров, разрабатывающих, производящих оборудование и эксплуатирующих геотермальные электрические станции. Российские ученые и специалисты при поддержке Миннауки РФ и ОАО РАО «ЕЭС России» выполнили комплекс фундаментальных исследований [1], разработали технологии и оборудование [2] и организовали на отечественных заводах АО «КТЗ», АО «ПМЗ», АО «ЧЗЭМ» и других серийное производство геотермальных электрических и тепловых станций [3].

К настоящему времени разработаны и созданы российские геотермальные энергоблоки мощностью от 500 до 25000 кВт, использующие низко- и высокотемпературные геотермальные теплоносители для производства электроэнергии (рис. 1):

I. Бинарные геотермальные электростанции (геотермальный флюид температурой 90 – 120°C):

в 1967 г. построена первая в мире опытная Паратунская БГеоЭС мощностью 800 кВт;

ЗАО «ГЕОИНКОМ» разработало техпред-

ложения по сооружению Паужетской ВГеоЭС мощностью 2500 кВт.

II. Комбинированные геотермальные электростанции (геотермальный флюид температурой 100 – 160°C):

разработан техпроект IV блока Верхне-Мутновской ГеоЭС комбинированного цикла мощностью 6500 МВт.

III. Геотермальные энергетические станции прямого цикла (геотермальный флюид температурой 120 – 160°C):

с 1966 г. работает Паужетская ГеоЭС мощностью 14,5 (6+6+2,5) МВт;

в 1992 г. пущена ГеоЭС «Омега» мощностью 500 кВт (о. Кунашир);

в 1994 г. разработан Техпроект и изготовлены два турбогенератора мощностью 2,5 МВт для ГеоЭС «Сан-Хасинто» (Никарагуа);

с 1999 г. эксплуатируется Верхне-Мутновской ГеоЭС мощностью 12 (3x4) МВт;

в 2001 г. пущена Менделеевская ГеоЭС мощностью 3,4 (2x1,7) МВт (о. Кунашир);

с 2002 г. эксплуатируется Мутновская ГеоЭС мощностью 50(2x25) МВт;

в 2006 г. пущена Океанская ГеоЭС мощностью 3,4 (2x1,7) МВт (о. Итуруп).

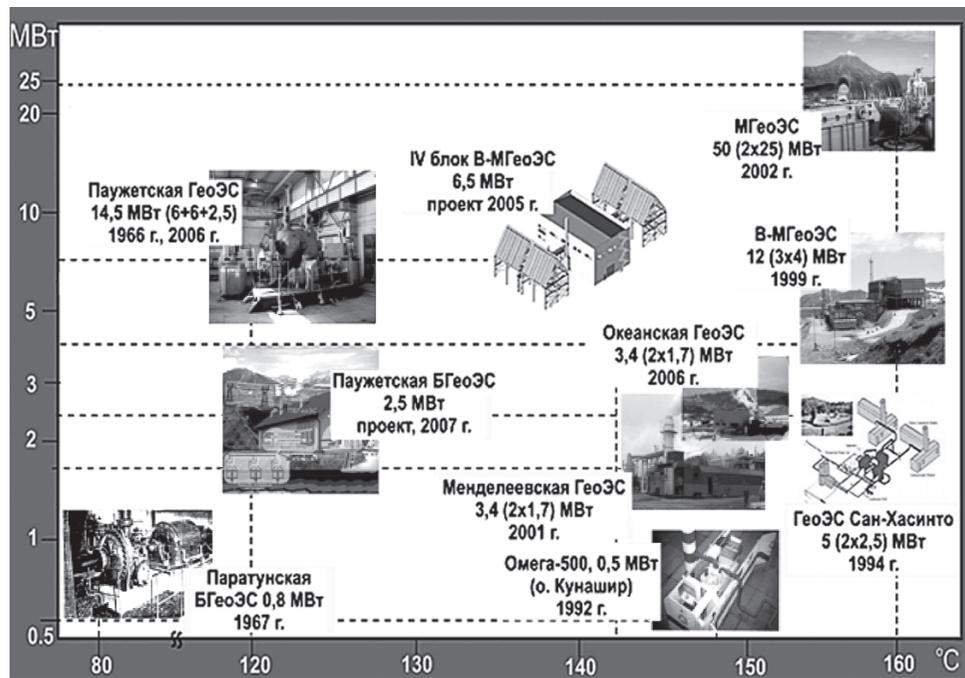


Рис. 1. Мощность и температура используемого теплоносителя российских геотермальных электрогенерирующих блоков

Первоисточником в качестве рабочего тела первого контура геотермальных электрических (ГеоЭС) и тепловых (ГеоТС) станций является геотермальный теплоноситель, отличающийся специфическим химическим составом, разнообразием эксплуатационных и экологических свойств [1,2]. В России пробурено более 3000 скважин общей стоимостью порядка 250 млрд. рублей, что является колоссальным заделом в развитии геотермальных технологий. Расположение зон с высокопотенциальными ресурсами определяет географию и региональный характер геотермальной энергетики. Для организации геотермального теплоснабжения достаточно иметь температуру геотермальных источников от 40 до 60°C и выше, что имеет место на 80% территории России. Привлекательными для создания электрогенерирующих мощностей сегодня являются Камчатский край, Чукотка, Курильские острова, Северный Кавказ, Калининградская область и Прибайкалье, где имеются высокотемпературные геотермальные месторождения ( $t > 120^{\circ}\text{C}$ ).

Резкий рост цен на привозное органическое топливо и наличие подтвержденных вы-

сокотемпературных запасов, а также пробуренных скважин, стимулировали в последние годы создание серии геотермальных энергоблоков на Камчатке и Курильских островах (рис. 2) [2].

Новый этап развития отечественной геотермальной энергетики предполагает, наряду со строительством серийных отработанных энергоблоков прямого цикла, освоение технологий использования низкопотенциальных георесурсов для выработки электроэнергии и тепла, применение которых позволит повысить эффективность уже действующих энергоблоков и включить в энергобаланс ранее не доступные низкотемпературные источники.

#### Российские геотермальные бинарные энерготехнологии

Расчеты [4] показывают, что около 70% мирового энергетического потенциала геотермальных источников приходится на месторождения с температурой флюида менее 130°C. В последние годы наметилась тенденция активного использования низкопотенциальных ресурсов путем создания локальных геотермальных систем электро- и теплоснабжения на основе бинарных электростанций (БЭС) и тепловых насосов.



Рис. 2. Расположение ГеоЭС на Камчатке и Курилах

Россия была первой в мире страной, создавшей в 1967 году бинарную Паратунскую электростанцию (рис. 3), производящую электричество из горячей геотермальной воды. Успешный опыт был подхвачен за рубежом, и к настоящему времени уже произведено несколько тысяч геотермальных БЭС раз-

личной мощности. Во многих регионах России, таких как Северный Кавказ, Калининградская область, Прибайкалье и других, имеются в большом количестве низкотемпературные геотермальные месторождения, потенциала которых достаточно для полного их энергообеспечения.

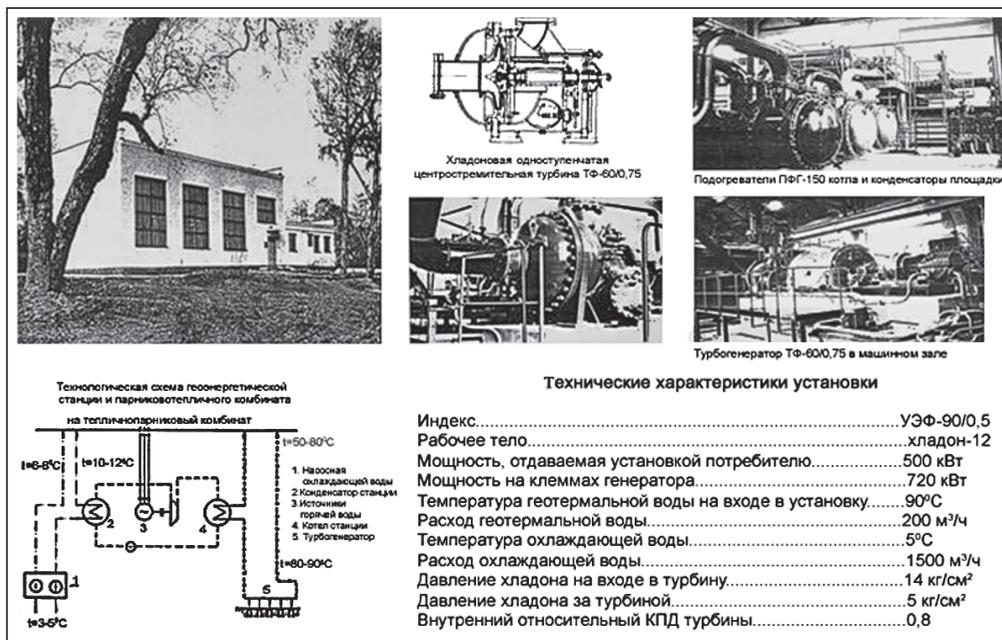


Рис. 3. Первая в мире геотермальная бинарная электростанция, построенная на р. Паратунка (Камчатка) в 1967 г.

Возрождение российских бинарных энерготехнологий и организация серийного производства БЭС должны стать основой для широкомасштабного использования в различных регионах страны геотермальных ресурсов и других источников тепла. В соответствии со стратегией ОАО «ГидроОГК» предполагается создание и отработка бинарных геотермальных энерготехнологий в северном и южном исполнении.

БГеоЭС в северном исполнении (Камчатка, Курильские острова) отличаются:

высоким потенциалом источника тепла (120 – 140°C);

полной заводской готовностью (блочное исполнение);

использованием (утилизацией) в БГеоЭС вторичного теплоносителя;

устойчивостью к суровым климатическим условиям (низкие температуры, ветер, снеговые нагрузки и т.д.);

охлаждением рабочего тела в градирне ПБГеоЭС (или воздушном конденсаторе — IV блок В-МГеоЭС).

БГеоЭС в южном исполнении (Северный Кавказ) характеризуется:

невысоким потенциалом источника тепла (95 – 120°C);

облегченной конструкцией здания (возможность сборки основного оборудования на рабочей площадке);

использованием в БГеоЭС первичного геотермального теплоносителя;

устойчивостью к высоким среднегодовым температурам окружающего воздуха;

охлаждением рабочего тела с использованием водяного конденсатора.

Бинарные энерготехнологии предполагается реализовать для повышения эффективности использования потенциала геотермальных ресурсов на действующих и вновь сооружаемых ГеоЭС Камчатки (рис. 4).

Планируется создание пилотной бинарной установки на базе Паужетской ГеоЭС. На рис. 5 представлены основные характеристики Паужетской бинарной ГеоЭС. Предполагается сооружение бинарных энергоблоков в северном исполнении на

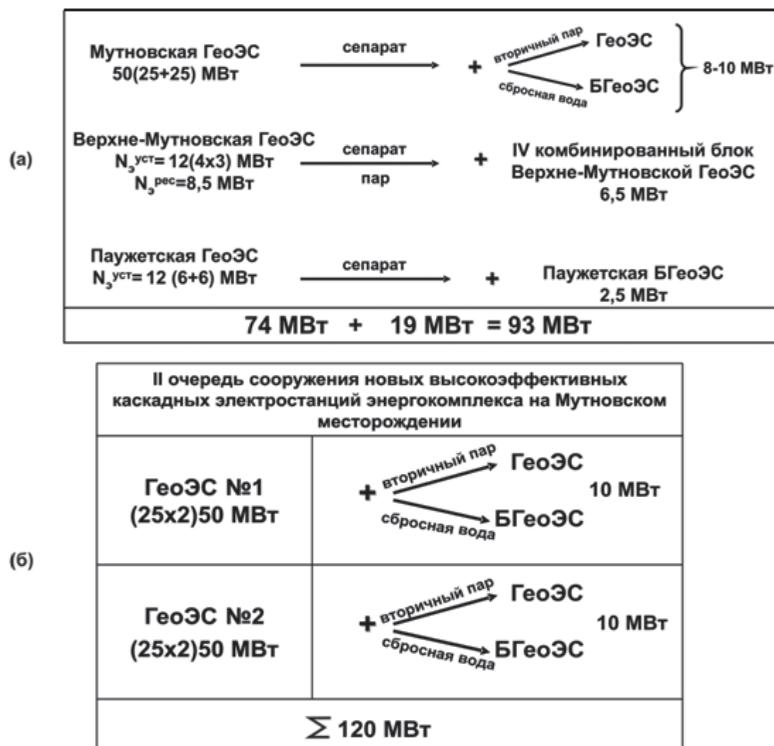


Рис. 4. Повышение эффективности использования потенциала геотермальных ресурсов на действующих (а) и новых (б) ГеоЭС Камчатки

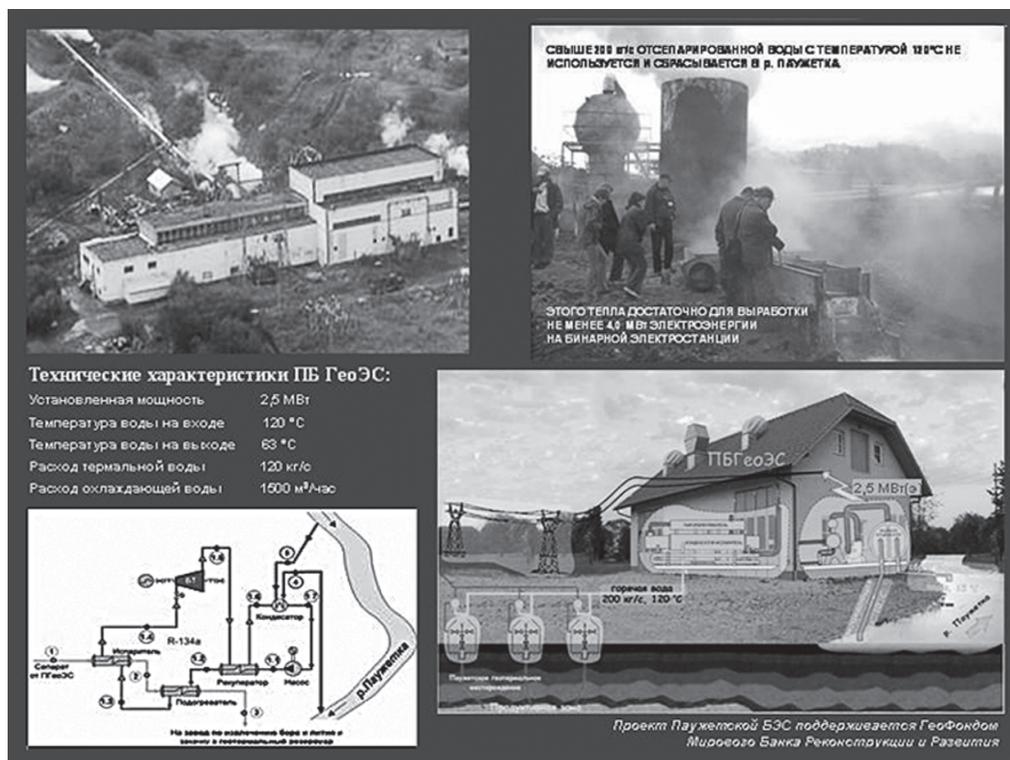


Рис. 5. Паужетская бинарная ГеоЭС мощностью 2,5 МВт (пилотный проект, Камчатка)

Мутновской ГеоЭС (Камчатка), Менделеевской и Океанской ГеоЭС (Курилы).

На рис. 6 представлена принципиальная схема ГеоЭС комбинированного цикла

мощностью 6 МВт для расширения Мутновской ГеоЭС, состоящей из турбогенераторов на геотермальном паре и органическом рабочем теле.



**Рис. 6.** Принципиальная схема использования БЭС и паровой турбины для утилизации сбросного сепарата Мутновской ГеоЭС

### Новые Проекты геотермального теплоснабжения

Сегодня в России на теплоснабжение расходуется более 45% всех потребляемых энергоресурсов. В то же время до 50 – 60% органических энергоресурсов, расходуемых на теплоснабжение, можно заменить экологически чистым и более дешевым теплом Земли.

Наряду с высокопотенциальными ресурсами Камчатки и Курильских островов, позволяющими непосредственно вырабатывать электроэнергию из геотермального пара, практически на всей территории России имеются запасы теплоэнергетических вод, которые могут быть использованы для теплоснабжения населенных пунктов, а также в промышленности и сельском хозяйстве. Особо следует выделить район Северного Кавказа (Ставропольский и Краснодарский края, Дагестан, Чечня, Адыгея, Кабардино-Балкария и Карачаево-Черкесия), чрезвычайно богатый термальными водами, температура которых достигает здесь 125 – 130°C.

Оценивая нынешнее состояние работ по использованию геотермальных ресурсов для теплоснабжения в России, можно отметить, что существующие системы геотермального теплоснабжения физически и морально уста-

рели, на большинстве действующих объектов не обеспечивается глубокое срабатывание теплового потенциала.

Реализация современных технических решений предполагает создание рациональной геотермальной системы геотермального теплоснабжения, обеспечивающей минимальный расход геотермального теплоносителя при более эффективном срабатывании его теплового потенциала. Некоторые примеры такого подхода приведены ниже.

Так, существующая система теплоснабжения объектов ЖКХ и предприятий п.Розового (Краснодарского края) пришла в упадок, не обеспечивает потребностей населения и тепличного хозяйства в тепле, оборудование и теплотрассы полностью исчерпали свой ресурс, система работает крайне неэффективно и имеет большие тепловые потери.

В этой связи было принято решение разработать и реализовать Проект геотермального теплоснабжения п. Розовый на базе современных передовых технологий возобновляемых источников энергии. Инициаторами и основными инвесторами Проекта являются Дирекция по вопросам ТЭК Администрации Краснодарского края и ГУКК «Центр энергосбережения и новых технологий», а также Администрация Лабинского района.

Сегодня ЗАО «ГЕОИНКОМ» завершило разработку проектно-сметной документации на строительство системы геотермального теплоснабжения п. Розовый, и начата реализация проекта.

Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения п. Розовый представлена на рис. 7. Расчетная тепловая нагрузка составляет 9,16 МВт (2,8 МВт — отопление поселка, 0,55 МВт — ГВС, 5,8 МВт — отопление теплиц).

В отопительный период горячий геотермальный теплоноситель по трубопроводу от продуктивных скважин под давлением насосов, установленных в скважинных павильонах, поступает в сетевые пластинчатые теплообменники теплоснабжения поселка, где охлаждается в расчетном режиме до температуры 64°C. Регулирование отпуска тепловой энергии на теплоснабжение зданий поселка осуществляется по графику качественного регулирования, с нижней срезкой (60°C) на нужды ГВС, путем изменения расхода греющего геотермального теплоносителя через

теплообменники с помощью трехходовых регулирующих клапанов. Подпитка теплосети поселка осуществляется от артезианской скважины. Для предотвращения солеотложения в сетевых теплообменниках проектом предусмотрено смягчение 50% расхода подпиточной артезианской воды с помощью автоматизированной натрий-катионитной установки.

Для обеспечения горячего водоснабжения центральной части п. Розовый в летний период, когда скважины отключаются для восстановления потенциала геотермального месторождения, в схему включена гелиоустановка, работающая совместно с воздушной теплонасосной установкой и когенерационной энергоустановкой.

Для электропитания циркуляционного насоса гелиоустановки и других собственных нужд системы горячего водоснабжения в летний период в схему включена фотоэлектрическая станция. Собственные нужды электропитания системы геотермального теплоснабжения, а также покрытие тепловых пи-

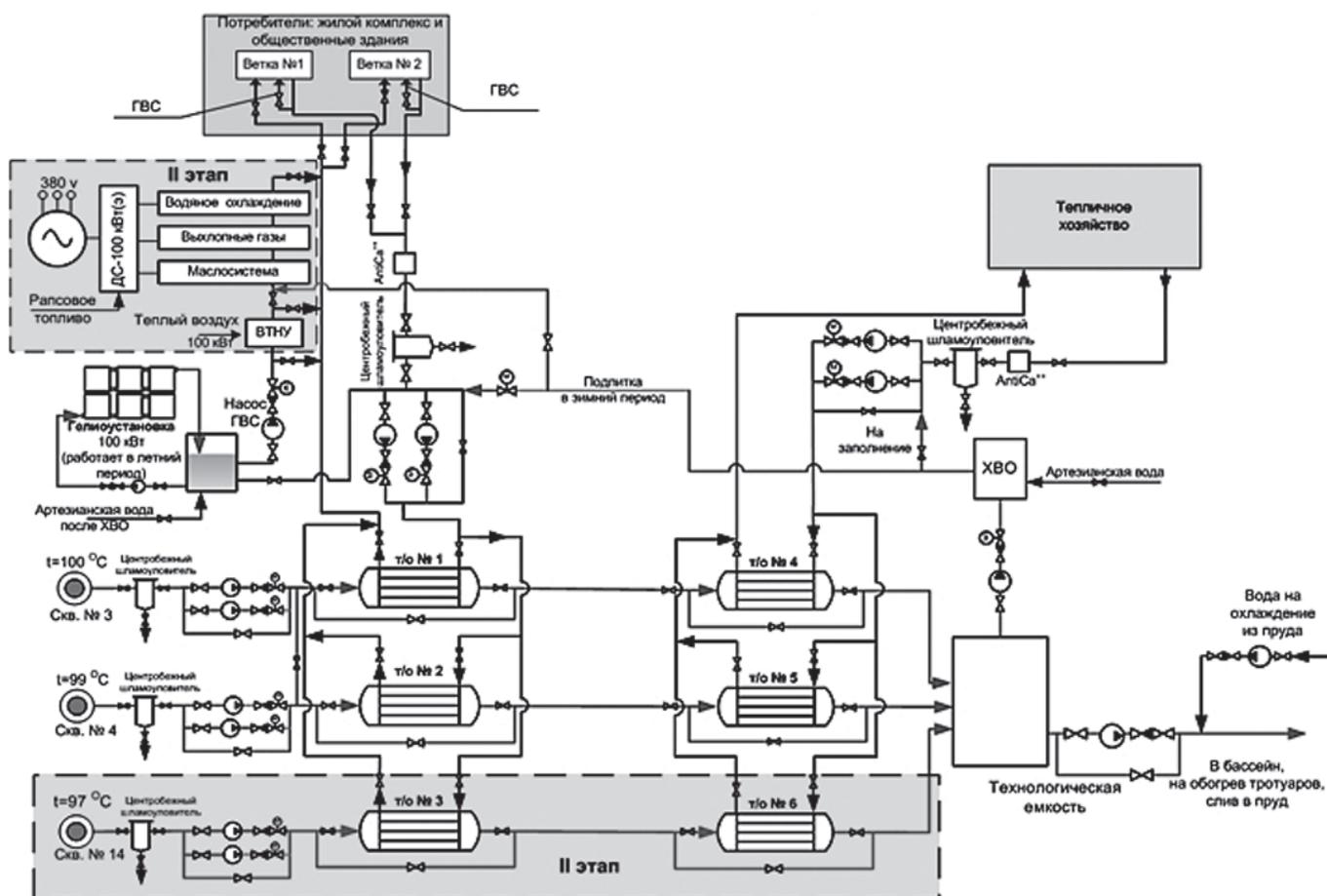


Рис. 7. Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения п. Розовый

ковых нагрузок в отопительный период и частично нагрузок ГВС летом осуществляются за счет когенерационной энергоустановки, работающей на рапсовом биотопливе. Проектом предусмотрена система автоматического регулирования и контроля технологическими процессами.

В Камчатской области и, в частности, в Елизовском районе, энергоснабжение традиционно ориентировано на дорогостоящее привозное топливо (мазут, уголь и дизтопливо). В то же время Елизовский район обладает уникальными запасами геотермального тепла, достаточными для его полного энергообеспечения. Актуальность проблемы теплофикации Елизовского района обусловлена суровыми климатическими условиями и большой продолжительностью отопительного периода (до 260 суток в год при минимальной проектной температуре наружного воздуха  $-20^{\circ}\text{C}$ ).

В настоящее время теплоснабжение потребителей города Елизово в основном осуществляется от 25 котельных суммарной тепловой мощностью 150 Гкал/ч, с температурным графиком 95/70 $^{\circ}\text{C}$ . Все котельные построены в период между 1961 и 1988 гг., а их износ составляет 70 – 80%. Топливом для указанных источников тепла является мазут и Сахалинский уголь, тепловая мощность мазутных котлов составляет 100 Гкал/ч.

С целью перевода теплоснабжения г. Елизово на местные геотермальные ресурсы

предполагается создать экологически чистую геотермальную систему теплофикации с теплонасосной станцией (ТНС) (три последовательно включенных тепловых насоса), обеспечивающую нагрев сетевой воды в отопительный период максимум до 95 $^{\circ}\text{C}$  и максимальное использование геотермального теплоносителя.

Обеспечение электропитания компрессоров тепловых насосов будет осуществляться на основе использования геотермальных источников Мутновского месторождения на Верхне-Мутновской ГеоЭС и первой очереди Мутновской ГеоЭС.

Принципиальная схема тепловой станции представлена на рис. 8. Нанесенные на схему температуры воды (термальной, в промконтуре, сетевой) соответствуют отопительному максимуму.

Система имеет три контура: контур геотермальной воды; циркуляционная вода второго контура теплообменник – испаритель теплонасосной установки (ТНУ); сетевая вода системы теплоснабжения г. Елизово.

Геотермальная вода с Верхне-Паратунского месторождения с температурой 75 $^{\circ}\text{C}$  по трубопроводу (снижение температуры в трубопроводе составляет 3 – 5 $^{\circ}\text{C}$ ) поступает в ТНС г. Елизово. Максимальный расход воды 300 л/с. Геотермальная вода отделена от испарителей ТНУ водой циркуляционного контура.

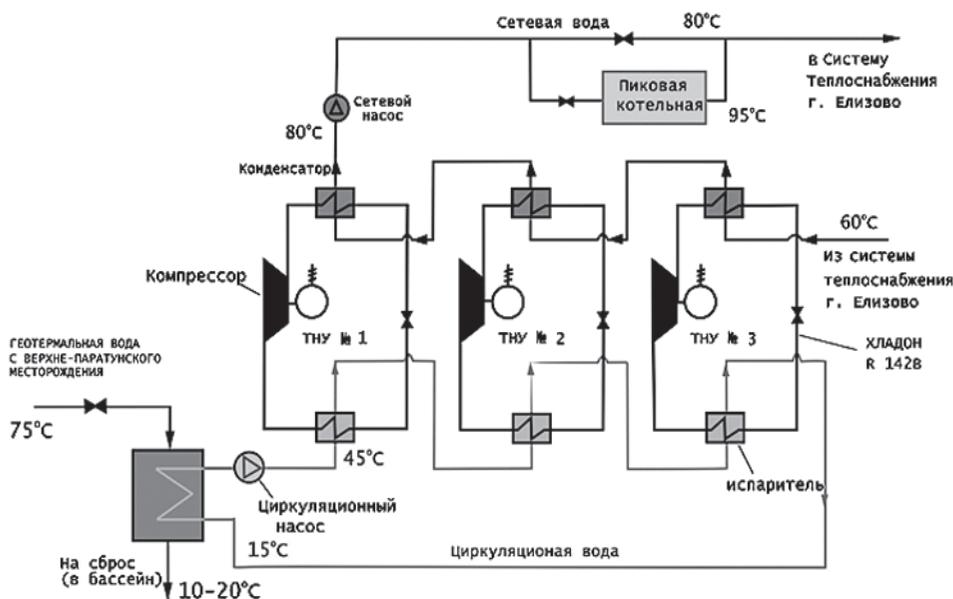


Рис. 8. Принципиальная схема геотермального теплоснабжения г. Елизово с использованием тепловых насосов

Вода второго (циркуляционного) контура, проходя через теплообменник, отделяющий ее от геотермальной воды, нагревается до 45°C. Затем поступает в испарители трех последовательно включенных тепловых насосов ТНУ и возвращается в промежуточный теплообменник с температурой 15°C.

Из системы теплоснабжения г. Елизово обратная сетевая вода (60°C) нагревается в конденсаторах трех тепловых насосов с 60°C до 80°C. Догрев воды, согласно температурному графику подающей линии тепловой сети, осуществляется в пиковой котельной. В летний период (июль, август) нужды горячего водоснабжения могут быть обеспечены за счет тепла термальной воды, без использования ТНУ.

Исходя из располагаемой тепловой мощности геотермальной воды в отопительный максимум, максимальная тепловая мощность ТНС при коэффициенте преобразования равном 3,2 (среднее для трех последовательно включенных ТНУ) составляет примерно 86 Гкал/ч, в том числе 59,4 Гкал/ч за счет тепла термальной воды плюс 26,6 Гкал/ч тепла, эквивалентного затраченной на привод компрессора электроэнергии.

#### **Приоритетные региональные геотермальные Проекты в России**

Сегодня имеются предпосылки для широкомасштабного внедрения геоэнерготехнологий в различных регионах России:

постоянный рост цен на органическое топливо (мазут и газ) повышают коммерческую конкурентоспособность современных ГеоЭС и особенно ГеоТС;

производятся или разработаны отечественные турбогенераторы различных типоразмеров для ГеоЭС, использующих геотермальный теплоноситель разноуровневого потенциала ( $t_0=100-180^\circ\text{C}$ );

создание и отработка пилотной бинарной Паужетской ГеоЭС (ЗАО «ГЕОИНКОМ» ведет техническое проектирование) обеспечит реальные условия для значительного расширения географии и масштабов применения геотермальных бинарных технологий производства электроэнергии из низкотемпературных источников тепла;

создана российская научно-техническая школа в области геотермальной энергетики (ЗАО «ГЕОИНКОМ» сегодня объединяет ведущих специалистов по геотермальной тематике).

#### **Приоритетные геотермальные Проекты России на период 2008 – 2015 гг.**

##### ***Камчатская область***

Создание Паужетской бинарной геотермальной электростанции (ПБГеоЭС) мощностью 2,5 МВт — 2008 – 2010 гг. Реализацию проекта ведет компания ОАО «Новый бинарный энергоблок».

Увеличение установленной мощности Мутновской ГеоЭС на 6 – 10 МВт за счет утилизации тепловой энергии сепарата реинжекции — 2008 – 2011 гг.

Сооружение геотермального теплоснабжения г.Елизово (Елизовского района) мощностью 70 Гкал/ч — 2008 – 2011 гг.

Строительство II очереди Мутновской ГеоЭС мощностью 100(50+50) МВт 2010 – 2015 гг. Прогнозные ресурсы Мутновского месторождения оцениваются более 300 МВт<sub>г</sub>.

##### ***Курильские острова***

Расширение Океанской ГеоЭС (3,6 МВт) энергоблоками общей мощностью 9,0 МВт<sub>г</sub> (о.Итуруп).

Сооружение Северо-Курильской ГеоТЭС мощностью 4,5 МВт<sub>г</sub> и 8,0 МВт<sub>т</sub> (о.Парамушир).

Реконструкция Менделеевской ГеоЭС (о.Кунашир) (3,6 МВт=2 x 1,8 МВт) с увеличением установленной мощности на 6,0 МВт<sub>г</sub>.

Сооружение системы геотермального теплоснабжения г.Курильска (> 10 Гкал/ч) (о.Итуруп).

##### ***Краснодарский край***

Сооружение системы геотермального электро- (на основе бинарной электростанции мощностью 4,0 МВт) и теплоснабжения (40,0 МВт) г. Лабинска — 2008 – 2011 гг.;

Создание системы комплексного использования геотермальных ресурсов для энергообеспечения в п.Мостовской 20,0 МВт<sub>т</sub> — 2008 – 2010 гг.

Демонстрационный Проект комплексного использования геотермальных ресурсов и других ВИЭ для энергообеспечения ЖКХ и производственных предприятий п.Розовый — 2008 – 2009 гг.

##### ***Ставропольский край***

Создание локальной системы геотермального тепло- и электроснабжения на основе георесурсов Казьминского месторождения со строительством БЭС мощностью 4,0 МВт и станции теплоснабжения до 60,0 МВт<sub>т</sub>.

**Калининградская область**

Сооружение системы геотермального тепло- и электроснабжения в г. Светлый (4,0 МВт<sub>э</sub> и 50,0 МВт<sub>т</sub>).

Программа реализации первоочередных геотермальных Проектов до 2015 г. позволит построить более 10 энергоблоков общей установленной мощностью более 125 МВт<sub>э</sub>.

По разным оценкам итоговые целевые показатели прогноза ввода новых геотермальных электро- и теплогенерирующих мощностей в России на период до 2020 года составляют по оптимистическому сценарию до 866,2 МВт<sub>э</sub> на ГеоЭС, до 849,0 МВт<sub>т</sub> — прямое геотеплоснабжение (табл. 1).

Таблица 1

**Прогноз ввода новых геотермальных электро- и теплогенерирующих мощностей на период до 2020 года (МВт)**

ОФ	Регионы	Прогнозные запасы геотермальных ресурсов, МВт <sub>э</sub> /МВт	t, °С	2010			2015			2020		
				ГеоЭС	ТН	ПТ	ГеоЭС	ТН	ПТ	ГеоЭС	ТН	ПТ
ДФО	Камчатка	5600/1600	60–320	79	5	80/120*	100/170*	10	70/100*	100/350*	20	80/100*
	Сахалинская область (Курилы)	1600/400	85–320	7,2 (4x1,8)	1	2/4	10/30	15	5/10	10/50	15	10/15
ЮФО	Краснодарский край	1000/100	70,5–116	–	1,5	10/20	5/15	50	30/40	5/30	100	50/70
	Ставропольский край	600/60	55–120	–	1,5	5/10	5/10	50	30/50	5/20	100	50/70
	Республика Дагестан	900/130	40–82	–	2	5/10	2,5/10	25	20/40	2,5/50	50	40/70
	Чеченская республика	1000/100	60–100	–	2	5/10	2,5/15	25	20/40	2,5/30	50	40/70
Итого:				86,2	13	107/174	125/250	175	175/280	125/530	335	270/395

\* - Ввод мощностей, МВт (ожидаемый/оптимистический)

\*\* - По другим регионам России суммарно по ТН и ПТ к 2020 г. — 402,0 МВт<sub>т</sub>

Итого:	ГеоЭС	ТН (тепловые насосы)	ПТ (прямое теплоснабжение)
	336,2/866,2*	523	552/849*

ЛИТЕРАТУРА

1. Поваров О.А., Томаров Г.В., Никольский А.И., Семенов В.Н. Фундаментальные исследования в области геотермальной энергетики // Теплоэнергетика. №1. 2005
2. Поваров О.А., Томаров Г.В. Развитие геотермальной энергетики в России и за рубежом // Теплоэнергетика. №3. 2006
3. Поваров О.А., Лукашенко Ю.Л., Томаров Г.В., Циммерман С.Д. // Тяжелое машиностроение. №1. 2001
4. Поваров О.А., Томаров Г.В. Всемирный геотермальный конгресс WGC-2005 // Теплоэнергетика. №3. 2006

ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ТЕПЛОНАСОСНЫЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ РОССИИ

Васильев Г.П., д.т.н., ОАО «ИНСОЛАР-ИНВЕСТ»

В отличие от «прямого» использования высокопотенциального геотермального тепла (гидротермальных ресурсов) использование грунта поверхностных слоев Земли как источника низкопотенциальной тепловой энергии для геотермальных теплонасосных систем теплоснабжения (ГТСТ) возможно практически повсеместно. В настоящее время в мире это одно из наиболее динамично развивающихся направлений использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

Грунт поверхностных слоев Земли фактически является тепловым аккумулятором неограниченной мощности. Тепловой режим грунта формируется под действием двух основных факторов – падающей на поверхность солнечной радиации и потока радиогенного тепла из земных недр. Сезонные и суточные изменения интенсивности солнечной радиации и температуры наружного воздуха вызывают колебания температуры верхних слоев грунта. Глубина проникновения суточных колебаний температуры наружного воздуха и интенсивности падающей солнечной радиации в зависимости от конкретных почвенно-климатических условий колеблется в пределах от нескольких десятков сантиметров до полутора метров. Глубина проникновения сезонных колебаний температуры наружного воздуха и интенсивности падающей солнечной радиации не превышает, как правило, 15–20 м.

Тепловой режим слоев грунта, расположенных ниже этой глубины («нейтральной зоны»), формируется под воздействием тепловой энергии, поступающей из недр Земли и практически не зависит от сезонных, а тем более суточных изменений параметров наружного климата (рис. 1). С увеличением глубины температура грунта также увеличивается в соответствии с геотермическим градиентом (примерно 3 °С на каждые 100 м). Величина потока радиогенного тепла, поступающего из земных недр, для разных местностей различается. Как правило, эта величина составляет 0,05–0,12 Вт/м<sup>2</sup>.

При эксплуатации ГТСТ грунтовый массив, находящийся в пределах зоны теплового влияния регистра труб грунтового тепло-

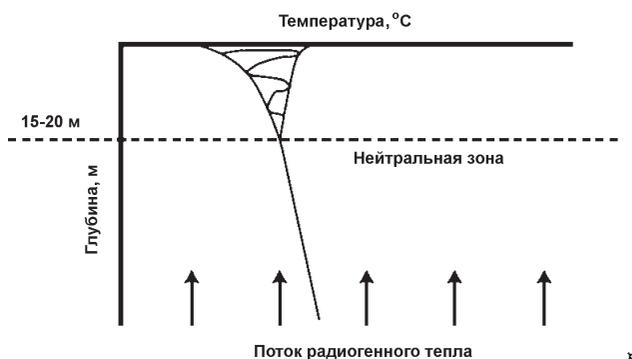


Рис. 1. График изменения температуры грунта в зависимости от глубины

обменника системы сбора низкопотенциального тепла грунта (системы теплосбора), вследствие сезонного изменения параметров наружного климата, а также под воздействием эксплуатационных нагрузок на систему теплосбора, как правило, подвергается многократному замораживанию и оттаиванию. При этом, естественно, происходит изменение агрегатного состояния влаги, заключенной в порах грунта и находящейся в общем случае как в жидкой, так и в твердой и газообразной фазах одновременно. При этом в капиллярно-пористых системах, каковой является грунтовый массив системы теплосбора, наличие влаги в поровом пространстве оказывает заметное влияние на процесс распространения тепла. Корректный учет этого влияния на сегодняшний день сопряжен со значительными трудностями, которые, прежде всего, связаны с отсутствием четких представлений о характере распределения твердой, жидкой и газообразной фаз влаги в той или иной структуре системы. При наличии в толще грунтового массива температурного градиента молекулы водяного пара перемещаются к местам, имеющим пониженный температурный потенциал, но в то же время под действием гравитационных сил возникает противоположно направленный поток влаги в жидкой фазе. Кроме этого, на температурный режим верхних слоев грунта оказывает влияние влага атмосферных осадков, а также грунтовые воды.

К характерным особенностям теплового режима систем сбора тепла грунта как объек-

та проектирования также следует отнести и так называемую «информативную неопределенность» математических моделей, описывающих подобные процессы, или, иначе говоря, отсутствие достоверной информации о воздействиях на систему окружающей среды (атмосферы и массива грунта, находящихся вне зоны теплового влияния грунтового теплообменника системы теплосбора) и чрезвычайную сложность их аппроксимации. Действительно, если аппроксимация воздействий на систему наружного климата, хотя и сложна, но все же при определенных затратах «машинного времени» и использовании существующих моделей (например, «типового климатического года») может быть реализована, то проблема учета в модели влияния на систему атмосферных воздействий (роса, туман, дождь, снег и т. д.), а также аппроксимация теплового влияния на грунтовой массив системы теплосбора подстилающих и окружающих его слоев грунта на сегодняшний день практически не разрешима и могла бы составить предмет отдельных исследований. Так, например, малая изученность процессов формирования фильтрационных потоков грунтовых вод, их скоростного режима, а также невозможность получения достоверной информации о тепловлажностном режиме слоев грунта, находящихся ниже зоны теплового влияния грунтового теплообменника, значительно осложняет задачу построения корректной математической модели теплового режима системы сбора низкопотенциального тепла грунта.

Для преодоления описанных сложностей, возникающих при проектировании ГТСТ, могут быть рекомендованы созданные и апробированные на практике метод математического моделирования теплового режима систем сбора тепла грунта и методика учета при проектировании ГТСТ фазовых переходов влаги в поровом пространстве грунтового массива систем теплосбора.

Суть метода состоит в рассмотрении при построении математической модели разности двух задач: «базовой» задачи, описывающей тепловой режим грунта в естественном состоянии (без влияния грунтового теплообменника системы теплосбора), и решаемой задачи, описывающей тепловой режим грунтового массива со стоками (источниками) тепла. В итоге, метод позволяет получить

решение относительно некоторой новой функции, представляющей собой функцию влияния стоков тепла на естественный тепловой режим грунта и равной разности температуры массива грунта в естественном состоянии и массива грунта со стоками (источниками тепла) — с грунтовым теплообменником системы теплосбора. Использование этого метода при построении математических моделей теплового режима систем сбора низкопотенциального тепла грунта позволило не только обойти трудности, связанные с аппроксимацией внешних воздействий на систему теплосбора, но и использовать в моделях экспериментально полученную метеостанциями информацию о естественном тепловом режиме грунта. Это позволяет частично учесть весь комплекс факторов (таких как наличие грунтовых вод, их скоростной и тепловой режимы, структура и расположение слоев грунта, «тепловой» фон Земли, атмосферные осадки, фазовые превращения влаги в поровом пространстве и многое другое), существеннейшим образом влияющих на формирование теплового режима системы теплосбора и совместный учет которых в строгой постановке задачи практически не возможен.

Методика учета при проектировании ГТСТ фазовых переходов влаги в поровом пространстве грунтового массива базируется на новом понятии «эквивалентной» теплопроводности грунта, которая определяется путем замены задачи о тепловом режиме замерзшего вокруг труб грунтового теплообменника цилиндра грунта «эквивалентной» квазистационарной задачей с близким температурным полем и одинаковыми граничными условиями, но с другой «эквивалентной» теплопроводностью.

Важнейшей задачей, решаемой при проектировании геотермальных систем теплоснабжения зданий, является детальная оценка энергетических возможностей климата района строительства и на этой основе составление заключения об эффективности и целесообразности применения того или иного схемного решения ГТСТ. Расчетные значения климатических параметров, приводимые в действующих нормативных документах, не дают полной характеристики наружного климата, его изменчивости по месяцам, а также в отдельные периоды года – отопительный сезон, период перегрева и др. Поэтому при решении вопроса о температурном потенци-

але геотермального тепла, оценки возможности его сочетания с другими естественными источниками тепла низкого потенциала, оценки их (источников) температурного уровня в годовом цикле необходимо привлечение более полных климатических данных (Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Части 1 – 6. Вып. 1 – 34. Санкт-Пб.: Гидрометеоздат. 1989 – 1998).

Среди такой климатической информации в нашем случае следует выделить данные:

о среднемесячной температуре почвы на разных глубинах;

о поступлении солнечного излучения на различно ориентированные поверхности.

В табл. 1 – 5 приведены данные о среднемесячных температурах грунта на различных глубинах для некоторых городов России. В табл. 1 приведены среднемесячные температуры грунта по 23 городам РФ на глубине 1,6 м, которая представляется наиболее рациональной, с точки зрения температурного потенциала грунта и возможностей механизации

*Таблица 1*

*Средние температуры грунта по месяцам на глубине 1,6 м для некоторых городов России*

Город	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Архангельск	4,0	3,5	3,1	2,7	2,5	3,0	4,5	6,0	7,1	7,0	6,1	4,9
Астрахань	7,5	6,1	5,9	7,3	11	14,6	17,4	19,1	19,1	16,7	13,6	10,2
Барнаул	2,6	1,7	1,2	1,4	4,3	8,2	11,0	12,4	11,6	9,2	6,2	3,9
Братск	0,4	-0,2	-0,6	-0,5	-0,2	0	3,0	6,8	7,2	5,4	2,9	1,4
Владивосток	3,7	2,0	1,2	1,0	1,5	5,3	9,1	12,4	13,8	12,7	9,7	6,4
Иркутск	-0,8	-2,8	-2,7	-1,1	-0,5	-0,2	1,7	5,0	6,7	5,6	3,2	1,2
Комсомольск-на-Амуре	0,8	-0,4	-0,9	-0,4	0	1,9	6,7	10,5	11,3	9,0	5,5	2,7
Магадан	-6,5	-8,0	-8,8	-8,7	-3,9	-2,6	-0,8	0,1	0,4	0,1	-0,2	-2,0
Москва	3,8	3,2	2,7	3,0	6,2	9,6	12,1	13,4	12,5	10,1	7,3	5,0
Мурманск	0,7	0,3	0	-0,3	-0,3	0,2	4,0	6,7	6,6	4,2	2,7	1,0
Новосибирск	2,1	1,2	0,6	0,5	1,3	5,0	9,1	11,3	10,9	8,8	5,8	3,6
Оренбург	4,1	2,6	1,9	2,2	4,9	8,0	10,7	12,4	12,6	11,2	8,6	6,0
Пермь	2,9	2,3	1,9	1,6	3,4	7,2	10,5	12,1	11,5	9,0	6,0	4,0
Петропавловск-Камчатский	2,6	1,9	1,5	1,1	1,2	3,4	6,7	9,1	9,6	8,3	5,6	3,8
Ростов-на-Дону	8,0	6,6	5,9	6,8	9,9	12,9	15,5	17,3	17,5	15,8	13,0	10,0
Салехард	1,6	1,0	0,7	0,5	0,4	0,9	3,9	6,8	7,1	5,6	3,5	2,3
Сочи	11,2	9,8	9,6	11,0	13,4	16,2	18,9	20,8	21,0	19,2	16,8	13,5
Туруханск	0,9	0,5	0,2	0	0	0,1	1,6	6,2	6,4	4,5	2,8	1,8
Тура	-0,9	-0,3	-5,2	-5,3	-3,2	-1,6	-0,7	1,2	2,0	0,7	0	-0,2
Уэлен	-6,9	-8,0	-8,6	-8,7	-6,3	-1,2	-0,4	0,1	0,2	0	-0,8	-3,7
Хабаровск	0,3	-1,8	-2,3	-1,1	-0,4	2,5	9,5	13,3	13,5	10,9	6,7	3,0
Якутск	-5,6	-7,4	-7,9	-7,0	-4,1	-1,8	0,3	1,5	1,1	0,1	-0,1	-2,4
Ярославль	2,8	2,2	1,9	1,7	3,9	7,8	10,7	12,4	11,5	9,5	6,3	3,9

*Таблица 2*

*Температура грунта в г. Ставрополе (почва – чернозем)*

Глубина, м	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0,4	1,2	1,3	2,7	7,7	13,8	17,9	20,3	19,6	15,4	11,4	6,0	2,8
0,8	3,0	1,9	2,5	6,0	11,5	15,4	17,6	17,6	15,3	12,2	7,8	4,6
1,6	5,0	4,0	3,8	5,3	8,8	12,2	14,4	15,7	15,1	12,7	9,7	6,8
3,2	8,9	8,0	7,4	7,4	8,4	9,9	11,3	12,6	13,2	12,7	11,6	10,1

Таблица 3

Температуры грунта в г. Якутске (почва илисто-песчаная с примесью перегноя, ниже – песок)

Глубина, м	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0,2	-19,2	-19,4	-16,2	-7,9	4,3	13,4	17,5	15,5	7,0	-3,1	-10,8	-15,6
0,4	-16,8	17,4	-15,2	-8,4	2,5	11,0	15,0	13,8	6,7	-1,9	-8,0	-12,9
0,6	-14,3	-15,3	-13,7	-8,5	0,2	7,9	12,1	11,8	6,2	-0,5	-5,2	-10,3
0,8	-12,4	-14,1	-12,7	-8,4	-1,4	5,0	9,4	9,6	5,3	0	-3,4	-8,1
1,2	-8,7	-10,2	-10,2	-8,0	-3,3	0,1	4,1	5,0	2,8	0	-0,9	-4,9
1,6	-5,6	-7,4	-7,9	-7,0	-4,1	-1,8	0,3	1,5	1,1	0,1	-0,1	-2,4
2,4	-2,6	-4,4	-5,4	-5,6	-4,4	-3,0	-2,0	-1,4	-1,0	-0,9	-0,9	-1,0
3,2	-1,7	-2,6	-3,8	-4,4	-4,2	-3,4	-2,8	-2,3	-1,9	-1,8	-1,6	-1,5

Таблица 4

Температуры грунта в г. Пскове (дно, почва суглинистая, подпочва – глина)

Глубина, м	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0,2	-0,8	-1,1	-0,3	3,3	11,4	15,1	19	17,2	12,3	6,7	2,6	0,2
0,4	0,6	0	0	2,4	9,6	13,5	16,9	16,5	12,9	7,8	4,2	1,7
0,8	1,7	0,9	0,8	2,0	7,8	11,6	15,0	15,6	13,2	8,8	5,4	2,9
1,6	3,2	2,4	1,9	2,2	5,6	9,2	11,9	13,2	12,0	9,7	6,9	4,6

Таблица 5

Температура грунта в г. Владивостоке (почва бурая каменистая, насыпная)

Глубина, м	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0,2	-6,1	-5,5	-1,3	2,7	9,3	14,8	18,9	21,2	18,4	11,6	3,2	-2,3
0,4	-3,7	-3,8	-1,1	1,0	7,3	12,7	16,7	19,5	17,5	12,3	5,2	0,2
0,8	-0,1	-1,4	-0,6	0	4,4	10,4	14,2	17,3	17,0	13,5	7,8	2,9
1,6	3,6	2,0	1,3	1,1	2,9	7,7	11,0	14,2	15,4	13,8	10,2	6,4
3,2	8,0	6,4	5,2	4,4	4,2	5,5	7,5	9,4	11,3	12,4	11,7	10

производства работ по заложению горизонтальных грунтовых теплообменников.

Представленная в таблицах информация о естественном ходе температур грунта на глубине до 3,2 м (т. е. в «рабочем» слое грунта для ГТСТ с горизонтальным расположением грунтового теплообменника) наглядно иллюстрирует возможности использования грунта как источника тепла низкого потенциала. Очевидным является сравнительно небольшой интервал изменения на территории России температуры слоев, расположенных на одинаковой глубине. Так, например, минимальная температура грунта на глубине 3,2 м от поверхности в г. Ставрополе составляет 7,4 °С, а в г. Якутске – (-4,4 °С); соответственно, интервал изменения температуры грунта на данной глубине составляет 11,8 градуса. Этот факт позволяет рассчиты-

вать на создание в достаточной степени унифицированного теплонасосного оборудования, пригодного к эксплуатации практически на всей территории России.

Как видно из представленных таблиц, характерной особенностью естественного температурного режима грунта является запаздывание минимальных температур грунта относительно времени поступления минимальных температур наружного воздуха. Минимальные температуры наружного воздуха повсеместно наблюдаются в январе, минимальные температуры в грунте на глубине 1,6 м в г. Ставрополе наблюдаются в марте, в г. Якутске – в марте, в г. Сочи – в марте, в г. Владивостоке – в апреле. Таким образом, очевидно, что к моменту наступления минимальных температур в грунте нагрузка на теплонасосную систему теплоснаб-

жения (теплопотери здания) снижается. Этот момент открывает достаточно серьезные возможности для снижения установочной мощности ГТСТ (экономии капитальных затрат) и обязательно должен учитываться при проектировании.

Для оценки эффективности применения геотермальных теплонасосных систем теплоснабжения в климатических условиях России было выполнено районирование территории РФ по эффективности использования геотермального тепла низкого потенциала для целей теплоснабжения. Районирование выполнялось на основе результатов численных экспериментов по моделированию эксплуатационных режимов ГТСТ в климатических условиях различных регионов территории РФ. Численные эксперименты проводились на примере гипотетического двухэтажного коттеджа с отапливаемой площадью 200 м<sup>2</sup>, оборудованного геотермальной теплонасосной системой теплоснабжения. Наружные ограждающие конструкции рассматриваемого дома имеют следующие приведенные сопротивления теплопередачи:

наружные стены — 3,2 м<sup>2</sup> · ч · °С/Вт;  
 окна и двери — 0,6 м<sup>2</sup> · ч · °С/Вт;  
 покрытия и перекрытия — 4,2 м<sup>2</sup> · ч · °С/Вт.

При проведении численных экспериментов рассматривались:

система сбора тепла грунта с низкой плотностью потребления геотермальной энергии;  
 горизонтальная система теплосбора из полиэтиленовых труб диаметром 0,05 м и длиной 400 м;  
 система сбора тепла грунта с высокой плотностью потребления геотермальной энергии;  
 вертикальная система теплосбора из одной термоскважины диаметром 0,16 м и длиной 40 м.

Проведенные исследования показали, что потребление тепловой энергии из грунтового массива к концу отопительного сезона вызывает вблизи регистра труб системы теплосбора понижение температуры грунта, которое в почвенно-климатических условиях большей части территории РФ не успевает компенсироваться в летний период года, и к началу следующего отопительного сезона грунт выходит с пониженным температурным по-

тенциалом. Потребление тепловой энергии в течение следующего отопительного сезона вызывает дальнейшее снижение температуры грунта, и к началу третьего отопительного сезона его температурный потенциал еще больше отличается от естественного. И так далее... Однако огибающие теплового влияния многолетней эксплуатации системы теплосбора на естественный температурный режим грунта имеют ярко выраженный экспоненциальный характер, и к пятому году эксплуатации грунт выходит на новый режим, близкий к периодическому, т. е., начиная с пятого года эксплуатации, многолетнее потребление тепловой энергии из грунтового массива системы теплосбора сопровождается периодическими изменениями его температуры. Таким образом, при проведении районирования территории РФ необходимо было учитывать падение температур грунтового массива, вызванное многолетней эксплуатацией системы теплосбора, и использовать в качестве расчетных параметров температур грунтового массива температуры грунта, ожидаемые на 5 год эксплуатации ГТСТ. Учитывая это обстоятельство, при проведении районирования территории РФ по эффективности применения ГТСТ в качестве критерия эффективности геотермальной теплонасосной системы теплоснабжения был выбран средний за 5 год эксплуатации коэффициент трансформации теплоты  $K_{тр}^p$ , представляющий собой отношение вырабатываемой ГТСТ полезной тепловой энергии к энергии, затрачиваемой на ее привод, и определяемый для идеального термодинамического цикла Карно следующим образом:

$$K_{тр}^p = T_o / (T_o - T_n), \quad (1)$$

где  $T_o$  — температурный потенциал тепла, отводимого в систему отопления или теплоснабжения,  $K$ ;  $T_n$  — температурный потенциал источника тепла,  $K$ .

Коэффициент трансформации теплонасосной системы теплоснабжения  $K_{тр}$  представляет собой отношение полезного тепла, отводимого в систему теплоснабжения потребителя, к энергии, затрачиваемой на работу ГТСТ, и численно равен количеству полезного тепла, получаемого при температурах  $T_o$  и  $T_n$  на единицу энергии, затраченной на привод ГТСТ. Реальный коэффициент трансформации отличается от идеального, описанного формулой (1), на величину коэффициента

$h$ , учитывающего степень термодинамического совершенства ГТСТ и необратимые потери энергии при реализации цикла.

Численные эксперименты проводились с помощью созданной в ОАО «ИНСОЛАР-ИНВЕСТ» программы, обеспечивающей определение оптимальных параметров системы теплосбора в зависимости от климатических условий района строительства, теплозащитных качеств здания, эксплуатационных характеристик теплонасосного оборудования, циркуляционных насосов, нагревательных приборов системы отопления, а также режимов их эксплуатации. Программа базируется на описанном ранее методе построения математических моделей теплового режима систем сбора низкопотенциального тепла грунта, который позволил обойти трудности, связанные с информативной неопределенностью моделей и аппроксимацией внешних воздействий, за счет использования в программе экспериментально полученной информации о естественном тепловом режиме грунта, которая позволяет частично учесть весь комплекс факторов (таких как наличие грунтовых вод, их скоростной и тепловой режимы, структура и расположение слоев грунта, «тепловой» фон Земли, атмосферные осадки, фазовые превращения влаги в поровом пространстве и многое другое), существеннейшим образом влияющих на фор-

мирование теплового режима системы теплосбора, и совместный учет которых в строгой постановке задачи на сегодняшний день практически не возможен. В качестве решения «базовой» задачи использовались данные Справочника по климату СССР (Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Части 1 – 6. Вып. 1 – 34. Санкт-Пб.: Гидрометеиздат. 1989 – 1998.

Программа фактически позволяет решить задачу многопараметральной оптимизации конфигурации ГТСТ для конкретного здания и района строительства. При этом целевой функцией оптимизационной задачи является минимум годовых энергетических затрат на эксплуатацию ГТСТ, а критериями оптимизации являются радиус труб грунтового теплообменника, его (теплообменника) длина и глубина заложения.

Результаты численных экспериментов и районирование территории России по эффективности использования геотермального тепла низкого потенциала для целей теплоснабжения зданий представлены в графическом виде на рис. 2 – 9.

На рис. 2 представлены значения и изолинии коэффициента трансформации геотермальных теплонасосных систем теплоснабжения с горизонтальными системами теплосбора, а на рис. 3 – для ГТСТ с вертикальными



**Рис. 2.** Районирование территории России по эффективности использования низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли для теплохладоснабжения (изолинии на карте — значения коэффициента трансформации энергии для горизонтальных ГТСТ, численно равные количеству полезной тепловой энергии, вырабатываемой ГТСТ на 1 кВт энергии, затрачиваемой на ее привод, доли единицы)



**Рис. 3.** Районирование территории России по эффективности использования низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли для теплохладоснабжения (изолинии на карте — значения коэффициента трансформации энергии для вертикальных ГТСТ, численно равные количеству полезной тепловой энергии, вырабатываемой ГТСТ+ПД на 1 кВт энергии, затрачиваемой на ее привод, доли единицы)

ми системами теплосбора. Как видно из рисунков, максимальные значения  $K_{тр}^p$  4,24 для горизонтальных систем теплосбора и 4,14 – для вертикальных можно ожидать на юге территории России, а минимальные значения, соответственно, 2,87 и 2,73 на севере, в Уэлене. Для средней полосы России значения  $K_{тр}^p$  для горизонтальных систем теп-



**Рис. 4.** Районирование территории России по эффективности использования низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли для теплоснабжения (изолинии на карте – удельные годовые затраты энергии на привод горизонтальных ГТСТ+ПД, включающие отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, приведенные к  $1 \text{ м}^2$  отапливаемой площади,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}/(\text{г} \cdot \text{м}^2)$ )

На рис. 4 представлены значения и изолинии удельных годовых затрат энергии на привод «горизонтальных» ГТСТ+ПД (пиковый доводчик), включающих энергозатраты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, приведенные к  $1 \text{ м}^2$  отапливаемой площади, а на рис. 5 – для ГТСТ с вертикальными системами теплосбора. Как видно из рисунков, годовые удельные энергозатраты на привод горизонтальных ГТСТ, приведенные к  $1 \text{ м}^2$  отапливаемой площади здания изменяются от  $28,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{г} \cdot \text{м}^2)$  на юге России до  $241 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{г} \cdot \text{м}^2)$  в г. Якутске, а для вертикальных ГТСТ, соответственно, от  $28,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{г} \cdot \text{м}^2)$  на юге и до  $248 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{г} \cdot \text{м}^2)$  в г. Якутске. Если мы умножим представленное на рисунках для конкретной местности значение годовых удельных энергозатрат на привод ГТСТ на значение для этой местности  $K_{тр}^p$ , уменьшенное на 1, то получим количество энергии, сэкономленной ГТСТ с  $1 \text{ м}^2$  отапливаемой площади за год. Например, для Москвы для

теплосбора находятся в пределах  $3,4 - 3,6$ , а для вертикальных систем в пределах  $3,2 - 3,4$ . Обращают на себя достаточно высокие значения  $K_{тр}^p$  ( $3,2 - 3,5$ ) для районов Дальнего Востока, районов с традиционно сложными условиями топливоснабжения. По-видимому, Дальний Восток является регионом приоритетного внедрения ГТСТ.



**Рис. 5.** Районирование территории России по эффективности использования низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли для теплоснабжения (изолинии на карте – удельные годовые затраты энергии на привод вертикальных ГТСТ+ПД, включающие отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, приведенные к  $1 \text{ м}^2$  отапливаемой площади,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}/(\text{г} \cdot \text{м}^2)$ )

вертикальной ГТСТ это значение составит  $189,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  с  $1 \text{ м}^2$  в год. Для сравнения можно привести значения удельных энергозатрат, установленные московскими нормами по энергосбережению МГСН 2.01–99 для малоэтажных зданий на уровне 130, а для многоэтажных зданий  $95 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{г} \cdot \text{м}^2)$ . При этом в нормируемые МГСН 2.01–99 энергозатраты входят только затраты энергии на отопление и вентиляцию, в нашем же случае в энергозатраты включены и затраты энергии на горячее водоснабжение. Дело в том, что существующий в действующих нормах подход к оценке энергозатрат на эксплуатацию здания выделяет в отдельные статьи затраты энергии на отопление и вентиляцию здания и затраты энергии на его горячее водоснабжение. При этом энергозатраты на горячее водоснабжение не нормируются. Такой подход не кажется правильным, поскольку затраты энергии на горячее водоснабжение зачастую соизмеримы с затратами энергии на отопление и вентиляцию.



**Рис. 6.** Районирование территории России по эффективности использования низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли для теплоснабжения (изолинии на карте — рациональное соотношение тепловой мощности пикового доводчика и установленной электрической мощности горизонтальных ГТСТ, доли единицы)

На рис. 6 представлены значения и изолинии рационального соотношения тепловой мощности пикового доводчика (ПД) и установленной электрической мощности горизонтальных ГТСТ в долях единицы, а на рис. 7 — для ГТСТ с вертикальными системами теплосбора. Критерием рационального соотношения тепловой мощности пикового доводчика и установленной электрической мощности ГТСТ (исключая ПД) являлся минимум годовых затрат электроэнергии на привод ГТСТ+ПД. Как видно из рисунков, рациональное соотношение мощностей тепловой ПД и электрической ГТСТ (без ПД) изменяется от 0 на юге России, до 2,88 — для горизонтальных ГТСТ и 2,92 для вертикальных систем в г. Якутске. В центральной полосе территории РФ рациональное соотношение тепловой мощности доводчика и установленной электрической мощности ГТСТ+ПД находится как для горизонтальных, так и вертикальных ГТСТ в пределах 1,1–1,3. На этом моменте нужно остановиться более подробно. Дело в том, что при замещении, например, электроотопления в Центральной полосе России мы фактически имеем возможность на 35–40 % сократить мощность установленного в отапливаемом здании электрооборудования и соответственно сократить электрическую мощность, запрашиваемую у РАО «ЕЭС», которая сегодня «стоит» около 50 тыс. руб. за 1 кВт установленной в доме

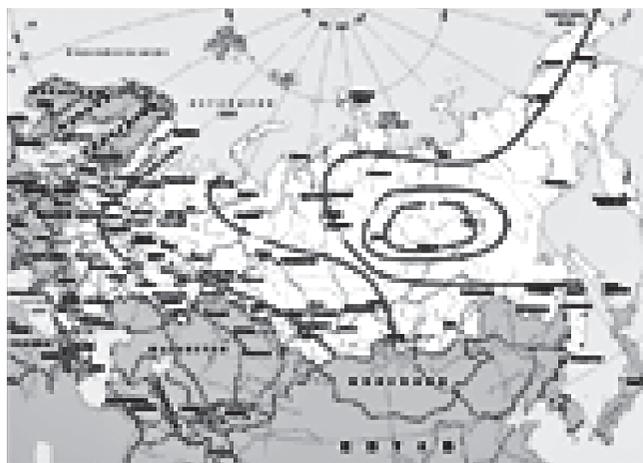


**Рис. 7.** Районирование территории России по эффективности использования низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли для теплоснабжения (изолинии на карте — рациональное соотношение тепловой мощности пикового доводчика и установленной электрической мощности вертикальных ГТСТ, доли единицы)

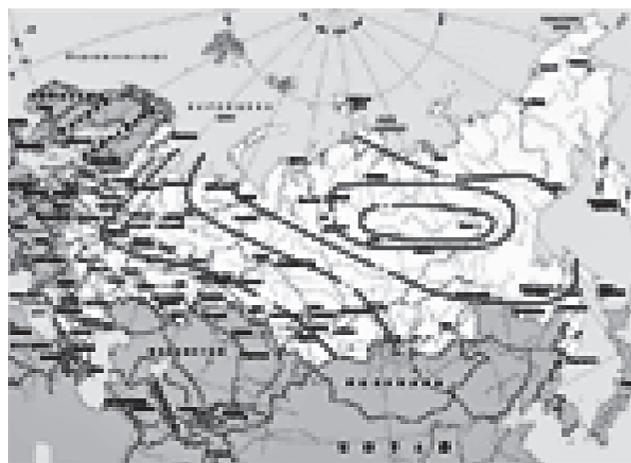
электрической мощности. Так, например, для коттеджа с расчетными теплопотерями в наиболее холодную пятидневку равными 15 кВт, мы сэкономим 6 кВт установленной электрической мощности и соответственно, около 300 тыс. руб. или  $H \approx 11,5$  тыс. долл. США. Эта цифра практически равна стоимости ГТСТ такой тепловой мощности.

Таким образом, если корректно учитывать все издержки, связанные с подключением здания к централизованному электроснабжению, оказывается, что при существующих сегодня тарифах на электроэнергию и подключение к сетям централизованного электроснабжения в Центральной полосе территории РФ даже по единовременным затратам ГТСТ оказывается выгоднее электроотопления, не говоря уже о 60 %-ной экономии энергии.

На рис. 8 представлены значения и изолинии — удельный вес тепловой энергии, вырабатываемой в течение года ПД в суммарных годовых энергозатратах системы горизонтальная ГТСТ+ПД в процентах, а на рис. 9 — для ГТСТ с вертикальными системами теплосбора. Как видно из рисунков, удельный вес тепловой энергии, вырабатываемой в течение года ПД, в суммарных годовых энергозатратах системы горизонтальная ГТСТ+ПД изменяется от 0 % на юге России до 38–40% в г. Якутске и г. Туре, а для вертикальных ГТСТ+ПД — соответ-



**Рис. 8.** Районирование территории России по эффективности использования низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли для теплоснабжения (изолинии на карте – удельный вес тепловой энергии, вырабатываемой в течение года пиковым доводчиком (ПД), в суммарных годовых энергозатратах системы горизонтальная ГТСТ+ПД, проценты)



**Рис. 9.** Районирование территории России по эффективности использования низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли для теплоснабжения (изолинии на карте – удельный вес тепловой энергии, вырабатываемой в течение года пиковым доводчиком (ПД), в суммарных годовых энергозатратах системы вертикальная ГТСТ+ПД, проценты)

ственно, от 0 % на юге и до 48,5 % в г. Якутске. В Центральной полосе России эти значения составляют и для вертикальных, и для горизонтальных ГТСТ около 5 – 7 %. Это небольшие энергозатраты, и в связи с этим нужно внимательно относиться к выбору ПД. Наиболее рациональным с точки зрения как удельных капложений в 1 кВт мощности, так и автоматизации являются пиковые электродоводчики. Заслуживает внимание использование котлов, работающих на пеллетах.

В завершении хотелось бы остановиться на очень важном вопросе: проблеме выбора рационального уровня теплозащиты зданий. Эта проблема представляет сегодня очень серьезную задачу, для решения которой необходим серьезный численный анализ, учитывающий и специфику нашего кли-

мата, и особенности применяемого инженерного оборудования, инфраструктуры централизованных сетей, а также экологическую ситуацию в городах, ухудшающуюся буквально на глазах, и многое другое. Очевидно, что сегодня уже некорректно формулировать какие-либо требования к оболочке здания без учета его (здания) взаимосвязей с климатом и системой энергоснабжения, инженерными коммуникациями и пр. В итоге, в самом ближайшем будущем решение проблемы выбора рационального уровня теплозащиты будет возможно только на основе рассмотрения комплекса здание + система энергоснабжения + климат + окружающая среда как единой экоэнергетической системы, а при таком подходе конкурентные преимущества ГТСТ на отечественном рынке трудно переоценить.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Sanner B. Ground Heat Sources for Heat Pumps (classification, characteristics, advantages). Course on geothermal heat pumps. 2002
2. Васильев Г. П. Экономически целесообразный уровень теплозащиты зданий // Энергосбережение. №5 2002
3. Васильев Г. П. Теплоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли: Монография. Издательский дом «Граница». М. : Красная звезда. 2006

## ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

По поручению Федеральных органов исполнительной власти в рамках подготовки Российской программы развития возобновляемых источников энергии, Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике, при поддержке Совета Федерации РФ, Государственной Думы РФ, государственных органов исполнительной власти, ОАО «РусГидро» проводится работа по подготовке нормативно-правовых актов и механизмов поддержки развития возобновляемых источников энергии в Российской Федерации.

Для оценки реального состояния и перспектив развития возобновляемой энергетики в России, а также для уточнения интересов профессионального сообщества в части создания и использования стимулов, инструментов и инфраструктуры для ускоренного развития возобновляемых источников энергии, проведена серия семинаров по отдельным видам возобновляемой энергетики.

В рамках семинаров были организованы Круглые столы с участием специалистов-практиков: энергетиков, экологов, экономистов, представителей органов власти и бизнес-сообщества. С материалами семинаров можно ознакомиться на сайте <http://e-apbe.ru>

### СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

26 июня 2008 г., г. Москва

Данный семинар, проведенный 26 июня 2008 г. в г. Москве является очередным в серии семинаров по проблемам малой и возобновляемой энергетики России, организованных АПБЭ.

Ведущий семинара — начальник отдела экологии АПБЭ Ольга Новоселова.

С приветственным словом к участникам семинара обратился генеральный директор АПБЭ Игорь Кожуховский.

С докладами выступили: Игорь Кожуховский (АПБЭ), Павел Панкратьев и Олег Муравьев (ОАО «ГидроОГК»), Яков Бляшко (МНТО «ИНСЭТ»), Измаил Хузмиев (Центр энергоменеджмента, энергоаудита и исследований региональных проблем), Петр Кочиев (ОАО «Зараканские ГЭС»), Виктор Шаварин (Совет ветеранов энергетики).

В дискуссии приняли участие представители ведущих научных и производственных организаций России, проводящих исследования и разработки в сфере развития малой

гидроэнергетики в Российской Федерации, а также представители Всемирного фонда дикой природы (WWF), ИнтерРАО ЕЭС, Дирекции Всемирного банка и ряда других организаций.

В ходе семинара были обсуждены следующие темы.

Основные направления развития отрасли ВИЭ в России, целевые показатели ВИЭ.

Развитие нормативно-правовой базы, направленной на поддержку ВИЭ (включая малую энергетику).

Роль малой гидроэнергетики в энергоснабжении отдаленных регионов России (Северный Кавказ, Дальний Восток и т.д.).

Перспектива развития рынка малых ГЭС в России.

Опыт внедрения малых ГЭС в России в 60 годы и современный этап.

С подведением итогов семинара выступили Ольга Новоселова (АПБЭ) и Алексей Конев (ЦЭФ ЕЭС).

### СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БИОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

10 сентября 2008 г., г. Москва

С приветственными словами к участникам семинара обратились модераторы семинара: начальник отдела экологии Ольга Новоселова и советник Генерального директора Евгений Коныгин.

#### Вводные доклады представили:

- менеджер комплексного проекта «ВИЭ» Алексей Конев (АПБЭ). «Основные направления развития ВИЭ. Целевые показатели»;



• начальник департамента ВИЭ ОАО «РусГидро» Павел Понкратьев «Нормативно-правовые предпосылки развития биоэнергетики в России».

На семинаре обсуждались следующие вопросы развития возобновляемой энергетики в России.

Совершенствование нормативно-правовой базы на примере поправок к Федеральному закону «Об электроэнергетике» №35 ФЗ.

Основные направления госполитики в области ВИЭ.

Целевые показатели развития ВИЭ до 2020 г.

Важнейшими темами дискуссии о развитии биоэнергетики стали.

Нормативно-правовые предпосылки развития биоэнергетики в России.

Определение надбавок к равновесной цене рынка для генераторов на ВИЭ.

Экономические предпосылки развития рынка биоэнергетики в России.

Экологические преимущества биоэнергетики.

Перспективы развития биотоплива в России.

Технологии производства синтетического дизельного топлива.

Технологии переработки и утилизации отходов.

Биогазовые технологии и др.

**Доклады представили ведущие специалисты в области возобновляемой энергетики и биоэнергетики:**

**Максимов А.Д.** (Научный Центр Агроэкопрогноз) Перспективы развития рынка биоэнергетики в РФ;

**Голубев В.В.** (Концерн «БиоГазЭкология»);

**Юлкин М.А.** (АНО «Центр экологических инвестиций») Биоэнергетика и сокращение выбросов парниковых газов;

**Фост И.Д.** (Национальное углеродное соглашение) Биоэнергетический потенциал производства и потребления;

**Чумаков А.Н.** (Зеленый крест) Программа: возобновляемая энергетика в России;

**Цхомария В.Н.** (GRETA ENERGY RU) Проект по утилизации отходов животноводства для производства электрической и тепловой энергии;

**Панухава Е.С.** (ЗАО «Сигнал») Биоресурсы России и их использование. Биоэнергетика — экономика и политика. Биогаз — наиболее эффективный и универсальный вид топлива для российского АПК;

**Загорская Е.А.** (ГЛЕС-Индастри) Выработка электрической энергии методом пиролиза ТБО;

**Суракка М.** (Компания «Поури Энерджи») Производство синтетического дизельного топлива. Обзор технологий;

**Чалков Г.В.** (Белокалитвинский агрокомбинат);

**Татаринев В.М.** (ОАО «Концерн «КОНАТЭМ») Инновационная комплексная технология анаэробной переработки и использования отходов промышленного животноводства.

## СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

25 сентября 2008 г. г. Ростов-на-Дону

В Ростове-на-Дону 25 сентября состоялся семинар «Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики».

По словам советника гендиректора АПБЭ Евгения Коныгина, всего полгода назад тема возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России была декларативной. Однако за последнее время произошли события, которые позволили говорить о возможности начать се-

рьезную работу в этом направлении. В частности, были приняты поправки к закону «Об электроэнергетике», готовится несколько постановлений Правительства, которые позволяют говорить о готовности государства поддерживать проекты, связанные с ВИЭ.

«Наше агентство решило провести серию мозговых штурмов, которые были названы тематическими семинарами. Несколько се-

минаров уже состоялось, в октябре будет проведена дискуссия и итоговая конференция по теме ВИЭ. В ноябре Российский союз промышленников и предпринимателей проведет расширенное бюро, на котором выступят представители бизнеса, готовые развивать ВИЭ», — поделился Е. Кобылин.

По мнению главного эксперта Департамента ВИЭ ОАО «Рус Гидро» Алексея Дубоносова, в России большой потенциал использования возобновляемых источников: энергии малых рек в Сибири, на Северном Кавказе и на Дальнем Востоке, энергии приливов на Кольском полуострове и Дальнем Востоке, ветра — на юге России, Камчатке, в северных районах, геотермальных источников — на юге России, Дальнем Востоке и на Камчатке.

Директор АПБЭ Игорь Кожуховский констатировал, что при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики в России, выяснилось, что информации о проработанных проектах ВИЭ в стране почти нет. Наша задача — сформировать развитие ВИЭ как политику и стимулировать более активное использование ВИЭ.

Агентство приступило к разработке программы развития ВИЭ в России до 2020 года. По прогнозам, к 2020 году совокупная доля в производстве электроэнергии ВИЭ должна составить 4, 5 % , установленная мощность — 25 162 МВт (для сравнения — в Европе к этому году этот показатель планируется довести до 20%).

Сейчас доля ВИЭ в производстве электроэнергии составляет всего 0, 9%, установленная мощность — 2 186, 2 МВт. Предполагается, что к 2020 году более всего электроэнергии из числа ВИЭ будет вырабатываться за счет биоэнергетики (7850МВт), на втором месте — использование энергии ветра ( 7000 МВт), на третьем — приливов (4 500МВт).

Для эффективной господдержки проектов с использованием ВИЭ эксперты предлагают ускорить принятие закона, повышающего в 5 – 7 раз экологические (налоговые) платежи, ввести надбавку при определении цены электроэнергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ на оптовом и розничном рынке, субсидировать плату за подключение объектов ВИЭ к сетям.

Развитию ВИЭ будет способствовать удоро-

жание удельных капиталовложений в строительство традиционных генерирующих мощностей. Если еще недавно киловатт обходился в 1000 – 1200 USD, то теперь эти расходы выросли до 2800 – 3000 USD. При этом уровень капиталовложений в ВИЭ по мере освоения технологии будет снижаться. При этом мы должны думать о диверсификации топливного баланса страны (европейская часть сейчас очень зависит от газа, Сибирь — от угля), а также о повышении энергоэффективности и сохранении экологии.

**На семинаре с докладами выступили:**

**Кожуховский И.С.** Основные направления развития возобновляемой энергетики в РФ до 2020 г.;

**Дубоносов А.Г.** О нормативном обеспечении энергетики с использованием ВИЭ в РФ;

**Аверченков А.А.** О сотрудничестве РФ и Всемирного банка по развитию возобновляемой энергетики в России;

**Смирнов С.Ю.** Опыт финансирования энергосберегающих технологий банком «Центр-инвест»;

**Ковальчук А.П.** Перспектива развития ВИЭ в Ростовской области;

**Ермоленко Г.В.** Реализуемые и планируемые проекты Greta Energy Ru в Краснодарском крае в области возобновляемых источников энергии;

**Хорст Майран.** Участие компании RWE в проектах по внедрению ВИЭ;

**Черни А.В.** Создание энергетического комплекса в г. Новошахтинске с использованием ВИЭ;

**Загорская Е.А.** Выработка энергии с помощью пиролиза бытовых отходов;

**Никитин В.Г.** Комплексный подход при модернизации и строительстве автономных объектов энергоснабжения Ростовской области;

**Вайсберг В.А.** Солнечная фотоэнергетика в России: сегодня и завтра;

**Абрамов В.О.** Энергосберегающие системы отопления на базе вихревых теплогенераторов;

**Мордасов В.Г.** Состояние и планы развития Nitel Solar по производству прикремния;

**Андреас Тойбер.** Софинансирование биоэнергетики через механизмы Киотского протокола;

**Ханс Янсен.** Проект ЕЭК ООН по устойчивому развитию производства и маркетинга биомассы в регионе ЕЭК ООН;

**Лапин И.А.** Применение тепловых насосов в теплоэнергетике;

**Грибков С.В.** Ветро дизельные и системные сетевые комплексы для Южного Федерального округа;

**Мозговой А.И.** Практические схемы и конструкции ВИЭ и накопителей энергии;

**Тихоненко И.А.** Малая энергетика. Получение энергоресурсов из органических отходов предприятий методом высокотемпературной газификации;

**Архипов А.Ю.** Экономическая целесообразность внедрения источников возобновляемой энергии в Ростовской области;

**Брень В.А.** Преобразование солнечной энергии при помощи фотохромов;

**Панич А.А.** Возобновляемые источники электрической энергии на основе твердотельного пьезокерамического преобразователя.

Подробнее с материалами семинаров можно ознакомиться на сайте <http://e-apbe.ru/>

***Уважаемые читатели!***

Вы можете оформить подписку на первое полугодие 2009 года на журнал «Малая энергетика» следующим образом:

**1.** Через агентство «Роспечать». Подписной индекс:  
по общему каталогу — **88737**  
по научно-техническому каталогу — **58475**

**2.** Через редакцию журнала «Малая энергетика», заполнив заявку с указанием почтового адреса, кодов ОКПО и ОКОНХ (для оформления счета-фактуры), количества экземпляров и формы получения.

Подписка оформляется:

- на полугодие (2 номера журнала),

Стоимость журнала — 800 руб. (не включая доставку).

Форма оплаты подписки:

- по безналичному расчету на счет ОАО «НИИЭС»

Форма получения журнала:

- в редакции
- почтовая рассылка

Заявки на подписку принимаются по адресу:

125362, Москва, а/я 393, Строительный проезд, 7а.

e-mail: [melihova@niies.ru](mailto:melihova@niies.ru);

Телефон для справок: (495) 497-21-51

Факс: (495) 363-56-51

**Примерный перечень российских выставок, конференций**

*(конец 2008, 2009 г.)*

<b>Энергетика. Ресурсосбережение – 2008</b> 10-я Международная специализированная выставка	<b>г. Казань</b>	02.12 – 04.12.2008
<b>Энергосбережение и энергоэффективные технологии – 2008</b> 6-я Специализированная выставка энергосберегающих технологий, нетрадиционных источников энергии, оборудования	<b>г. Волгоград</b>	09.12. – 11.12.2008
<b>Энергетика Карелии – 2008</b> 9-я Международная выставка	<b>г. Петрозаводск</b>	10.12 – 12.12.2008
<b>Энергетика Закамья – 2009</b> 8-я Международная специализированная выставка	<b>г. Набережные Челны</b>	10.02 – 12.02.2009
<b>Экология большого города – 2009</b> 9-й Международный экологический форум. 16-я Международная выставка сооружений и средств защиты водного и воздушного бассейнов, природоохранных услуг	<b>г. Санкт-Петербург</b>	18.03 – 20.03.2009
<b>Энергетика. Энергосбережение. Электротехника – 2009</b> 9-я Специализированная выставка	<b>г. Волгоград</b>	24.03 – 26.03.2009
<b>Энерго- и ресурсосбережение. Экология – 2009</b> Ежегодная межотраслевая выставка	<b>г. Ярославль</b>	25.03 – 27.03.2009
<b>Петербургский Международный Форум ТЭК – 2009</b> 9-й Международный форум	<b>г. Санкт-Петербург</b>	25.03 – 27.03.2009
<b>Экология. Энергетика – 2009</b> Специализированная выставка	<b>г. Екатеринбург</b>	08.04 – 10.04.2009
<b>Энергетика. Экология. Энергосбережение – 2009</b> Южно-Российская выставка-форум	<b>г. Пятигорск</b>	16.04 – 18.04.2009
<b>Современный город. Энергетика. Ресурсосбережение. Экология – 2009</b> 6-я Межрегиональная специализированная выставка	<b>г. Белгород</b>	05.08 – 07.08.2009
<b>Энергетика. Электротехника. Энергосбережение – 2009</b> 12-я Межрегиональная промышленная выставка	<b>г. Пермь</b>	22.09 – 25.09.2009
<b>Кавказ-Энерго – 2009</b> Форум "Электроэнергетика Северного Кавказа"	<b>г. Кисловодск</b>	30.09 – 2.10.2009
<b>Экология – 2009</b> Международная специализированная выставка	<b>г. Альметьевск</b>	14.10 – 16.10.2009
<b>Российский энергетический форум – 2009</b> Пленарное заседание, работа по секциям	<b>г. Уфа</b>	20.10 – 23.10.2009
<b>Энергетика. Ресурсосбережение – 2009</b> 11-я Международная специализированная выставка	<b>г. Казань</b>	01.12 – 03.12.2009
<b>Энергетика Карелии – 2009</b> 10-я Международная выставка	<b>г. Петрозаводск</b>	09.12 – 11.12.2009
<b>Энерго - Промэкспо – 2009</b> 4-я Универсальная выставка, посвященная профессиональному празднику "День энергетика"	<b>г. Екатеринбург</b>	16.12 – 18.12.2009

**Примерный перечень зарубежных выставок, конференций**

*(конец 2008, 2009 г.)*

<b>Energia Odnawialna – 2008</b> Выставка возобновляемой энергии	<b>г. Лодзь</b> Польша	04.12. – 06.12.2008
<b>Enertec – 2009</b> Международная энергетическая выставка	<b>г. Лейпциг</b> Германия	27.01 – 29.01.2009
<b>Энергосбережение. Электрооборудование. Энергетика. КИПиА – 2009</b> 11-я Специализированная выставка	<b>г. Харьков</b> Украина	18.02. – 20.02.2009
<b>Энергосбережение и возобновляемые источники энергии 2009</b> Международная специализированная выставка	<b>г. Львов</b> Украина	18.02. – 20.02.2009
<b>Энергопотребление. Энергосбережение – 2009</b> 2-я Межрегиональная специализированная выставка	<b>г. Винница</b> Украина	25.02. – 27.02.2009
<b>Энергетика – 2009</b> Специализированная выставка	<b>г. Ташкент</b> Узбекистан	17.03. – 19.03.2009
<b>8-ая Ежегодная российская промышленная выставка</b> Expo-Russia 2009	<b>г. Амман</b> Иордания	18.03 – 20.03.2009
<b>Syrenviro – 2009</b> Сирийская международная выставка по вопросам окружающей среды	<b>г. Дамаск</b> Сирия	06.04. – 09.04.2009
<b>Энергетика и Электротехника – 2009</b> 13-я Казахская международная выставка	<b>г. Алматы</b> Казахстан	06.05. – 08.05.2009
<b>Энергетика – 2009</b> Международная выставка	<b>г. Алматы</b> Казахстан	20.05. – 22.05.2009
<b>ZET - 2009</b> 3-я Ярмарка по технологиям окружающей среды и возобновляемой энергии	<b>г. Измир</b> Турция	04.06. – 07.06.2009
<b>INE WoodEnergy - 2009</b> Международная конференция по проблемам биоэнергетики, возобновляемой энергетики, сохранения лесных массивов и экологии	<b>г. Аугсбург</b> Германия	24.09 – 27.09.2009
<b>Renexpo - 2009</b> Международная торговая ярмарка в области источников возобновляемой энергии	<b>г. Аугсбург</b> Германия	24.09 – 27.09.2009
<b>ZERO EMISSION ROME 2009</b>	<b>г. Рим</b> Италия	30.09. – 03.10.2009
<b>Альтернативная энергетика – 2009</b>	<b>г. Львов</b> Украина	06.10. – 8.10.2009
<b>Энергия и энергетика - 2009</b> 8-я Международная выставка генерации, распределения и сохранения энергии, альтернативных источников энергии	<b>г. Киев</b> Украина	03.11. – 05.11.2009

2-я Международная специализированная выставка

# АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА



Россия, Москва, Всероссийский выставочный центр, павильон 55



**22-24  
апреля  
2009**

**Организаторы:**

- Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
- Российская академия сельскохозяйственных наук
- ОАО «ГАО «Всероссийский выставочный центр»

**Поддержка:**

- Национальная биоэнергетическая ассоциация
- Научный Центр «Агроэкопрогноз»

**Устроитель:**

- ООО «Агропромышленный комплекс ВВЦ»



## В рамках выставки - форум «АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА- 2009»

### Тематические разделы выставки:

**АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА**

- Биодизель
- Топливный биоэтанол
- ЭТБЭ
- Биобутанол
- Водородное топливо
- Газомоторное топливо

**БИОГАЗ**

- Биогазовые установки и комплексы по переработке органических отходов
- Системы очистки биогаза
- Когенерационные установки и трансформаторные подстанции

**ТВЕРДОЕ БИОТОПЛИВО**

- Топливные гранулы (пеллеты) и брикеты
- Процессоры для распиловки и расколки дров
- Котельные, котлы, топки и другое оборудование на твердом биотопливе
- Когенерационные энергетические установки с топливными элементами

**ЭКОЛОГИЯ**

**МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

- Солнечная энергетика
- Ветроэнергетика
- Малая гидроэнергетика
- Геотермальная энергетика и тепловые насосы

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАЩИВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОТОПЛИВА**

- Энергетические сорта
- Техника для возделывания, уборки и транспортировки
- Технологии и оборудование для первичной доработки и хранения

**ПРОГРАММЫ РЕГИОНОВ РОССИИ ПО РАЗВИТИЮ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

**ФИНАНСИРОВАНИЕ, КРЕДИТОВАНИЕ, ЛИЗИНГ, СТРАХОВАНИЕ, АУДИТ, ЭКСПОРТНО-ИМПОРТНЫЕ ОПЕРАЦИИ**



[www.alt-energy.ru](http://www.alt-energy.ru)



E-mail: [maximova@apkvvc.ru](mailto:maximova@apkvvc.ru), [alex@apkvvc.ru](mailto:alex@apkvvc.ru)

Тел./факс: +7 (495) 974-34-01

# ВэйстТэк - 2009

6-я международная выставка  
по управлению отходами и  
природоохранным технологиям

26-29 мая  
Москва  
МВЦ "Крокус Экспо"



УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ  
РЕЦИКЛИНГ



СТОЧНЫЕ ВОДЫ  
ИЛОВЫЕ ОСАДКИ  
ШЛАМЫ



ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ  
ЗАГРЯЗНЕНИЙ  
ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ  
Люфт-Тэк



РЕАБИЛИТАЦИЯ ЗАГРЯЗНЕННЫХ  
ТЕРРИТОРИЙ И АКВАТОРИЙ



БЛАГОУСТРОЙСТВО  
НАСЕЛЕННЫХ МЕСТ



ОТХОДЫ В ЭНЕРГИЮ  
ВОЗВОЗНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ  
ЭНЕРГИИ (БИОЭНЕРГЕТИКА, ЭНЕРГИЯ  
СОЛНЦА И ВЕТРА, МАЛАЯ  
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА  
ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ,  
ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА)  
КИОТСКИЙ ПРОТОКОЛ



ПРОМЫШЛЕННАЯ МОЙКА  
И ОЧИСТКА



ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ  
ОХРАНА ТРУДА



КОНТРОЛЬ ЗАГРЯЗНЕНИЙ  
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ  
Эко-Лаб



Организатор: ЗАО "Фирма СИБИКО Интернэшнл"  
Тел./факс: +7 (495) 225 5986, 782 1013  
e-mail: waste-tech@sibico.com  
www.waste-tech.ru www.mirmusora.ru

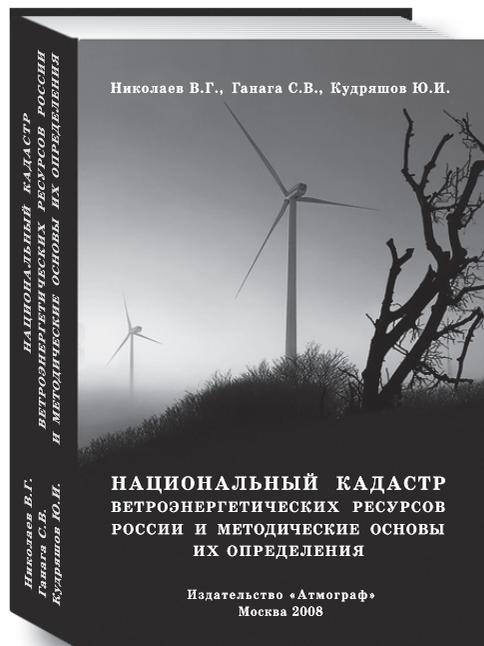
ТБ  
Твердые бытовые отходы

Генеральный информационный спонсор  
журнал „Твердые бытовые отходы“

Экология  
Производства

Информационный спонсор  
журнал „Экология производства“

**Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. //Под редакцией канд. физ.-мат. наук В.Г. Николаева. М.: Изд. «АТМОГРАФ». 2008. 584 с.**



Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методических основ их определения разработан и подготовлен к изданию АНО НИЦ «АТМОГРАФ» при участии Центрального аэрогидродинамического института им. проф. Н.Е. Жуковского и ОАО РАО «ЕЭС России».

Кадастр содержит систематизированный свод сведений о полученных эмпирическими и расчетными методами динамических и энергетических характеристиках ветра в приземном и пограничном слое атмосферы, его временной и пространственной структуре и изменчивости на территории России, а также об энергетической и экономической эффективности современных ВЭУ в различных ветроклиматических регионах страны. Результаты основаны на информационном, научном и техническом заделе всех поколений ученых и инженеров, работавших в 20 веке в России и СССР, обеспечивших успехи и мировое лидерство отечественной ветроэнергетики в первой половине

прошлого столетия, и получивших дальнейшее совершенствование в связи с количественным и качественным развитием государственной метеорологической сети и техники метеорологических и аэрологических измерений, автоматизированных и компьютерных средств сбора и обработки метеорологических данных.

Полученные и приведенные в Кадастре данные о ветровых характеристиках и точность их определения позволяют с известной и во многих случаях с достаточной для практики точностью оценить ветроэнергетический потенциал отдельных регионов и России в целом, а также энергетическую и экономическую эффективность и целесообразные масштабы практической утилизации ветровых ресурсов в различных регионах РФ с помощью современных ветроэнергетических устройств и технологий.

Кадастр является необходимой составляющей научно-информационного обоснования роли и важности развития отечественной ветроэнергетики и широкомасштабного использования ветроэнергетических установок и станций в энергопроизводстве России.

Предназначен для широкого круга специалистов, занимающихся проектированием, определением условий функционирования и разработкой технико-экономического обоснования ветроэнергетических установок и станций на территории Российской Федерации, а также для преподавателей и обучающихся в области возобновляемой энергетики.

Книга выполнена в твердом переплете, содержит цветную вкладку (карты ветроэнергетических ресурсов России)

Стоимость книги 1300 руб., включая НДС

**По вопросам приобретения книги обращайтесь в издательство.**

Наш адрес: 117 335 Москва, ул. Профсоюзная д. 42 корп. 4. офис. 1

Контактный тел.\факс (499) 744-41-63, 497-21-51 e-mail: [atmograph@globonet.ru](mailto:atmograph@globonet.ru)