

М а л а я Э н е р г е т и к а

№1–2(2–3)
2005

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 — *Бритвин С.О.*

Зам. главного редактора — *Редько И.Я.*

Ответственный секретарь — *Николаев В.Г.*

Выпускающий редактор — *Мелихова А.Г.*

Технический редактор

и корректор — *Григорьева Т.А.*

Редакционный совет:

*Бляшко Я.И., Волшаник В.В.,
Виссарионов В.И., Грибков С.В.,
Давыдов А.Н., Затопляев Б.С.,
Ильковский К.К., Историк Б.Л.,
Корпачев А.В., Парников Н.М.,
Петленко Б.И., Реутов Б.Ф.,
Родионов В.Б., Семенов И.В.,
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: 497 21 51, 493 51 32.
Факс: 363 56 51

E-mail: melihova@niies.ru

Подписано в печать 16.07.2005 г.

Формат 60x90 1/8

Бумага офсетная №1. Печать офсетная.

Объем 14 печ. л. Тираж 1000 экз.

Отпечатано в типографии ООО «ГЕО Тек»
г. Красноармейск Моск. обл.

С о д е р ж а н и е

Вклад гидроэнергетиков в Победу в Великой Отечественной войне 2

Возобновляемая энергетика. Общие вопросы

Безруких П.П., Стребков Д.С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии 6

Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Сравнительный анализ экономических показателей возобновляемых и традиционных источников энергии 13

Приливная энергетика

Усачев И.Н. Возобновляемая и экологически чистая энергия морских приливов 21

Гидроэнергетика

Боровков В.С., Волшаник В.В., Орехов Г.В. Опыт классификации низконапорных гидравлических двигателей 28

Родионов В.Б., Онпиченко Г.Ф., Зюзин А.Г. Результаты мониторинга Хоробровской водосливной плотины 39

Историк Б.Л., Школьников С.Я. Численное моделирование переходного режима в напорном тракте малой ГЭС с агрегатами, оборудованными тормозным устройством, при аварийном отключении нагрузки 42

Франтишек Свитала Малые ГЭС на реке Слупия 45

Солнечная энергетика

Стребков Д.С. Роль солнечной энергии в энергетике будущего 48

Ветроэнергетика

Вашкевич К.П., Маслов Л.А., Николаев В.Г. Опыт и перспективы развития ветроэнергетики в России 56

Белей В.Ф. Ветроэнергетические установки: тенденции развития, проблемы подключения и эксплуатации в составе электроэнергетических систем 67

WIND FORCE-12 — планы и перспективы развития мировой ветроэнергетики до 2040 г. 71

Биоэнергетика

Панцхава Е.С., Пожарнов В.А. Перспективы использования биомассы в энергетике России и экспорте топлива 74

Ракитова О.С. Есть ли перспективы использования биотоплива в ЖКХ? 82

Геотермальная энергетика

Поваров О.А., Томаров Г.В. Развитие геотермальной энергетики в России и за рубежом 84

Конференции, совещания, семинары

Панорама 109

ВКЛАД ГИДРОЭНЕРГЕТИКОВ В ПОБЕДУ В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ

В этом году во всем мире отмечается 60-ая годовщина Победы в самой кровопролитной и жестокой войне прошлого столетия. В эти дни с уважением и гордостью вспоминают имена тех, кто своей жизнью, участием не допустил мирового распространения фашизма. Вклад работников гидроэнергетической отрасли может быть менее заметен, но от положения энергетики в годы войны в буквальном смысле зависела боеспособность и наступательная мощь армии, положение тыла.

В довоенные годы правительство СССР придавало большое значение использованию гидроэнергетических ресурсов. Особое внимание уделялось строительству гидроэлектростанций, позволяющих при минимуме финансовых затрат и материально-технических ресурсов в короткие сроки вводить необходимые стране энергетические мощности. Практически во всех регионах огромной страны было развернуто масштабное гидроэнергетическое строительство. Для энергоснабжения промышленности Ленинграда и Ленинградского региона в кратчайшие сроки были построены достаточно мощные по тем временам Волховская и Нижнесвирская ГЭС. Для обеспечения электрической энергией бурно развивающейся горнорудной промышленности Кольского полуострова, имеющего огромное значение для народного хозяйства, были построены и введены в эксплуатацию Нива-2 и Нижнетуломская ГЭС. На Кавказе также велось интенсивное строительство гидроэлектростанций. В исключительно короткие сроки были построены и вошли в строй: Гизельдонская, Баксанская и Гергебельская ГЭС. В Грузии введена в эксплуатацию Риони ГЭС, в Армении — Дзорагетская, на Алтае — Ульбинская, в Узбекистане — четыре гидроэлектростанции Чирчикского каскада, Варзобская в Таджикистане. На Украине была введена крупнейшая в стране и одна из крупнейших в мире Днепровская ГЭС, имевшая огромное народнохозяйственное и политическое значение.

Начиналось освоение гидроэнергетического потенциала крупнейшей реки Европы — Волги. В строй действующих входит Ивановская ГЭС — головной гидроузел одного из крупнейших каналов в Европе Москва — Волга, завершается строительство самого канала протяженностью 128 км.

Одновременно с окончанием строительства канала им. Москвы, на Волге, ниже Ивановка, на-

чалось сооружение Угличского и Рыбинского гидроузлов. За три месяца до начала войны был пущен в эксплуатацию первый агрегат Угличской ГЭС с самой крупной в мире в то время поворотно-лопастной турбиной, изготовленной на Ленинградском металлическом заводе. Первый агрегат Рыбинской ГЭС был пущен 18 ноября 1941 г. — в самый напряженный период военных действий, когда бои шли на подступах к Москве. Угличская ГЭС мощностью 110 МВт введена в эксплуатацию в 1940 г., а первая очередь Рыбинской — в 1941 г. На этих гидроэлектростанциях были установлены поворотно-лопастные турбины отечественного производства мощностью по 55 МВт (при напоре 13,2 м) с рабочими колесами диаметром 9 м. Гидроэлектростанции и судоходные сооружения были введены в эксплуатацию при неполном водохранилище, с существенными недоделками.

Установленная мощность гидроэлектростанций СССР к началу войны достигла 1 млн. 600 тыс. кВт, на гидроэлектростанциях вырабатывалось более 5 млрд. кВт·ч электрической энергии. При ограниченных возможностях энергоснабжения гидроэнергетика в некоторых регионах была единственной основой для развития промышленности.

В начальный период войны советская энергетика понесла значительные потери — 60 гидроэлектростанций были полностью или частично разрушены или демонтированы, в том числе крупнейшая в стране ДнепрогЭС им. Ленина, а также Нижнесвирская и Кондопожская ГЭС в Карелии, Кегумская ГЭС в Прибалтике, Баксанская в Кабардино-Балкарии, Гизельдонская в Северной Осетии.

Общая потеря мощности на гидроэлектростанциях в первые годы войны составила 1,06 млн. кВт или две трети предвоенной мощности. В южных, центральных и северо-западных районах было приостановлено строительство гидроэлектростанций суммарной мощностью более 1 млн. кВт, демонтировано оборудование 11 гидроэлектростанций.

В состав Ленинградской энергосистемы входили три гидроэлектростанции — Волховская им. В.И. Ленина, Нижнесвирская и Раухиала. Удельный вес гидроэнергии в энергосистеме составлял в 1940 г. 21,1%. Во втором полугодии 1941 г. эти три гидроэлектростанции выбыли из строя, в Ленэнерго оставалось всего 34% довоенной мощности.

В 1941 г. в связи с приближением врага на Волховской ГЭС было демонтировано и вывезено в тыловые районы основное оборудование. Но уже в конце 1941 г. после разгрома немецко-фашистских войск под Тихвином началось ее восстановление. В январе 1942 г. были возвращены из эвакуации и смонтированы два гидроагрегата, которые сразу же начали обеспечивать электроэнергией осажденный город с миллионным населением и его не прекращавшую работать промышленность. Следует отметить, что в блокадном Ленинграде Волховская ГЭС была практически единственным источником энергоснабжения. В начале 1943 г. был смонтирован третий агрегат.

Высокий профессионализм и героизм, проявленные ленинградскими энергетиками, позволили обеспечивать электроэнергией Ленинград в обход территории, захваченной фашистскими войсками. Осенью 1942 г. в тяжелейших блокадных условиях военного времени была сооружена линия электропередачи Волховская ГЭС-Ленинград, средняя часть которой проходила по дну Ладожского озера. Ленинградские энергетики за 75 часов проложили по дну Ладожского озера кабель длиной 122 км и обеспечили подачу электроэнергии в осажденный город. Кабель прокладывали с плавучей платформы грузоподъемностью 300 т, построенной силами самих энергетиков. Кроме того, для более полного использования энергии Волховской ГЭС в начале 1943 г. была сооружена линия электропередачи по льду Ладожского озера, которая позволила увеличить суточную подачу электроэнергии на 200 тыс. кВт·ч.

К наступлению весны по берегу Ладожского озера была построена воздушная линия электропередачи. За время блокады Волховская ГЭС дала Ленинграду 110 млн. кВт·ч электроэнергии, а всего за военные годы (1941 – 1945 гг.) она выработала свыше 1100 млн. кВт·ч, на что потребовалось бы 300 тыс. т остродефицитного в то время привозного угля.

В Московскую энергосистему входили первые гидроэлектростанции на Волге: Иваньковская, Угличская, Рыбинская, а также ГЭС на канале им. Москвы и т.д. В ноябре 1941 г. в связи с приближением линии фронта строительство Рыбинского и Угличского гидроузлов было временно прекращено. Обе гидроэлектростанции по условиям военного времени были введены в эксплуатацию при недостроенных зданиях ГЭС, при не заполненных до НПУ водохранилищах.

Гидроэлектростанции работали в очень тяжелых условиях. Здание Рыбинской ГЭС не было доведено до крыши, оконные переплеты отсутствовали. Гидрогенератор защищался от снега и дождя брезентовым шатром, а вспомогательное оборудование находилось под местными навесами. Отопление пульта управления производилось временными электропечами. Несмотря на это агрегаты Рыбинской ГЭС при номинальной мощности 55 тыс. кВт в отдельные дни работали с предельной мощностью 60 – 62 тыс. кВт.

Когда в апреле 1942 г. удалось отбросить немецкие войска от Москвы, то вновь была создана строительная организация, чтобы обеспечить нормальную работу незаконченных сооружений и устранение главнейших недоделок. Эта организация обеспечила в апреле 1943 г. наложение Угличского водохранилища до проектной отметки, а в августе 1945 г. — ввод в действие третьего агрегата Рыбинской ГЭС.

Угличская и Рыбинская ГЭС в военные годы сыграли огромную роль в деле обеспечения электроснабжения столицы нашей родины Москвы. Всего за годы войны эти гидроэлектростанции выдали в Московскую энергосистему около 4 млрд. кВт·ч электроэнергии, сэкономив свыше 1,5 млн. т условного топлива.

Гидроэнергетика внесла неоценимый вклад в дело победы над фашистской Германией. Особенно это относится к персоналу тех ГЭС, которые, несмотря на действия вражеской авиации и артиллерии, в тяжелейших условиях военного времени обеспечивали энергоснабжение потребителей прифронтовых районов.

Кольская энергосистема была полностью отрезана от топливной базы в первый год войны. Вся выработка электроэнергии в ней практически производилась на гидроэлектростанциях. Энергия этих ГЭС использовалась на горнорудных и промышленных предприятиях Мурманска, обеспечивалась бесперебойная работа Мурманского морского порта и электрификация железной дороги. Кроме этого, энергия гидроэлектростанций Кольской энергосистемы использовалась для теплоснабжения жилых районов Мурманска, испытывающих острый дефицит топливных ресурсов.

Военный период (1941 – 1945 гг.) характеризуется изменением географии гидротехнического строительства. С размещением на Урале эвакуированных предприятий возросла потребность в электроэнергии. Для обеспечения растущего производства энергетическими мощностями были форсированы работы по реконст-

рукции и расширению Уральской энергосистемы. На Урале строились Верхнетурская, Широковская, Аргазинская и другие ГЭС.

Для водообеспечения Челябинского промышленного узла в самые кратчайшие сроки была построена Аргазинская ГЭС на р. Миас (1,2 МВт), Белорецкая на р. Белой (1 МВт); Зюраткульская деривационная станция с использованием в качестве водохранилища оз. Зюраткуль. Последняя предназначалась для электроснабжения магнитового комбината в пос. Большая Сатка. В Свердловской области в военные годы была построена Алапаевская ГЭС мощностью 2 МВт, начато строительство Верхнетурской ГЭС с установленной мощностью 9,5 МВт, введенной в промышленную эксплуатацию в 1949 г. Станция действует и в настоящее время, являясь частью энергосистемы «Серовские электросети». Гидростанции Алапаевская, Аргазинская, Белорецкая в настоящее время списаны и выведены из эксплуатации.

В Средней Азии были широко развернуты работы по ускоренному строительству гидроэлектростанций: на оросительном канале Бозсу — Нижнебозсуйские 1, 2, 3, построены Актенинская ГЭС, Аккавакские ГЭС 1, 2, 3; Саларская ГЭС, Шаариханские ГЭС 6 и 7. При их сооружении были использованы эвакуированные гидротурбины. Для энергоснабжения Ташкентского промышленного района сооружалась крупная Фархадская ГЭС на Сырдарье мощностью 126 МВт, плотина которой обеспечила устойчивый водозабор для орошения Голодной степи. На реках и оросительных каналах Узбекистана был построен ряд менее крупных гидроэлектростанций. В Средней Азии строились в общей сложности 40 гидроэлектростанций, причем многие из них были закончены в исключительно короткие сроки.

В Казахстане для энергоснабжения столицы на р. Алмаатинке был сооружен каскад небольших ГЭС, а также велись работы по строительству Усть-Каменогорской ГЭС. В Армении сооружались первые гидроэлектростанции Севано-Разданского каскада, в Грузии - Храмская. В самом конце войны на Северном Кавказе было начато сооружение Майкопской, Орджоникидзеградской и Краснополянской ГЭС.

Широкий размах строительства в период военного времени потребовал большего количества строительных материалов. Остро ощущался недостаток цемента. Поэтому в инженерных решениях предусматривалось максимальное использование местных материалов. Все проектирова-

ние, строительство и технологии были переведены непосредственно на стройплощадки, а строительство осуществлялось скоростными методами.

Советские энергетики с первых дней Великой Отечественной войны перестроили свою работу на нужды обороны. Была крайне необходима консервация ряда начатых строек в прифронтовой полосе (Нивские, Н. Туломская, В. Свирская) и в глубоком тылу из-за невозможности их финансирования и материально-технического снабжения. В этот период были приостановлены работы по строительству Куйбышевской ГЭС и за счет этого были форсированы работы и осуществлен быстрый пуск Рыбинской ГЭС.

В составе Главпромстроя НКВД СССР создается специальное подразделение гидротехнических работ во главе с С.Я. Жуком, который назначается заместителем командующего 4-й саперной Армии, которая с первых дней своей деятельности развертывает работы по строительству оборонительных сооружений в районах Подмосковья, Куйбышева и Сталинграда. Сотрудники разных подразделений Гидропроекта были призваны на защиту Отечества и воевали в составе восьмой саперной армии. Создание оборонительных сооружений в районе Брянска (июль 1941г.), оборона Тулы (сентябрь 1941г.), переброска на Северный Кавказ и оборона Грозного (октябрь 1941г.), создание оборонительных сооружений под Сталинградом (февраль-июнь 1942г.) — таков неполный список фронтовых дорог восьмой саперной армии.

Правительством СССР в декабре 1941 г. было принято специальное постановление о создании энергетической базы на востоке страны для снабжения электроэнергией заводов, эвакуированных на Урал. Для реализации этой задачи было организовано специальное проектно-изыскательское Управление гидротехнических работ, начальником и главным инженером которого был назначен С. Я. Жук, его заместителями профессор М.М. Гришин и профессор Г.А. Руссо.

В 1941-1942 гг. значительная группа москвичей и харьковчан была командирована в Среднюю Азию, куда были перебазированы предприятия из прифронтовых зон и временно оккупированных районов западной части России и Украины. Под руководством П. С. Непорожного, возглавившего в Ташкенте коллектив САОГИДЭПа, в короткие сроки была развернута работа по проектированию и сооружению каскада Чирчикских ГЭС, а также Фархадской ГЭС на р. Сыр-Дарье. Новые гидроэлектростанции

стимулировали быстрое развитие Ташкентского промузла и рост поливного земледелия в Чирчик-Ангрено-Кслинском ирригационном районе. Всего в годы войны САО обеспечило проектной документацией строительство 40 гидротехнических (ирригационно-энергетических) новостроек.

В марте 1943 г. вышел указ, по которому инженеры-проектировщики и научные работники отзывались из армии и направлялись на ту проектную работу, которой они занимались до войны. В 1943 г. также началось возвращение эвакуированных проектных подразделений на прежние места. Работники Управления Треста и МосГИДЭПа с конца 1943 — начала 1944 гг. переместились из г. Кургана в Москву. МосГИДЭП с конца 1943 г. возобновил также работы по проектированию Горьковской ГЭС, а Управление Большой Волги — проектные работы над новым вариантом Камской (Молотовской) ГЭС. Интенсивные восстановительные и новые работы велись во всех подразделениях ГИДЭПа. В Ленинградском — на Нижне-Свирской ГЭС, Нивских 1 и 3, Кондопожской, Нарвской, Верхне-Свирской и др., а основной задачей УкрГИДЭПа было восстановление Днепрогэса.

В период войны свою работу на нужды оборонного хозяйства перестроила редакция журнала «Гидротехническое строительство». В условиях острейшего дефицита материалов, квалифицированной рабочей силы и строительной техники журнал публиковал статьи, содержащие упрощенные инженерные решения гидротехнических сооружений с использованием местных строительных материалов, выполнение которых не требовало высококвалифицированного труда и средств механизации. Так была запроектирована и построена Широковская ГЭС на р. Косье на западном склоне Урала мощностью 28 тыс. кВт с каменнонабросной плотиной высотой 40 м. Эта гидроэлектростанция полностью обеспечила электрической энергией оборонные предприятия Нижнего Тагила. Несмотря на огромные трудности военного периода отечественная гидротехническая школа и в этот период создала целый ряд уникальных водохозяйственных и энергетических объектов.

Восстановление демонтированных и разрушенных гидроэлектростанций на освобожденной территории начиналось сразу же после изгнания оккупантов. Энергия восстановленных гидро-

электростанций сыграла важную роль в электробалансе освобожденных районов, имевшем большой дефицит как по причине выхода многих тепловых электростанций из строя, так и из-за тяжелейшего положения с топливоснабжением.

На гидроэлектростанции Нива ГЭС-2 в 1942 г. были вновь смонтированы агрегаты, демонтированные в 1941 г. в связи с приближением врага. Позже в 1944 г. начались работы по вводу в действие Нижнесвирской ГЭС мощностью 100 МВт. Основной трудностью здесь было значительное повреждение технологического оборудования, но несмотря на это первый агрегат станции дал промышленный ток уже в 1945 г. В том же году приступили к восстановлению Лесогорской ГЭС (Раухиала ГЭС) и к концу 1945 г. на ней работали три машины. На полную мощность Нижнесвирская ГЭС (100 МВт) и Раухиала ГЭС (96 МВт) начали работать вскоре после окончания войны.

Всего за время военных действий Советский Союз потерял по мощности около 5 млн. кВт, были разрушены и повреждены 62 гидроэлектростанции и свыше 10 тыс. км линий электропередач. В первый год войны установленная мощность гидроэлектростанций СССР уменьшилась более чем в два раза. Но, несмотря на все трудности военного времени, к 1945 году установленная мощность ГЭС уже приближалась к довоенному уровню.

Гидроэнергетика сыграла важную роль в годы Великой Отечественной войны. В наиболее тяжелое время для нашей страны, когда были потеряны важнейшие угольные бассейны - Донецкий, Ростовский и Подмосковский, разрушены нефтяные промыслы Грозного и Майкопа, гидроэлектростанции, не потребляющие топлива и независимые от транспорта, оказались едва ли не единственным источником энергоснабжения. Только за три года войны гидроэлектростанции, расположенные в Центре и на Севере страны, выработали более 5 млрд. кВт·ч электроэнергии, что высвободило 3 млн. т условного топлива.

В заключение, в шестидесятую годовщину Победы, от имени всех читателей журнала благодарим всех тех, кто на передовой и в тылу своим героизмом и доблестным трудом внесли достойный вклад в дело Победы над фашизмом.

Редакционная коллегия
Подготовлено к.т.н. А.Н. Юрченко

СОСТОЯНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Безруких П.П., д.т.н., ИЭС, Стребков Д.С., д.т.н., ВИЭСХ

Вопросы использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) актуальны для всех стран мира в силу различных обстоятельств.

Для промышленно развитых стран мира, зависящих от импорта топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), — это, прежде всего, энергетическая безопасность. Для промышленно развитых стран мира, богатых энергоресурсами, — это экологическая безопасность, завоевание рынков сбыта оборудования. Для развивающихся стран — это наиболее быстрый путь к улучшению социально-бытовых условий населения, возможность развития промышленности по экологически приемлемому пути. А для всего мира в целом — это возможность снижения эмиссии парниковых газов и избежание глобального энергетического и экономического кризиса в недалеком будущем.

ВИЭ — это не альтернатива существующей энергетике, это энергетика не такого уже далекого будущего. Однако энергетикой не исчерпывается роль ВИЭ. Они активнейшим и положительным образом влияют на решение трех глобальных проблем человечества: энергетики, экологии, продовольствия. Вполне естественно, что во всем мире ведутся научные исследования по всем видам возобновляемых источников энергии. В разных странах уровень финансирования научных работ по возобновляемой энергетике составляет от 10 до 30% от объема финансирования работ по энергетике.

Как известно, при населении, составляющем 2,4% от населения мира, Россия обладает 12%-ми мировых запасов нефти, 35%-ми мировых запасов газа и 16%-ми мировых запасов угля, 14%-ми урана. И это создает иллюзию, что энергетический кризис нам не грозит. Однако это не так, поскольку общеизвестны острейшие энергетические ситуации, возникающие в ряде регионов России.

Поэтому все, что сказано выше о необходимости использования ВИЭ в различных странах, равным образом относится к современной России, которая несет в себе черты развитых и развивающихся стран. В 1993 г. были определены неотложные потребности России в развитии ВИЭ, актуальность которых была под-

тверждена событиями последующего десятилетия. В уточненном виде эти потребности формулируются следующим образом:

1. Обеспечение устойчивого, соответствующего принятым в аналогичных климатических условиях тепло- и электроснабжения населения и производства в зонах децентрализованного энергоснабжения, в первую очередь в районах Крайнего Севера и приравненным к ним территориям.

На топливо и его завоз в районы Крайнего Севера, Дальнего Востока и Сибири тратится более половины бюджета территорий. Нехватка топлива зачастую ставит под угрозу жизнь людей, и государство вынуждено решать вопрос завоза топлива с помощью МЧС России. Речь идет о жизнеобеспечении 10 – 12 млн. человек. Тогда как во всех этих регионах имеются возобновляемые источники энергии, способные обеспечить на 70 – 90% их энергетические потребности.

2. Обеспечение гарантированного минимума энергоснабжения населения и производства (особенно сельскохозяйственного) в зонах неустойчивого централизованного энергоснабжения (главным образом в дефицитных энергосистемах), предотвращение ущербов от аварийных и ограничительных отключений, особенно в сельской местности и сельской перерабатывающей промышленности.

Создание на базе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива независимых энергопроизводителей в этих районах позволит в значительной мере повысить надежность энергоснабжения, избежать потерь от недоотпуска электроэнергии, а также снизить потери в сетях. Особенно актуально создание генерирующих мощностей на «концах» местных линий электропередач напряжением 6 – 10 кВ, имеющих большую протяженность. Перерывы в электроснабжении потребителей, подключенных к таким линиям, длятся многие часы, что усугубляет ущерб, нанесенный потребителям и не компенсируемый энергоснабжающими организациями. Речь идет, по крайней мере, о жизнеобеспечении 10 – 15 млн. человек.

3. Снижение в два и более раза к 2010 г. вредных выбросов от энергетических установок в отдельных городах и населенных пунктах со сложной экологической обстановкой, а также в местах массового отдыха населения.

Во многих городах «вклад» этих котельных в загрязнение окружающей среды составляет 20 и более процентов. Около ста городов и населенных пунктов имеют по одному — трем веществам концентрации свыше 10 ПДК.

В ряде курортных городов создавалась неблагоприятная экологическая обстановка, в том числе из-за мелких котельных.

Вместе с тем имеющимися средствами возобновляемой энергетике (солнечные приставки к существующим котельным, солнечные системы горячего водоснабжения, тепловые насосы и др.) можно в два-три года существенно снизить отрицательное воздействие энергетики на окружающую среду.

В сельской местности источниками загрязнения окружающей среды стали птицефабрики и крупные животноводческие фермы, особенно свиноводческие.

Сооружение на таких комплексах биоэнергетических и биогазовых установок, попутно с решением экологической проблемы, позволяет производить биогаз (например, 32 куб. м на 100 свиней в сутки) и высококачественные удобрения (1,6 кг на 1 голову в сутки). И в этих случаях речь идет о жизнеобеспечении 10 – 15 млн. человек.

По данным ООН общее потребление первичной энергии в мире в 1998 г. составило 9,58 млрд. т в нефтяном эквиваленте или 13,67 млрд. т у.т. При этом доля ископаемого топлива (нефть, газ, уголь) составила 79,6% или 10,9 млрд. т у.т., атомной энергетики 6,4% или 0,89 млрд. т у.т., возобновляемой энергетике 13,9% или 1,9 млрд. т у.т. Исключая из возобновляемой энергетике долю мощных ГЭС, получаем, что на долю «традиционных» и «новых» возобновляемых источников приходится 11,7% или 1,6 млрд. т у.т.

Приведенные выше цифры основываются на базе статистических данных Международного Энергетического Агентства (МЭА). Согласно данным МЭА общее энергопроизводство в мире в 1999 г. составило 10,64 млрд. т в нефтяном эквиваленте или 15,2 млрд. т у.т. При этом доля ископаемых видов топлива составила 81,3% или 12,63 млрд. т у.т., атомной энергетики 6,2% или 0,94 млрд. т у.т., возобновляемой энергетике 12,5% или 1,9 млрд. т у.т., без крупных гидроэлектростанций соответственно 10,3% или 1,57 млрд. т у.т.

Учитывая, что производство энергоресурсов превышает потребление за счет создания запасов, следует считать совпадение данных весьма высоким. А долю возобновляемой энергетике в мировом энергопотреблении на уровне начала XXI в. весьма достоверной. Без крупных гидроэлектростанций доля ВИЭ в мировом энергопотреблении составит: 1,12 млрд. т н.э. (1,6 млрд. т у.т.) или $\approx 10 - 11\%$

Учеными СЭИ СО РАН (г. Новосибирск) экономический потенциал ВИЭ в мире оценен в объеме 19,5 млрд. т у.т. При ежегодной добыче органического (ископаемого) топлива порядка 12,6 млрд. т у.т. получаем, что экономический потенциал ВИЭ превосходит годовую добычу всех видов органического топлива в мире в 1,55 раза с той лишь разницей, что нефть, газ и уголь используются безвозвратно, а 19,5 млрд. т у.т. возобновляемых источников энергии человечество располагает каждый год и эта величина будет неуклонно возрастать с увеличением стоимости органического топлива и снижением стоимости оборудования, использующего ВИЭ.

Доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии (без гидроэлектростанций) в мире в 1999 г., по данным МЭА, составила 1,6% от общей выработки электроэнергии, странах – членах Европейского Союза — 2,69%, странах — членах ОЕСД — 2,13%, США — 2,21%, России — 0,24%.

Впечатляют темпы роста ветроэнергетики и фотоэнергетики: за период с 1995 по 2000 г. среднегодовые темпы роста ветроэнергетики составили 29,8% к предыдущему году. По данным Американской (AWEA) и Европейской (EWEA) ветроэнергетических ассоциаций в 2001 и 2002 годах установлен рекорд роста установленной мощности ветроэнергетики — 35% к предыдущему. За тот же период среднегодовой рост производства фотоэлементов (пиковая мощность) составил 24,85%, геотермальной энергетике — 6,8%, гидроэнергетики — 1,7%.

Использование же атомной энергетике и ископаемых видов топлива имеет существенные годовые колебания и их темпы роста за этот период на порядок ниже фотоэлектричества и ветроэнергетики. Для атомной энергетике среднегодовой рост составил 1,3%, природного газа — 2,6%, нефти — 1,1% и угля — 0,9%.

Развитие ветроэнергетики мира характеризуется следующими данными.

За 17 лет, с 1985 по 2002 год, суммарная мощность ветроэнергетических установок (ВЭУ) в мире возросла с 1097 МВт до 31128 МВт. К 2003

году на первое место по установленной мощности с большим отрывом вышла Германия с 12001 МВт, на втором месте Испания (4830 МВт), на третьем США (4685 МВт), на четвертом Дания (2880 МВт) и на пятом Индия (1702 МВт).

AWEA и EWEA составили в 1999 г. прогноз развития ветроэнергетики в мире, цель которого — достижение к 2020 году 10%-ой доли ветровой энергии в мировом производстве электроэнергии. Пока развитие ветроэнергетики идет с превышением даже этого прогноза (по прогнозу в 2002 г. — 26901 МВт, фактически — 31128 МВт, в 2003 г. — прогноз 33370 МВт, фактически 39357 МВт, в 2004 г. — прогноз 41781 МВт, фактически 45000 МВт).

Из многих направлений и с п о л ь з о в а н и я солнечной энергии в статье рассмотрено два: фотоэлектричество на базе кремния и производство тепла на базе солнечных коллекторов.

Как было сказано выше, производство фотоэлектрических модулей характеризуется высокими темпами. Объем производства в мире составил: 1970 г. — 0,1 МВт, 1980 г. — 48 МВт, 1995 г. — 80 МВт, 2000 г. — 260 МВт, 2002 г. — 477 МВт. Прогнозы на 2005 г. — 650 МВт и 2010 г. — 1700 МВт. Однако есть веские основания предполагать, что намеченные в прогнозах рубежи будут превышены. Страны-лидеры в производстве фотоэлектрических модулей в 2000 г.: Япония (80 МВт), США (60 МВт), Германия (50 МВт), Индия (45 МВт).

С ростом объемов производства и увеличением КПД произошло существенное снижение удельной стоимости установленной мощности модулей (USD/Вт пиковой мощности): 1950 г. — 1000, 1960 г. — 500, 1970 г. — 100, 1980 г. — 80, 1990 г. — 10, 1995 г. — 5–6, 2000 г. — 4–5.

Основной задачей специалистов и ученых в области фотоэлектричества является снижение удельной стоимости модулей в 2 раза в ближайшие 3–4 года. Кроме указанных выше путей — применение солнечных концентраторов и повышение КПД фотоэлементов — существенный вклад в решение этой задачи могут внести новые технологии получения кремния солнечного качества. По всем трем направлениям наука России находится на передовых позициях, однако объемы производства фотоэлектрических модулей очень малы — ниже 1 МВт в год.

Солнечная энергия, преобразованная в тепловую, используется для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных помещений, сушки фруктов, сельскохозяйствен-

ных продуктов, сена, подогрева воды в бассейнах. Все эти системы и установки работают на базе солнечных коллекторов (СК) — жидкостных или воздушных. Как правило, в жидкостных нагревается вода, изредка незамерзающая жидкость (разновидности антифриза).

Обобщающим показателем развития этого направления является суммарная площадь СК. Авторам удалось составить достаточно реальную картину. По разным странам она оказалась очень впечатляющей: в мире в 2000 г. находилось в эксплуатации свыше 70 млн. кв. м солнечных коллекторов, и по прогнозам к 2005 г. эта цифра удвоится. Не удивительны масштабы использования солнечных коллекторов в странах, где высок уровень солнечной радиации: по данным на 2000 год — в США 18 млн. м², в Японии 11 млн. м², в Китае 17,5 млн. м², в Израиле 4,35 млн. м², в Австралии 3,9 млн. м², в Греции 2,815 млн. м², на Кипре 0,75 млн. м². Однако есть страны, где солнца не так много, а масштабы использования солнечных коллекторов весьма значительны: в Германии — 3,1 млн. м², в Австрии — 1,6 млн. м², в Дании — 0,297 млн. м².

Удельная стоимость установок на базе солнечных коллекторов в 2000 г. находится в пределах 300–400 долл./м². По данным из Германии можно проследить несколько важных моментов развития солнечных водонагревательных установок: во-первых, значительное уменьшение их удельной стоимости (в 2,2 раза) по мере увеличения площади коллектора в установке с 5 м² до 200 м²; соответственно уменьшается и стоимость тепловой энергии. В Германии уже есть опыт работы установки с сезонным аккумулярованием энергии и большим полем солнечных коллекторов (2000 м²). Удельные характеристики этих установок примерно равны и даже несколько лучше удельных характеристик малых установок (5 м²).

Ниже в таблице приведены результаты анализа состояния в мире геотермальной тепло- и электроэнергетики, малой гидроэнергетики, а также технологий использования биомассы для энергетических целей.

Исходными данными для оценки установленной мощности оборудования, использующего различные виды возобновляемых источников энергии, и прогноза их роста к 2010 году явились статистические материалы МЭА, планы и расчеты специализированных департаментов ООН, Европейского Союза, отдельных стран, а также статьи и доклады отдельных специалистов.

Возобновляемая энергетика. Общие вопросы

Таблица

Возобновляемая энергетика — ближайшая перспектива (существующее состояние и прогноз роста суммарной установленной мощности оборудования возобновляемой энергетики в мире)

Вид оборудования или технологии		Годы	
		2000г. факт	2010г. прогноз
I. Общая установленная мощность по производству электроэнергии, ГВт (эл.)			
1.	Фотоэлектричество	0,94 (0,26)	9,2 (1,7)
2.	Ветроустановки, подключенные к сети	18,5	74
3.	Малые ГЭС	70	175
4.	Электростанции на биомассе	30	90
5.	Солнечные термодинамические станции	0,40	10
6.	Геотермальные электростанции	I	7,97
		II	32,25
ИТОГО		127,8	378,9 – 390,5
II. Общая установленная мощность по производству тепла, ГВт (тепл.)			
1.	Геотермальные тепловые станции и установки	I	44,6
		II	69,5
2.	Солнечные коллекторы и системы	ГВт (тепл.)	13
		млн. м ²	70
3.	Теплоцентрали и котельные на биомассе	ГВт (тепл.)	200
ИТОГО		230	399 – 424

В соответствии с полученными данными можно утверждать, что установленная мощность возобновляемой электроэнергетики в мире в 2000 году составила порядка 128 ГВт и за десять предстоящих лет, как минимум, утроится и достигнет 380 — 390 ГВт, а установленная мощность возобновляемой теплоэнергетики, составлявшая в 2000 году 230 ГВт (в тепловом содержании), достигнет по прогнозам 400 – 700 ГВт.

Основными научно-техническими проблемами возобновляемой энергетики нам представляются следующие:

В ветроэнергетике:

разработка ветроустановок мощностью 16 – 30 – 50 – 100 кВт для автономной работы или в составе ветродизельных электростанций;

создание систем аккумулирования электроэнергии, вырабатываемой ветроустановками, в том числе с использованием водородных технологий;

трансферт технологии производства ветроустановок средней (от 100 до 1000 кВт) и большой (более 1 МВт) мощности;

разработка инверторов мощностью 1 – 2 – 5 – 10 кВт для гарантированного автономного энергоснабжения на базе ветро- и фотоэлектрических установок.

В фотоэлектрической энергетике:

освоение дешевых экологически чистых технологий получения кремния солнечного качества с уменьшением стоимости кремния-сырца в два и более раза;

освоение технологий производства, обеспечивающих повышение КПД солнечных элементов до 20 – 25%;

создание установок с концентраторами, не требующими слежения за солнцем, обеспечивающее снижение удельной стоимости фотоэлектрической станции в два и более раза.

Технологии использования солнечной энергии для производства тепла и электроэнергии по термодинамическому циклу:

совершенствование и удешевление систем на базе жидкостных солнечных коллекторов; разработка воздушных коллекторов и систем отопления и горячего водоснабжения на их основе (проблема наиболее актуальна в свете энергоснабжения Сибири и Дальнего Востока);

разработка систем с солнечными концентраторами для производства горячей воды и электричества на базе пароводяных установок.

В малой гидроэнергетике:

проведение исследований и разработка конструктивных решений, обеспечивающих работу рукавных ГЭС в зимний период;

проведение исследования возможности работы малых ГЭС в условиях глубокого промерзания русла рек и разработка конструктивных решений;

создание свободнопоточных погружных и наплавных микроГЭС, мощностью 1 – 2 – 5 – 10 кВт;

разработка конструктивных и схемных решений, направленных на снижение удельной стоимости сооружения ГЭС, а также обеспечивающих минимальное отрицательное воздействие на рыбу.

В геотермальной энергетике:

создание оборудования и сооружение геотермальной установки бинарного цикла;

разработка систем геотермального теплоснабжения на базе тепловых насосов.

По тепловым насосам:

отработка экономических механизмов, схемных решений и создание установок с использованием тепловых насосов в системах центрального теплоснабжения городов;

разработка и освоение производства компрессоров для теплонасосных установок номинальной мощностью от 10 кВт до 1 МВт.

По использованию биомассы:

разработка и освоение технологий получения жидкого топлива из биомассы по технологии «быстрого пиролиза»;

освоение технологии получения «биотоплива» из семян рапса;

освоение технологий газификации древесных отходов, торфа и т.п.;

освоение технологий утилизации твердых бытовых отходов.

По комбинированным установкам:

создание комбинированных систем автономного энергоснабжения типа: солнечно-ветровых, ветро-дизельных, ветро-гидро, газогенератор-дизель, ветро-водород-дизель, солнцепароводяная турбина-генератор и др.

Таким образом, дальнейшее интенсивное развитие возобновляемой энергетики в мире представляется неизбежным и перспективным.

На пути развития рынка возобновляемых источников энергии существуют психологические, экономические, технологические, законодательные и информационные барьеры.

Экономические барьеры связаны с относительно высокой удельной стоимостью оборудования возобновляемой энергетики. Внутренний российский рынок возобновляемых энергоресурсов не развивается из-за низкого платежеспособного спроса и отсутствия законодательства, защищающего права независимых производителей экологически чистой энергии.

Технологические барьеры могут быть преодолены с помощью новых энергетических технологий, которые при их освоении про-

мышленностью повышают конкурентоспособность возобновляемой энергетики на рынке энергоресурсов и способствуют снижению экономических барьеров.

Законодательные барьеры связаны с отсутствием законодательных и нормативных актов и экономических регуляторов, обеспечивающих свободную поставку и продажу электроэнергии, а энергосистему — малыми и независимыми производителями энергии, а также с отсутствием рынка и конкуренции между производителями электроэнергии.

При подготовке законов, актов и правил присоединения частных малых энергетических установок к энергосистеме необходимо шире использовать опыт европейских стран и США. В этих странах:

существуют государственные программы создания пилотных демонстрационных установок;

поощряются совместные предприятия и сотрудничество между электрическими компаниями и фирмами, производящими энергетические установки;

существуют налоговые скидки и субсидии на процентную ставку при покупке в кредит и в лизинг;

осуществляется постоянная поддержка НИ-ОКР, региональных и международных проектов, разработка стандартов по инженерным вопросам, безопасности, сертификации и гарантиям;

организовано обучение и стажировка специалистов всех уровней в рамках образования по возобновляемой энергетике;

привлекается частный капитал через субсидии, специальные цены на электроэнергию, умеренные ставки амортизационных отчислений, создание специальных фондов на развитие чистой энергетики;

законодательно стимулируются предприятия промышленности в расширении производства энергетического оборудования, использовании новых технологий и создании новых рабочих мест;

стимулируется развитие рынка солнечного электричества: например, при строительстве здания в стоимость здания должна быть включена стоимость солнечных энергоустановок;

активно обсуждается вопрос о включении социальных затрат в стоимость электроэнергии как в топливной, так и в возобновляемой энергетике.

Государственная поддержка развития возобновляемой энергетике заключается не в увеличении расходов бюджетных средств, а в созда-

нии благоприятных условий производителям и потребителям оборудования, использующих возобновляемые источники энергии. Это, в первую очередь, свободный доступ на рынок электроэнергии, недискриминационное льготное присоединение к электрической сети и регулирование энергетических тарифов и налогов на выбросы и загрязнение окружающей среды.

Законодательные инициативы Европейского Союза по развитию рынка ВИЭ в Европе, направленные на либерализацию рынка электроэнергии (Energy Market Liberalisation Directive 96/92) и введение новой тарифной политики на электроэнергию. (Feed - in Tariffs (FIT), 2000 г.), сводятся к следующим мерам:

1. Вводятся ежегодные квоты местным энергетическим компаниям на производство электроэнергии от возобновляемых источников энергии в размере 2 – 15% от общего объема продаж электроэнергии. Если энергокомпания по каким-то причинам не производит и не продает электроэнергию от ВИЭ, она должна покупать зеленые сертификаты.

2. Каждая энергокомпания обязана покупать электроэнергию у владельцев генераторов, использующих ВИЭ по фиксированной цене в течение 20 лет, например в Германии по цене 0,57 Евро/кВт·ч в течение 20 лет при мощности менее 30 кВт, в Испании 0,4 Евро/кВт·ч при мощности менее 5 кВт. В Австрии 0,6 Евро/кВт·ч при мощности менее 20 кВт, в Люксембурге 0,5 Евро/кВт·ч, во Франции — 0,295 Евро/кВт·ч при мощности до 450 кВт.

3. Не требуется никакого разрешения частному владельцу для покупки, установки и включения в энергосистему электрического генератора, использующего возобновляемые источники энергии.

4. Каждому потребителю электроэнергии и владельцу электрического генератора, использующего ВИЭ, предоставляется право свободного выбора энергокомпании, которой он продает или у которой он покупает электроэнергию.

5. Владелец электрического генератора, использующего ВИЭ, при покупке и установке дается грант в размере 5 Евро/W_p, но не более 40 – 75% от стоимости генератора.

6. Поощряется дешевыми кредитными ставками и налоговыми льготами участие третьей стороны в финансировании затрат на покупку оборудования, использующего ВИЭ, его монтаж и эксплуатацию.

7. Общий размер грантов и тарифов рассчитывается таким образом, что владельцу компенси-

руются все расходы по покупке и обслуживанию электрического генератора, использующего ВИЭ, и гарантируется в течение 20 лет прибыль в размере 200 – 300% от банковского процента по вкладу в объеме израсходованных средств.

8. Средства для стимулирования развития рынка ВИЭ берутся из специального фонда, управляемого государством, за счет отчислений от тарифов на электроэнергию и продажи зеленых сертификатов.

9. Тариф на электроэнергию для населения складывается из следующих компонентов (на примере Германии):

	В процентах	Евроцентов/кВт·ч
1. Производство и распределение электрической энергии (остается в энергокомпаниях)	59,6	10,25
2. Экологический налог	11,6	2,0
3. Отчисления на ВИЭ	2,5	0,43
4. Лицензия	10,4	1,8
5. Отчисления в фонд когенерационных установок	1,5	0,26
6. НДС	13,8	2,37
Всего:	100	17,2

Эффективность тарифного стимулирования очень высока. В Германии введение тарифного регулирования в 2000 г. привело к увеличению годового объема производства, продаж и использования солнечных фотоэлектрических систем почти в 20 раз — 12,0 МВт в 1999 до 200 МВт в 2004 г., в т.ч. 45 МВт в 2000 г., 90 МВт в 2001 г., 90 МВт в 2002 г. и 130 МВт в 2003 г.

В Люксембурге рост составил за 2 года в 25 раз с 100 кВт в 2001 г. до 2500 кВт в 2003 г, во Франции рост с 1,8 МВт в 2002 г. до 3,4 МВт в 2003 г. Государство не затрачивает никаких бюджетных средств на развитие рынка.

Роль государства сводится к гарантированию правил игры на финансовом рынке энергоресурсов и страховании рисков. Что выигрывает государство? Оно оживляет неработающий частный капитал, оно создает тысячи новых рабочих мест, улучшает климат и экологию городов за счет снижения выбросов CO₂ на 0,16 Мт/МВт·ч и замещения грязных электростанций экологически чистыми, оно сохраняет ископаемое топливо для следующих поколений, повышает энергетическую безопасность страны за счет рассредоточенного бесплодного производства энергии. Государство улучшает материальное благополучие и физическое здоровье своих граждан.

Выигрывает и сетевая компания. У нее уменьшаются потери на передачу энергии и пиковая нагрузка на электростанции. Финансовые механизмы реализации новых энергетических технологий включают лизинг, льготное кредитование, налоговые льготы и региональные субсидии.

Рассмотрим стратегическую задачу: обеспечить к 2010 г. 10% потребностей России в электрической энергии, жидком топливе и теплоте за счет использования местных энергоресурсов и новых энергетических технологий. Местные энергоресурсы включают: растительные и древесные отходы, энергетические плантации быстрорастущих сортов деревьев и растений (для безлесных районов), торф, уголь и сланцы, энергию малых рек, солнечную энергию, геотермальную энергию, ветровую энергию и энергию окружающей среды (для тепловых насосов).

Для решения этой стратегической задачи разрабатываются новые энергетические технологии:

1. Переработка древесных и растительных отходов, торфа, угля и сланца в жидкое и газообразное топливо методом быстрого пиролиза. Выход жидкого и газообразного топлива составляет не менее 40% от массы твердого органического топлива, производительность оборудования — 1–2 т/сут. Применение: двигатели внутреннего сгорания, дизельные и газотурбинные электростанции и котельные.

2. Микро- и миниТЭЦ на базе дизельных и газотурбинных электростанций с использованием биомассы в качестве топлива для комбинированного производства электроэнергии и теплоты.

3. Энергетические плантации быстрорастущих растений с урожайностью 10–15 т сухой биомассы с гектара для безлесных районов РФ.

4. Приливные электростанции из наплавных блоков заводского изготовления.

5. Высокоэффективные ГЭС нового поколения с минимизацией воздействия на окружающую среду.

6. Экологически чистые ветровые электростанции без лопастей, вибрации, низкочастотного

шума, не влияющие на миграцию птиц и распространение радиоволн. Расширение диапазона используемых скоростей ветра до 3–50 м/сек.

7. Бесхлорное производство солнечного и электронного кремния, обеспечивающее снижение стоимости до 10–15 долл./кг, повышение его качества и экологических характеристик производства.

8. Солнечные модули со стационарными концентраторами, снижающие затраты кремния в 3–10 раз и стоимость солнечных фотоэлектрических модулей в 2–4 раза, до 1000 долл./кВт.

9. Беспolyмерная герметизация солнечных модулей, повышающая ресурс работы в 2 раза, до 40–50 лет.

10. Глобальная или евразийская солнечная энергосистема, обеспечивающая круглосуточное производство электроэнергии соответственно в течение года или 6 месяцев.

11. Резонансные методы передачи электрической энергии на повышенной частоте по одиночным проводниковым волноводам, позволяющие снизить расход цветных металлов в электрических сетях в 3–5 раз, многократно увеличить надежность электроснабжения за счет замены воздушных ЛЭП на подземные волноводные линии.

12. Получение водорода при питании электролизеров от электроэнергии на возобновляемых источниках энергии. Утилизация водорода в двигателях внутреннего сгорания и тепловых элементах. [1].

По всем предложенным технологиям имеются патенты, модели и экспериментальные образцы.

Рассмотренные технологии существенным образом изменяют возможности и роль ВИЭ в энергетической стратегии России и имеют гигантский экспортный потенциал в несколько миллиардов долларов в год.

России, обладающей уникальными запасами возобновляемых ресурсов и достаточно высоким научно-техническим потенциалом, необходимо всесторонне активизировать деятельность в данном секторе энергетики.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Безруких П.П., Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии. М.: изд. РАСХН. 2005.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ И ТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

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

На регионы с децентрализованным энергоснабжением приходится почти две трети территории России, где проживает $\approx 10\%$ населения России и сосредоточено до 15% основных производственных фондов России. Здесь добывается: $\approx 15\%$ угля; $\approx 50\%$ деловой древесины; $\approx 50\%$ морепродуктов; $\approx 75\%$ нефти; более 90% газа, алмазов, пушнины, драгоценных металлов, радиоактивных и редкоземельных элементов. На этих территориях в настоящее время потребляется: $\approx 10\%$ электроэнергии (в 1990 г. $\approx 14\%$) и $\approx 26\%$ тепловой энергии страны. В советское время здесь в суровых климатических условиях была создана одна из самых развитых и живучих энергосистем в мире.

В настоящее время основу энергетики в этих регионах составляют ≈ 50 тыс. электростанций (ЭС) на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС) (из них ≈ 47 тыс. дизельных — ДЭС) суммарной установленной мощности ≈ 17 МВт (со средней мощностью ДЭС ≈ 340 кВт) и с суммарной годовой выработкой ≈ 50 млрд. кВт*ч, при этом суммарное годовое потребление топлива ЭС децентрализованных территорий превышает 25 млн. т у.т.

К сожалению, в последние 12 – 15 лет энергетические мощности страны практически не возобновлялись и поэтому выработка их ресурса во многих местах превышает 75 – 80%, что породило к началу XXI в. ряд проблем децентрализованной или малой (МЭ) энергетики России, к числу которых относятся: недостаточное финансовое обеспечение и потеря управляемости отраслью; низкая эффективность и большой расход топлива $\approx 0,365$ кг и более дизельного топлива на 1 кВт*ч вырабатываемой электроэнергии; потеря квалифицированных кадров; отсутствие развитой системы сервисного и ремонтного обслуживания и пр.

Помимо прочих проблем этому способствует трудность выбора энергетически и экономически эффективных вариантов энергоснабжения из множества предлагаемых рынком как традиционных, так и возобновляемых источников энергии.

Эффективность любого проекта во многом определяется правильным выбором способа и источника энергоснабжения. Задача сложна даже в случае выбора энергоисточника самого традиционного типа — ДЭС на дизельном топливе, ибо на рынке пользователь обнаружит около 200 предложений по ДЭС мощностью от десятков до тысяч кВт примерно от 50 отечественных и зарубежных производителей, которые не всегда своевременно и объективно отвечают на вопросы о стоимости агрегата, его гарантийных сроках, эксплуатационных характеристиках, гарантированном ресурсе, ремонтных условиях и особенностях и пр.

Но наряду с ДЭС пользователю также предложат весьма многообещающие варианты десятков газодизельных или газотурбинных энергоустановок всех размеров и степеней автоматизации как зарубежного, так и отечественного производства. И в этот же момент дилеры нетрадиционных возобновляемых энергетических источников предложат пользователю добавить к еще не выбранной ДЭС, например, ветроэнергетическую установку (ВЭУ) в целях повышения энергетической эффективности.

Для неподготовленного и слабо информированного пользователя принятие оптимального решения в таких ситуациях является сверхсложной задачей, и именно в них, на наш взгляд, могут закончиться, не начавшись, многие перспективные энергетические проекты и в первую очередь на базе новых возобновляемых источников энергии (ВИЭ), незнакомых и непривычных для нашего научного во всем сомневаться соотечественника. Ясно, что такой результат противоречит интересам как потенциальных пользователей, так и производителей ВИЭ.

С учетом опыта работы с потребителями классического энергетического оборудования как отечественного, так и зарубежного производства в России и странах СНГ, а также многолетнего опыта работы с актинометрическими, метеорологическими и ветровыми базами данных применительно к практическим задачам авиации, возобновляемой энер-

гетики и экологии авторы попытались объединить имеющиеся знания и наработки в методику, позволяющую оперативно проводить сравнительный анализ эффективности возможных для пользователя вариантов энергообеспечения (экспресс ТЭО) и по его результатам принимать вполне взвешенные и оперативные суждения относительно наиболее подходящих из них.

Критерии энергетической и экономической эффективности энергетических установок (ЭУ) любого типа, необходимые для оценки перспективности их использования для данного потребителя, представлены в табл. 1.

Таблица 1

Критерии экономической эффективности ЭУ	
1	Удельные капитальные затраты на возведение ЭУ, USD/кВт
2	Удельные ежегодные и суммарные затраты на эксплуатацию ЭУ, USD
3	Удельные затраты на капитальный ремонт ЭУ, USD
4	Среднемесячные, годовые и суммарные затраты на топливо для ЭУ, USD
5	Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, %
6	Стоимость сэкономленного топлива, USD
7	Суммарная выручка от продажи энергии ЭС, USD
8	Суммарный доход за ресурс ЭС, USD
9	Окупаемость ЭУ, годы
10	Рентабельность работы ЭУ, %
11	Себестоимость вырабатываемой энергии, USD/кВт*ч
12	Экономия, обусловленная сокращением вредных выбросов
Критерии энергетической эффективности ЭУ	
1	Максимальный коэффициент использования номинальной мощности
2	Максимальная годовая и/или сезонная выработка энергии
3	Максимальное соответствие выработки энергии графикам ее потребления
4	Максимальная выработка энергии на единицу топлива
5	Максимальная выработка ЭУ за ресурсный период, МВт*час
6	Качество вырабатываемой электроэнергии по частоте и напряжению
7	Минимальная вероятность перебоев в энергообеспечении

Экономически предпочтительным оказывается способ энергообеспечения с минимальными удельными капитальными затратами на 1 кВт установленной мощности и минимальной себестоимостью 1 кВт*ч электроэнергии.

Факторы, определяющие выполнимость приведенных выше критериев эффективности ЭУ, перечислены в табл. 2.

Таблица 2

Факторы энергетической эффективности ЭУ	
1	Номинальная мощность, кВт
2	Ресурсы ЭУ: до капитального ремонта и полный, час или год
3	Средне-месячный и годовой коэффициенты использования номинальной мощности в % или число часов работы ЭУ с номинальной мощностью в час
4	Месячная, сезонная и годовая выработка энергии, кВт*час
5	Соответствие выработки энергии ЭУ суточным и годовым графикам потребления
6	Выработка энергии на единицу топлива, кВт*час/кг
7	Среднемесячный и годовой расход топлива, т
8	Соответствие ГОСТам частоты и напряжения вырабатываемой электроэнергии
9	Наработка на отказ и статистика частоты и длительности перебоев в работе
Факторы экономической эффективности ЭУ	
Затраты по статьям расходов при покупке и строительстве ЭУ:	
1	Стоимость проектных изысканий и разработки ТЭО
2	Стоимость ЭУ при покупке
3	Стоимость доставки основного и вспомогательного оборудования
4	Стоимость строительно-монтажных и пусковых работ
5	Стоимость дополнительных зданий и сооружений
6	Стоимость ЛЭП и коммуникаций
Эксплуатационные затраты по годам за период эксплуатации:	
7	Стоимость капитального ремонта
8	Стоимость топлива и его доставки по годам и за период эксплуатации
9	Остаточная стоимость ЭС после расчетного или ресурсного периода
10	Динамика тарифов на продаваемую электроэнергию
11	Динамика инфляции за ресурсный и расчетный периоды
12	Кредитная ставка и длительность периода займа
13	Возможные льготы в отношении объектов энергетики

Указанных в таблице параметров оказывается достаточно для весьма детальных и точных оценок эффективности ЭУ и сравнения их между собой по указанным выше критериям эффективности.

Развитая методика определения показателей энергетической и экономической эффективности ЭУ с задаваемыми параметрами реализована в программном виде для расчетов и графической визуализации на персональном компьютере.

Информационную основу методики составляют следующие базы данных (БД):

ФЛЮГЕР XXI: ветро-климатические данные ≈ 3500 метеорологических и 146 аэрологических станций на территории бывшего СССР;

ФАЭТОН: актинометрические данные ≈ 1100 станций бывшего СССР;

БД по технико-экономическим характеристикам перечисленных в табл. 3 энергоисточников.

Таблица 3

№	Тип ЭУ	Удельные капвложения, USD/кВт
1	Дизельные электростанции (ДЭС)	350 – 450 (550 - 650*)
2	ДЭС с утилизацией тепла	600 – 750 (900 - 1100*)
3	Газодизельные установки (ГДЭУ)	500 – 650 (850 - 1150*)
4	ГДЭУ с утилизацией тепла	750 – 900 (1200 - 1700*)
5	Газотурбинные установки (ГТЭУ)	550 – 650 (750 - 1100*)
6	Системы пиролизной газогенерации	450 – 550 (650 - 900*)
7	Малые гидроэлектростанции (МГЭС)	550 - 2000 (с плотинной) (900 - 2000*)
8	Ветроэнергетические установки (ВЭУ)	1200 – 1400 (1200 - 1800*)
9	Фотоэлектрические станции (ФЭС)	4500 – 6000 (6700 - 9000*)
10	Солнечные тепловые коллектора (СК)	500 – 600 (900 - 1000*)

500* — стоимость импортного оборудования

Программный комплекс реализует:

выборку и моделирование с известной точностью ветрового и солнечного потенциала для данного места;

расчет показателей энергетической и экономической эффективности ЭУ по их известным или заданным параметрам;

графическое представление результатов расчета эффективности ЭУ по известным или заданным их параметрам.

Характеристики ветрового (ВЭП) и солнечного (СЭП) энергетических потенциалов в межстанционных промежутках моделируются с известной точностью по данным многолетних измерений на станциях государственной гидрометеорологической сети. Энергетическая и экономическая эффективность ветровых и солнечных энергоустановок определяется с учетом их технических и стоимостных характеристик.

В качестве примера использования развитой методики ниже приведены некоторые результаты анализа эффективности гибридной энер-

гостанции, в состав которой входят ДЭС номинальной мощностью 300 кВт, допускающая работу как на дизтопливе, так и на газе, система газогенерации из местных топлив соответствующей производительности, система утилизации тепла отработанных продуктов ДВС, а также ВЭУ мощностью 300 кВт.

Стоимостные параметры и статьи расходов соответствуют уровню 2004 г. и условиям центральных (слабый ВЭП) и прибрежных (значительный ВЭП) районов Восточной Сибири. В расчетах используется экспоненциальная модель инфляции с уменьшением за 4 – 6 лет от российского уровня 2004 г. ($\approx 12\%$) до мирового уровня (2 – 3%). Без потери общности результатов ниже представлен случай бескредитного финансирования проекта (как показал анализ, кредит при сегодняшних условиях ухудшает экономичность ЭС приблизительно на 10 – 20%).

В качестве наиболее информативных экономических показателей гибридной ЭС рассмотрены себестоимость вырабатываемой электроэнергии (в USD/кВт*час) и доходность (или убыточность) ЭС.

Поскольку одна из целей проведенной работы — показать, что эффективно применять ВЭУ в ряде случаев становится экономически выгодным, остановимся несколько подробнее на методике определения ВЭП и технико-экономических показателей ВЭУ, входящий в состав гибридной ЭС.

В основе методики лежит расчет средней за период мощности ВЭУ по интегралу (1).

$$P_{\text{вэу}}(v) = \int_{v_0}^{v_k} P(v) * f(v) * dv, \quad (1)$$

где $P(v)$ и $f(v)$ — соответственно рабочие характеристики ВЭУ (зависимость ее мощности от скорости ветра) и функция распределения ветра по скоростям (или эмпирическая повторяемость скорости ветра в различных ее диапазонах), рис. 1.

В качестве подынтегральной функции $P(v)$ берется либо расчетная, либо эмпирическая, определенная в ходе сертификационных испытаний.

Основным условием, определяющим точность методики и достоверность выводов об эффективности ВЭУ, является точность задания подынтегральных функций и взятия интеграла (1).

Как показано в [1], функция $P(v)$ может быть определена с систематической погрешностью $\approx 10 - 15\%$.

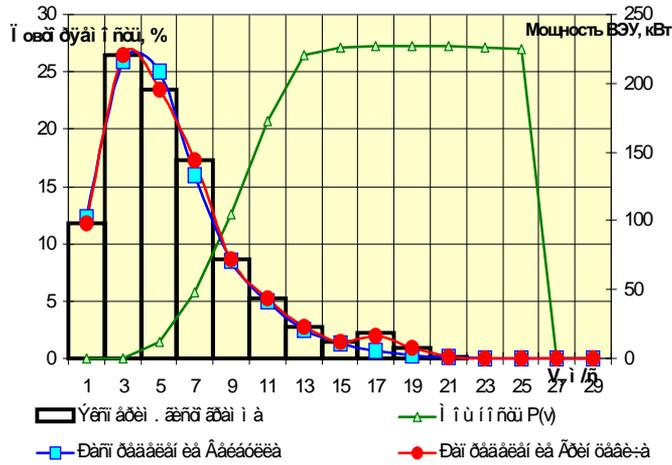


Рис. 1. Зависимость от скорости ветра мощности ВЭУ Vestas V-27, среднегодовой повторяемости скорости ветра для метеостанции Светлогорск и аппроксимирующих ее распределений Вейбулла и Гринцевича

Определение функции $f(v)$ является наиболее сложным и важным этапом методики, требующим, во-первых, правильного выбора опорных метеостанций и данных измерений средних скоростей ветра на высотах $\approx 10 - 15$ м и данных о повторяемости ветра по скоростям, и, во-вторых, максимально точной экстраполяции ветровых параметров на высоты порядка высоты оси ветроколеса используемой ВЭУ.

Повышение точности моделей по первому пункту достигается в нашей методике двумя приемами:

- использованием данных в первую очередь метеостанций, расположенных на открытых для ветра ровных пространствах, и для повышения статистической достоверности данных метеостанций, частично экранированных от ветра, подвергнутых процедуре очистки от влияния экранирующих ветер препятствий с использованием классификации Милевского;

- использованием в качестве функции распределения ветра по скоростям региональных табулированных функций Гринцевича, дающих более точные результаты, чем рекомендуемые западными методиками функции Вейбулла [2].

Повышение точности моделей по второму пункту достигается в методике переходом от традиционной высотной экстраполяции данных наземных метеонаблюдений ветра на интерполяцию с использованием уникальных для мировой практики данных 146 станций аэрологических измерений в пограничном слое атмосферы на высотах 100, 200, 300, 500, 600 м [2].

Высотный профиль ветра описывается логарифмической аппроксимацией:

$$V(z) = V_0 * \ln(z / z_0), \quad (2)$$

где V_0 и z_0 определяются по данным измерений ветра на ближайших метеорологических и аэрологических станциях на высотах флюгера ($\approx 10 - 15$ м) и 100 м (рис. 2).

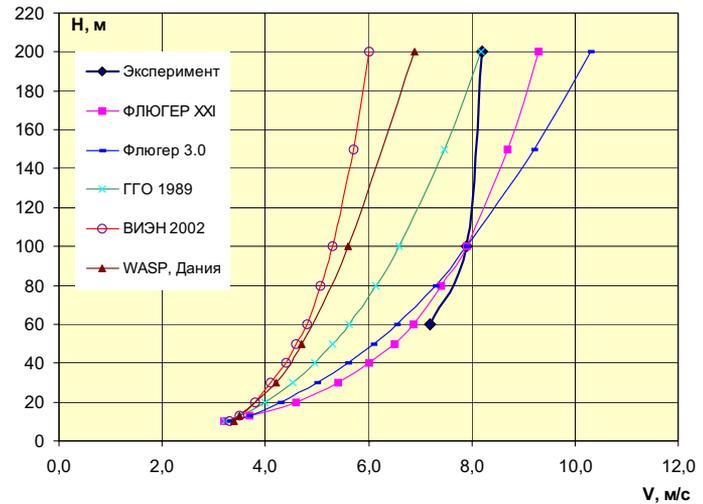


Рис. 2. Высотные профили среднегодовой скорости ветра в г. Бресте по данным аэрологических наблюдений (эксперимент) и моделям: Флюгер XXI, Флюгер 3.0, ГГО, ВИЭН, WASP

Использование логарифмической интерполяции приводит, как видно из рис. 2 и табл. 4, к существенному повышению точности по сравнению с известными степенными [3] и логарифмическими [1, 2, 5] моделями, а также по сравнению с датской методикой [4], использующей логарифмическую экстраполяцию для моделирования высотного профиля скорости ветра.

Таблица 4
Относительные (в %) отличия среднегодовых модельных и экспериментальных данных аэрологической станции Брест на высоте 60 и 100 м

Методика:	$V_{\text{экс}} - V_{\text{мод}}, \%$ на высоте 60 м	$V_{\text{экс}} - V_{\text{мод}}, \%$ на высоте 100 м
$V(z) = V_0 * \ln(z/z_0)$ (ФЛЮГЕР XXI)	4,7	0
$V(z) = V_{\text{фл}} * (z/z_{\text{фл}})^m$ (ФЛЮГЕР 3.0)	9,3	0
$V(z) = V_{\text{фл}} * (z/z_{\text{фл}})^m$ (ВИЭН)	35,2	34,8
$V(z) = V_{\text{фл}} * (z/z_{\text{фл}})^m$ (ГГО 1989)	21,9	16,6
WASP, RISO, Дания	31,9	29,1

Возобновляемая энергетика. Общие вопросы

Использование упомянутых способов позволяет уменьшить суммарную погрешность расчета интеграла (1) для равнинных территорий до 12 – 15%.

Достигнутая точность прогноза мощности ВЭУ дает возможность при наличии метеорологических данных значительно экономить время и средства на рекомендуемых западными методиками дорогостоящих и длительных (как минимум годичных) замерах ветровых характеристик в местах предполагаемой установки ВЭС.

Рассмотрим далее зависимость себестоимости и рентабельности традиционной ДЭС от ее комплектации, удельной стоимости (300 и 600 USD/кВт), ресурса (25000 и 40000 часов до капитального ремонта) и периода эксплуатации (рис. 3 а, б).

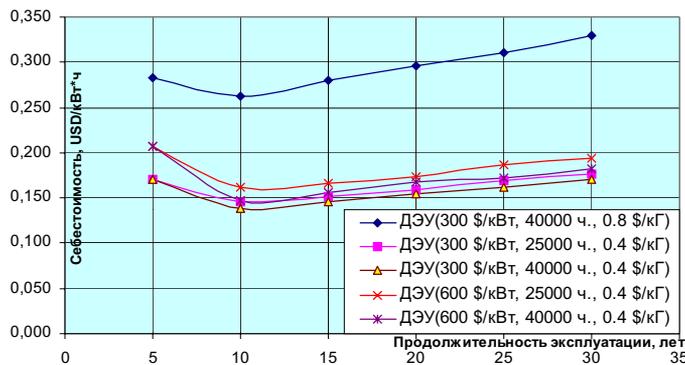


Рис. 3а. Зависимость себестоимости энергии ДЭС с различными характеристиками от периода эксплуатации

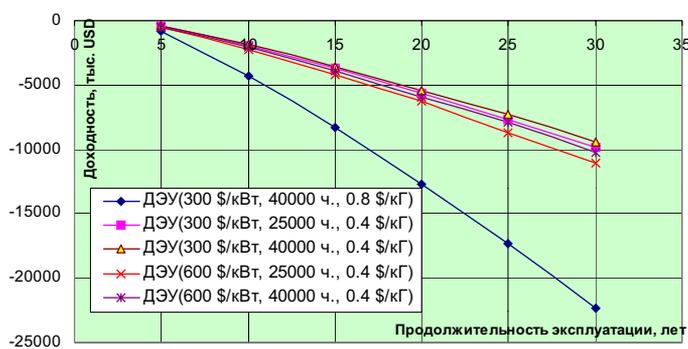


Рис. 3б. Доходность (убыточность) ДЭС

Обобщенные результаты анализа приведены в табл. 5.

Таблица 5

Рыночная цена топлива (USD/кг)	0,40	0,60	0,80
Себестоимость энергии ДЭС (USD/кВт*ч)	≥ 0,16	≥ 0,23	≥ 0,31
Окупающая ДЭС отпускная цена на энергию (USD/кВт*ч)	≥ 0,14	≥ 0,21	≥ 0,30

Из проведенного анализа следует, что при сегодняшних рыночных ценах на дизельное топливо $\geq 0,4$ USD/кг (московский уровень) и тарифах на энергию ($\leq 0,10 - 0,13$) выработка энергии на ДЭС не может быть прибыльной при любых самых эффективных энергетических показателях ДЭС.

Последние повышения цен (до $\approx 0,8$ USD/кг и выше в труднодоступных районах Якутии, Чукотки при действующих там или где-либо в России тарифах на электроэнергию опустили экономические показатели ДЭС до уровня безнадежной убыточности, а себестоимость электроэнергии ДЭС оказывается при этом в 10 – 20 раз выше отпускных тарифов.

Ясно, что при таких сегодняшних российских экономических условиях научно-технические мероприятия типа повышения ресурса, снижения цены, снижения потребления топлива ДЭС либо любой иной потребляющей дорогостоящее топливо энергоустановки теряют практический смысл.

В этих условиях все надежды на рентабельное производство энергии следует связывать либо с установками, потребляющими дешевые виды топлива (с ценой ≤ 200 USD/т при отпускных тарифах не более $0,08 - 0,10$ USD/кВт*ч), либо с переходом на возобновляемые (безтопливные) источники энергии. Некоторые подтверждения данного тезиса даны на рис. 4а, б, где для сравнения представлены графики себестоимости и доходности ДЭС, потребляющих топлива разной цены (0,4 и 0,8 USD/кг), и ВЭУ с весьма дорогостоящей электрической системой аккумулирования энергии на случай полного трехсуточного безветрия при разных значениях коэффициента использования номинальной мощности ВЭУ $K_{инм}$ ($K_{инм} = 30, 20$ и 10%).

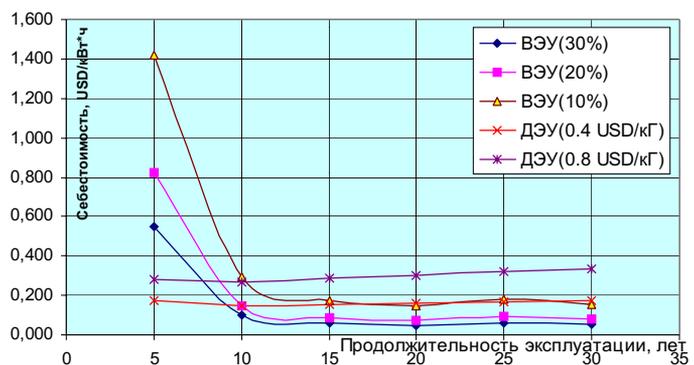


Рис. 4а. Зависимость себестоимости энергии от периода эксплуатации ДЭС и ВЭУ

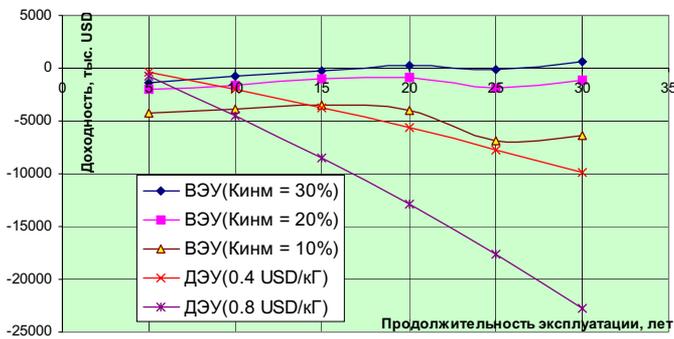


Рис. 4б. Доходность и убыточность ДЭС и ВЭУ

Большие в сравнении с ДЭС начальные капиталовложения при возведении ВЭС с системой аккумулирования приводят к большей себестоимости вырабатываемой ею энергии в первые 4 – 5 лет ее эксплуатации, однако в последующие годы эксплуатации себестоимость электроэнергии ВЭС окажется ниже, чем у ДЭС.

При среднегодовых коэффициентах использования номинальной мощности ВЭУ $\geq 28 - 30\%$ проект ВЭС к 12 – 15-му году эксплуатации окупается и начинает давать прибыль даже при сохранении ее сегодняшних тарифов на электроэнергию. При использовании менее дорогих (в сравнении с электрическими) систем аккумулирования энергии при больших $K_{инм}$ период окупаемости ВЭУ может быть сокращен до 10 – 12 лет.

Важным является вопрос об эффективности гибридных ветродизельных систем. Некоторые результаты его анализа приведены на рис. 5а, б, где даны зависимости себестоимости и доходности гибридной ветродизельной ЭС от ее комплектации и периода эксплуатации. Рассмотрены также варианты гибридной системы с устройствами утилизации тепла, выделяемого при работе ДЭС, а также гибридной ветрогазодизельной установки с системой газогенерации из местных видов топлив (в данном примере из каменного угля).

При эффективной эксплуатации ВЭУ в составе гибридной энергосистемы ($K_{инм} \geq 25 - 30\%$), а также при использовании систем утилизации тепла ДЭС (УУТ) и замене дизтоплива на генераторный газ, получаемый из местного каменного угля (эффективная стоимость топлива снижается при этом приблизительно в 1,5 раза по сравнению с дизельным топливом), по-видимому, удалось бы понизить себестоимость энергии такой гибридной энергосистемы до 0,09 – 0,1 USD/кВт*ч.

Такая энергосистема при отпускных тарифах на энергию $\geq 0,08 - 0,09$ USD/кВт*ч могла бы выйти на уровень окупаемости.

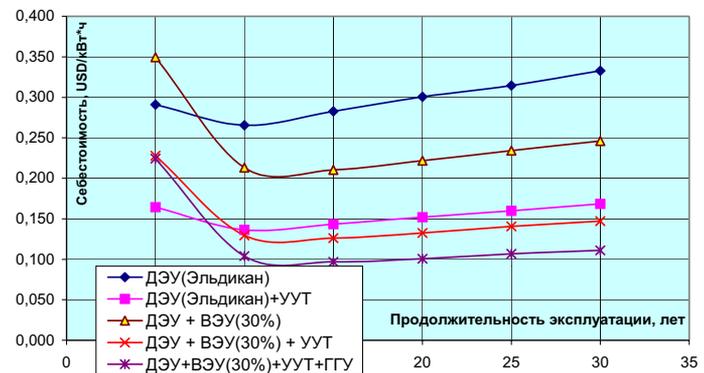


Рис. 5а. Зависимость себестоимости энергии от периода эксплуатации

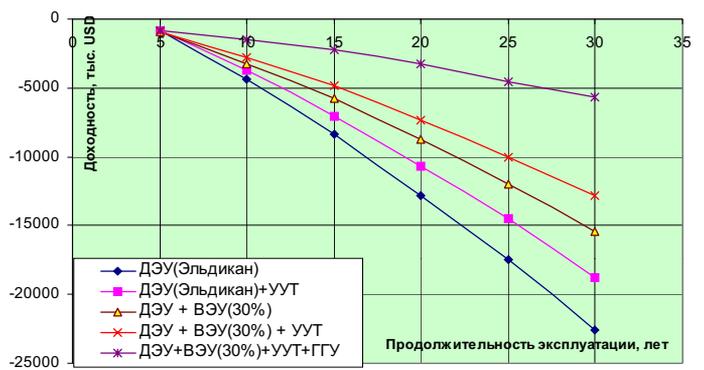


Рис. 5б. Доходность (убыточность) гибридных систем разной конфигурации

На рис. 6а, б приведены расчетные данные о себестоимости и доходности энергоустановок разного типа, являющихся реальной или потенциальной альтернативой наиболее широко распространенных ДЭС: сетевых ВЭС мегаваттного класса мощности с $K_{инм} = 20$ и 30% ; перспективных действующих и разрабатываемых энергоустановок на парогенераторном цикле, работающих на твердом топливе, а также типовой малой отечественной ГЭС (производства МНТО ИНСЭТ) номинальной мощности ≈ 150 кВт.

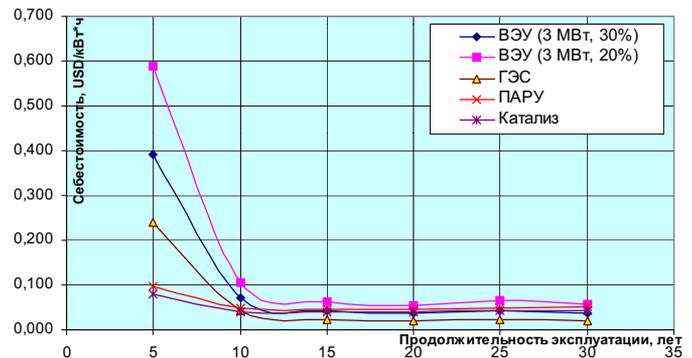


Рис. 6а. Зависимость себестоимости энергии ЭС разного типа от периода эксплуатации

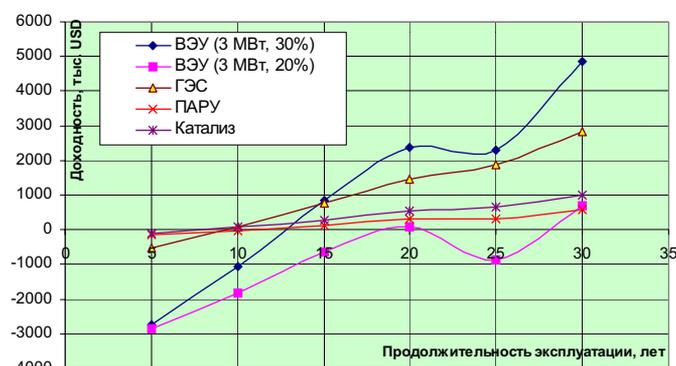


Рис. 66. Доходность энергоустановок разных типов

Следует отметить, что себестоимость современной сетевой ВЭУ с номинальной единичной мощностью ≈ 1 МВт, работающей с коэффициентом использования номинальной мощности $K_{инм} \geq 25\%$, после 6 – 7 лет эксплуатации выходит на уровень лучших ЭС на паросиловом цикле $\approx 0,04 - 0,05$ USD/кВт*ч и проигрывает лишь малой ГЭС, себестоимость энергии которой составляет $\approx 0,02 - 0,03$ USD/кВт*ч после 6 – 7 лет работы.

Из приведенных графиков видно, что энергетические проекты на базе приведенных установок, особенно больших сетевых ВЭС и малых ГЭС, являются весьма привлекательными для доходного бизнеса даже при сегодняшних российских тарифах на энергию.

В заключение выскажем несколько соображений о проблемах и перспективах привлечения инвестиций в малую энергетику.

Цены на дизельное топливо в труднодоступных районах России непомерно высоки, топливная составляющая себестоимости при традиционном для Севера производстве энергии с помощью ДЭС превышает 95% или 12 – 15 центов за 1 кВт*ч, превращая энергию в абсолютно неликвидный, а потому непривлекательный для инвестора товар.

На наш взгляд, причины запредельных цен на топливо в России кроются не столько в повышении себестоимости добычи нефти или угля, или высоких тарифах перевозок, сколько в самой природе рыночной экономики, нацеленной на получение максимальной прибыли. Остановить дальнейший рост цен на энергоносители может лишь государственное регулирование, построенное на грамотной законодательной и налоговой политике. Для энергетики жизненно важно, чтобы Государство заняло в этом вопросе конструк-

тивную и понятную всем позицию и начало действовать, не дожидаясь полного износа ресурсов энергооборудования.

Тарифы на отпускаемую энергию во многих регионах децентрализованного энергоснабжения в 10 и более раз ниже себестоимости вырабатываемой энергии, в результате чего малая энергетика на традиционном дизельном топливе в России убыточна по факту сегодня и не имеет перспектив повысить свою инвестиционную привлекательность завтра.

Состояние законодательной базы и правовых отношений в настоящее время не гарантирует не только прибыль, но просто возврат вложенных средств в энергетические проекты. Единственными уполномоченными по долгу службы (но при этом мало заинтересованными) высокопоставленными инстанциями, дающими хоть какие-то малые гарантии, являются региональные органы власти.

Если не изменить упомянутые проблемы, то обманывать себя надеждами на значительные частные и зарубежные инвестиции в малую энергетику, по-видимому, не следует.

В масштабах государства при сложившейся в настоящее время политической ситуации вопрос должен быть поставлен не о росте прибылей от энергетики, а о снижении убытков на ее содержание и реанимацию.

Наступление «лучших времен» для малой и особенно возобновляемой отечественной энергетики, несомненно, может приблизить ратификация и полноценное участие России в реализации ратифицированного нами Киотского Соглашения. Однако и это, на наш взгляд, не является гарантией активного развития отечественной энергетической науки, технологии и производства, ибо хорошо финансируемые наши зарубежные коллеги не только преуспели в изобретениях и разработках, но и в практической реализации и даже массовом производстве сделанных изобретений, тем самым перекрывая этот сектор мировой энергетики для России.

В частности, вызывает опасения возможность неподготовленного в полной мере вступление России в ВТО, что может оказаться губительным для отечественных энергетических технологий, науки и производства в связи с неизбежной ориентацией отечественной технической базы на импорт оборудования зарубежного производства.

Наиболее важным сегодня представляется скорейшая доработка с учетом сегодняшних реалий и проблем и принятие государственных законов о малой и возобновляемой энергетике с соответствующими указаниями от-

раслям и регионам, создание федерального и региональных органов, ответственных за развитие этих направлений, а также разработка и принятие нормативно-технической базы малой энергетике.

ЛИТЕРАТУРА: 1. *Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г.* Методика и результаты ретроспективного прогноза энергетической эффективности ветроэлектрической станции в поселке Куликово Калининградской области России. //Сб. докладов Международной научно-практической конференции «Малая энергетика 2004». М. Изд. РосАтом, 2004. 2. *Николаев В.Г., Гринцевич Ю.А., Пономаренко Л.В., Плущевский М.Б. и др.* Методика определения ветроэнергетических ресурсов и оценки эффективности использования ветроэнергетических установок на территории России и стран СНГ. // Рекомендации по стандартизации. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. М., 1994. 3. *Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Виссарионов В.И. и др.* Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. М., «Наука», 2002. 4. *Старков А.Н., Лансберг Л., Безруких П.П., Борисенко М.М.* Атлас ветров России. М.: «Можайск-Терра», 2000. 5. *Гринцевич Ю.А., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г.* Исследование энергетической и экономической эффективности и определение мест оптимального размещения шельфовой ВЭС мощностью 50 МВт на побережье Калининградской области России. Сб. Докладов Международной конференции «Возобновляемая энергетика 2003». С.-П. Изд.СПбГПУ, 2003.

Научно-технический центр теплоэлектроснабжения ОАО «НИИЭС» предлагает **разработку ТЭО, проектов, рабочих проектов строительства ТЭЦ, котельных, тепловых сетей.**

Проекты теплоэлектроцентралей малой и средней мощностей $W = 20 \div 100$ МВт разрабатываются с паровыми и газовыми турбинами единичной мощностью от 2 до 50 МВт, а также с дизельными двигателями.

В проектах теплоэлектроцентралей и котельных применяется оборудование, работающее на твердом, газообразном и жидком топливе, паротурбинное, парогазовое и котельное оборудование как отечественного, так и зарубежного производства.

Комплексные схемы охраны воздушного бассейна города, включая оптимизацию затрат на атмосфероохранные мероприятия.

Проекты тепловых сетей различной протяженности с трубопроводами различных диаметров (от 100 до 1400 мм) и с конструкциями теплопроводов диаметром 50 – 400 мм на основе полимербетонных композиций, обеспечивающих антикоррозионную, тепловую и гидромеханическую защиту.

Разрабатываются рекомендации по схемам и методам обработки воды для тепловых сетей.

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТАЯ ЭНЕРГИЯ МОРСКИХ ПРИЛИВОВ

Усачев И.Н., к.т.н., ОАО «НИИЭС»

Изученный на сегодня потенциал мощности прилива оценивается различными авторами в 2500 – 4000 млн. кВт, что сопоставимо с доступным для технической реализации потенциалом мощности рек (4000 млн. кВт). Реализация энергии приливов в настоящее время намечается в 150 створах побережья Мирового океана с ожидаемой мощностью 811 млн. кВт и годовой выработкой энергии 2040 млрд. кВт.ч, что составит около 14% современного мирового энергопотребления.

Приливные явления. В зависимости от положения пункта на земном шаре, формы береговой линии и рельефа дна уровень прилива поднимается на высоту от нескольких сантиметров во внутриматериковых морях (Черное, Балтийское, Средиземное и др.) до многих метров в вершинах воронкообразных заливов, открытых в сторону океана. Именно в вершине такого воронкообразного залива Фанди в Канаде наблюдается наивысший на земном шаре прилив — 16,2 м, который в шторм 1969 г. у порта Монктон достиг 17,3 м. В других пунктах земного шара наивысшие приливы наблюдаются в Великобритании в устье р. Северн — 14,5 м, во Франции в порту Гранвиль — 14,7 м, в Аргентине в порту Рио-Гальегос — 13,3 м, в Австралии в устье р. Фицрой — 11,5 м, в России в Мезенском заливе Белого моря в устье р. Кулой — 10 м и в Пенжинской губе Охотского моря — 13,4 м.

Причиной приливных колебаний в Мировом океане является приливообразующая сила, возникающая при взаимодействии Земли с Луной и Солнцем. Приливообразующая сила Луны в данной точке земной поверхности определяется как разность местного значения силы притяжения Луны и центробежной силы от обращения системы Земля — Луна вокруг общего центра тяжести.

Прилив, вызываемый Солнцем, возникает по тому же принципу, что и лунный, но ввиду большего удаления Солнца от Земли величина солнечного прилива в 2,3 раза меньше лунного.

Приливные колебания уровня чаще всего имеют периодичность, равную половине лунных суток — 12 час. 24 мин. (полусуточные приливы), либо целым лунным суткам — 24 час. 48 мин. (суточные приливы). В большинстве случаев реальные колебания представляют собой сочетание обоих указанных типов и получают название по тому

из них, который значительно преобладает над другим. Если оба типа колебаний играют существенную роль, то прилив называют смешанным.

Простая полусуточная периодичность приливных колебаний усложняется влиянием трех основных факторов: переменного склонения (Луны и Солнца) относительно плоскости земного экватора, изменения их взаимного расположения относительно Земли и, наконец, изменения их удаления от Земли. В результате возникают различия в высотах и времени наступления полных и малых вод — неравенства прилива.

Максимальный уровень в продолжение одного периода приливных колебаний называют полной водой, а минимальный уровень — малой водой. При полусуточных приливах наибольшие значения амплитуд достигаются при новолунии и полнолунии (сизигийные приливы), а минимальные — в первую и третью четверть Луны (квадратурные приливы), рис. 1.

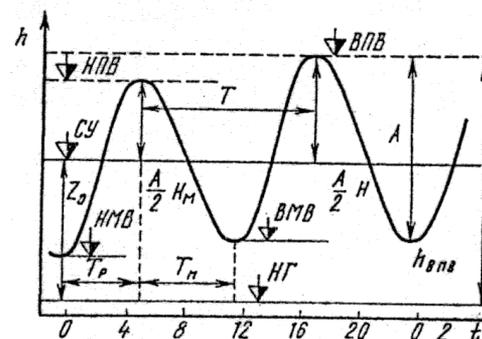


Рис. 1. Характеристики прилива

СУ — средний уровень; НМВ — низкая малая вода; ВМВ — высокая малая вода; НПВ — низкая полная вода; ВПВ — высокая полная вода; НГ — нуль глубины; $h_{ВПВ}$ — высота высокой полной воды над нулем глубины; $A/2$ — амплитуда прилива; A — величина прилива; T — период прилива; Z_0 — высота среднего уровня над нулем глубин; $T_p = t_{ПВ} - t_{МВ}$ — продолжительность роста при подъеме уровня; $T_n = t_{НВ} - t_{НПВ}$ — продолжительность падения уровня

Энергия океанских приливов. Энергия приливов создается в результате работы, совершаемой приливообразующими силами, и теряется за счет сил трения, а также в результате энергообмена с телом Земли и атмосферой. Кроме того, поскольку приливные движения имеют волновой характер, в пределах океанов и морей может происходить волновой перенос энергии.

Мировой Океан, как и его части — отдельные океаны и моря, — в среднем находится в состоянии энергетического равновесия, т.е. в среднем для него и его частей выполняется условие баланса между приходом и расходом приливной энергии.

Для количественной оценки энергии, которая может быть извлечена из природного процесса с помощью конкретной приливной электростанции (ПЭС) используются упрощенные формулы Л.Б. Бернштейна, достаточные для предварительных стадий проектирования.

Основное положительное качество приливной энергии. Закономерности изменения прилива внутри месяца, определяемые движениями небесных тел, обеспечивают неизменность полного месячного цикла для всех лунных месяцев в году. Энергия приливной волны является функцией ее амплитуды, поэтому изменение величины прилива отображает и колебания энергии прилива.

Очевидно, что среднее значение энергии (мощности) прилива в течение лунного месяца является неизменным для любого месяца и любого года ввиду постоянства астрономических факторов. Это определяет основное положительное свойство приливной энергии — неизменность среднемесячной мощности в годовом и многолетнем рядах.

Первые проекты ПЭС. Еще в XVI в. на берегах Франции, Англии, на побережье Белого моря уже работало множество приливных мельниц. Они устраивались путем перекрытия дамбами небольших бухт, в которых располагались мельничные колеса, действующие при опорожнении бассейна в отлив. В прилив бассейн заполнялся через затворы-хлопушки. В США и сейчас еще на лесопилках имеются приливные установки.

В XIX и XX вв. появилось много предложений, авторы которых стремились получить от прилива большую, чем это можно было осуществить в мельницах, энергию. С 1856 до 1939 гг. насчитывалось 280 патентов, в последние годы число патентов на эту тему продолжает расти.

Главным препятствием для проектирования ПЭС оказалась суточная неравномерность и прерывистость приливной энергии. Над устранением неравномерности приливной энергии специалисты работали более 200 лет. Они пытались решить эту задачу путем разделения залива, отсекаемого от моря ПЭС, на два или три бассейна и поочередной коммутацией этих бассейнов через турбины с морем или между собой.

Дискуссии о целесообразности многобассейновых ПЭС продолжаются до сих пор, однако многолетняя эксплуатация ПЭС Ранс во Франции и Кислогубской ПЭС в России доказала преимущество однобассейновой схемы при включении ПЭС в мощные энергосистемы.

Современные ПЭС. В настоящее время в мире действуют десять ПЭС:

Ранс во Франции (240 МВт, пущена в эксплуатацию в 1967 г.),

Кислогубская в России (1-ая очередь 400 кВт в 1968 г. и 2-ая очередь 230 кВт в 2004 г.),

семь ПЭС в Китае (суммарной мощностью 10 МВт, 1971 – 1980 гг.) и

Аннаполис в Канаде (20 МВт, 1985г.).

В последнее десятилетие разработаны проекты крупных ПЭС в Англии — Северн (8,6 ГВт), в Канаде — Кемберленд (1,15 ГВт) и Кубекуид (4,03 ГВт); ведутся проектные работы по ПЭС в России, Австралии, Индии, Аргентине. По сообщениям из Кореи начато строительство ПЭС Гаролин (табл. 1, рис. 2).

Таблица 1

Характеристики ПЭС России

ПЭС	Море, макс. прилив, м	Стадия, год	Мощность, млн. кВт	Выработка, млрд. кВт·ч
Кислогубская экспериментальная	Баренцево, 3,95	Работает с 1968 г.	400 кВт	1,20 (млн. кВт·ч)
Лумбовская	Баренцево, 7,4	С 2005 г. – 2-ая очередь ТЭД, 1965	0,67	2,0
Кольская (в составе Йоканьгского гидроэнергетического комплекса)	Баренцево, 3,87	ТЭО, 1985	40,8 МВт	21,0 (млн. кВт·ч)
Мезенская	Белое, 10,0	Материалы к ТЭО, 2000	11,4-19,2	38,9±51,0
Пенжинская (вариант в южном створе)	Охотское, 11,0	Проектные материалы, 1972-1996	87,0	190,0
Пенжинская(вариант в северном створе)	Охотское, 13,4	Проектные материалы, 1983-1996	21,4	71,4
Тугурская	Охотское, 9,0	ТЭО, 1996	6,8-7,98	19,5
Всего			40,31-115,39	111,3-262,5



Рис. 2. Размещение действующих и проектируемых ПЭС России: 1. Кислогубская, 2. Лумбовская, 3. Кольская, 4. Мезенская, 5. Тугурская, 6. Пенжинская

Эффективная модель использования приливной энергии. Разработанная Л.Б. Бернштейном модель использования приливной энергии оказалась наиболее эффективной для реализации ПЭС. По этой модели приливную энергию предлагается использовать путем отсечения морских заливов в таком виде, в каком их рождает природа, принимая во внимание неизменность среднемесячной величины вырабатываемой энергии независимо от сезона года. В отличие от многобассейновых установок, которые проектировались в мире в предшествующие годы, новая модель использования приливной энергии рассчитана на однобассейновую общую установку, которая дает наибольшее количество энергии при наименьших затратах, направляя ее в объединения энергосистем, охватывающих страны и континенты. Здесь пульсирующие и прерывистые, но неизменно гарантированные в месячном цикле потоки приливной энергии объединяются с энергией других электростанций, взаимно обогащая друг друга. Так, речные гидроэлектростанции с водохранилищами длительного регулирования в период с максимальными величинами прилива (сизигийный прилив) могут снижать свою мощность при увеличении мощности совместно работающих ПЭС. Вода, сэкономленная при этом в водохранилищах ГЭС, будет использоваться в период с минимальными величинами прилива (квадратурный прилив) для компенсации уменьшения мощности приливных электростанций. Использование этой модели обеспечивает безопасную и эффективную работу тепловых и атомных электростанций и экономию их топлива. В мире

эта модель получила название «русской» и принята во всех современных проектах ПЭС.

Экономичный способ сооружения ПЭС. Для экономического обоснования проектов приливных электростанций необходимо было преодолеть барьер стоимости, который определился после сооружения ПЭС Ранс во Франции, — стоимость оказалась в 2 раза дороже строительства сопоставимой по мощности речной ГЭС. Для решения этой проблемы в России было предложено использовать известный, но никогда не применявшийся при сооружении гидроэлектростанций наплавной способ строительства. Осуществленный при строительстве Кислогубской ПЭС, этот способ позволил освободить строителей от сооружения в море дорогостоящих перемычек. Применение наплавного способа, который в канадских, английских и австралийских проектах назван «русским» методом строительства ПЭС, оценено как выдающееся достижение ученых и инженеров XX века.

В 1984 – 1988 гг. в России наплавным способом были построены высоковольтные переходы через акваторию Каховского водохранилища на опорах высотой до 126 м и водопропускные сооружения Санкт-Петербургской дамбы в Финском заливе из блоков размером 130x51x12 м с водоизмещением 3200 т, в которых смонтировано по пять водопропускных отверстий.

Наплавной способ позволил до 45% снизить стоимость строительства, а по своим размерам и типу конструкции осуществленные наплавные сооружения являются прототипами будущих наплавных зданий мощных ПЭС.

Пионерная в России Кислогубская ПЭС сооружена в 1965 – 1968 гг. Станция находится в эксплуатации в энергосистеме Кольского полуострова и предоставлена институту энергетических сооружений (ОАО «НИИЭС») в качестве научной базы для обоснования строительства морских топливно-энергетических сооружений. Ввиду уникальности конструкции, способа сооружения и района эксплуатации (Арктика) Кислогубская ПЭС состоит на государственном учете и охраняется государством как памятник науки и техники (рис.3).

Новизна Кислогубской ПЭС состоит в следующем: она — первое в России сооружение, эксплуатируемое в условиях океанической среды; единственное в мире по долговечности крупное бетонное сооружение в районах Арктики; первое в практике мирового гидроэнергетического строительства сооружение, выполненное без перемычек наплавным способом.



Рис. 3. Общий вид гидроузла Кислогубская ПЭС (лето 2005 г.)

На территории ПЭС также расположена научная база Полярного института океанологии и рыбного хозяйства с опытным участком марикультуры, созданным на основе ПЭС.

40-летние исследования на Кислогубской ПЭС доказали, что эксплуатация ПЭС обеспечивает ее гибкую работу в энергосистеме как в пиковой, так и в базовой части графика нагрузки. Примененный на ПЭС уникальный отечественный генератор с переменной скоростью вращения позволяет увеличить ее КПД еще на 5%. Исследования установили, что тонкостенная железобетонная конструкция здания ПЭС после 37 лет эксплуатации в экстремальных природных условиях арктического побережья находится в хорошем состоянии. Искусственное основание, выполненное под водой и ежесуточно работающее при знакопеременных напорах, устойчиво и не обнаруживает суффозии (выноса) грунта; осадка здания ПЭС равномерна и полностью стабилизировалась. Защита оборудования и арматуры конструкций в чрезвычайно суровых условиях в районе ПЭС (коррозия металла без защиты достигает 1 мм в год) полностью обеспечила отсутствие коррозии, что является исключительно важным достижением. Бетон в здании ПЭС обладает особо высокой морозостойкостью, не имеет никаких повреждений, а его прочность превышает проектную величину.

Экологические исследования (начаты в районе створа ПЭС еще в 1924 г.) подтвердили принципиальную экологическую безопасность приливной энергии. Опыт работы Кислогубской ПЭС при различных режимах водообмена ее бассейна с морем позволяет прогнозировать экологическое состояние окружающей среды.

В настоящее время на Кислогубской ПЭС осуществляется мониторинг: поведения экосистем бассейна ПЭС, отсеченного от моря плотиной;

состояния морских конструкционных материалов — бетонов, металлов, полимеров с экологически безопасными компонентами и долговечных при эксплуатации в морской среде Заполярья. Результаты замеров на 608 дистанционных приборах контрольно-измерительной аппаратуры, заложенных при строительстве, подтверждают надежность тонкостенной конструкции и искусственного основания, выполненного при строительстве под водой.

Одним из проблемных вопросов при эксплуатации ПЭС оказалось обеспечение защиты от обрастания животными и растительными организмами.

Обрастанию подвержены все современные типы электростанций в морской и в пресной воде: гидравлические, тепловые, атомные, приливные.

Механическая очистка от обрастателей труб на ПЭС Ранс во Франции осуществляется по каждому из 24 агрегатов каждые 2 года абразивным инструментом с последующим возобновлением необрастающих покрытий, что требует расхода 300 тыс. евро и остановки ПЭС на несколько месяцев.

Опыт эксплуатации Кислогубской ПЭС показал, что обрастание сохраняется при низких температурах (до -4°C), многократном попеременном замораживании и оттаивании (до 500 циклов), больших скоростях потока воды (до 11 м/с) и даже при истирании льдом, а биомасса обрастания поверхностей бетона и металла достигает в наружной зоне переменных уровней 5–10 кг/м², а в донном водоводе 230 кг/м².

Участки ПЭС, окрашенные необрастающими красками, не обрастали всего 1–2 года, через три года отмечено 100%-ое обрастание поверхности баянусами, мидиями и водорослями.

Поиск наиболее эффективного способа защиты от обрастания долговременного действия совместными усилиями Гидропроекта и Черноморского НИИ технологии судостроения (ЧНИИТС) привел к созданию опытно-промышленной электролизной установки, которая впервые в практике энергетического отечественного строительства полностью решила проблему защиты от обрастания ПЭС на весь срок эксплуатации. В этой установке применен электролизер, через который с помощью насоса прокачивается морская вода, а образующийся в электролизере раствор с гипохлоритом подается через распылительные устройства в турбинный водовод ПЭС. Экспериментально отработанная концентрация гипохлорита в воде, равная 1 г/м³, обеспечивает полную защиту от обрастания как в режиме непрерыв-

ной подачи раствора, так и при периодическом режиме. При указанной концентрации происходит лишь «отпугивание» личинок организмов — обрастателей, а не их гибель.

Новый гидроагрегат для ПЭС. На ПЭС Ранс были установлены специально разработанные для ПЭС капсульные обратимые гидроагрегаты, которые прекрасно работали на приливе и на отливе и еще в насосном и холостом режимах. Но этот гидроагрегат — сложнейшая и очень дорогая машина.

Для Кислогубской ПЭС была куплена во Франции капсульная машина, которая успешно проработала 37 лет (рис. 4).



Рис. 4. Рабочее колесо французского капсульного гидроагрегата диаметром 3,3 м, проработавшего на Кислогубской ПЭС 37 лет

Но при сооружении Кислогубской ПЭС был специально оставлен один из двух турбинных водоводов пустым. Автор проекта Л.Б. Бернштейн предполагал, что в будущем здесь установят отечественный новый гидроагрегат для ПЭС.

В Канаде разработан новый тип гидроагрегата (прямоточный-Страффо), который в 1984 г. был установлен на ПЭС Аннаполис. Но, к сожалению, до сих пор этот агрегат так и не вошел в постоянную эксплуатацию из-за технических неполадок.

В 2004 г. на Кислогубской ПЭС вошел в опытную эксплуатацию отечественный ортогональный гидроагрегат, разработанный под руководством Б.Л. Историка и Ю.Б. Шполянского (ОАО «НИИЭС»).

Ортогональная турбина отличается исключительной технологической простотой. Ее можно изготавливать не на турбостроительных заводах (в России таких заводов всего два), а на любом заводе, где необходимо лишь сварить в конструкцию лопасти турбины, изготовленные прокатным путём, и отбалансировать турбину.

Турбинная камера и отсасывающая труба геометрически просты — в них нет лекальных элементов в отличие от ГЭС.

В 2001 г. Председатель Правления РАО «ЕЭС России», ознакомившись в НИИЭС с разработками ортогональных машин, принимает решение об её установке на Кислогубской ПЭС.

Опытный образец ортогонального гидроагрегата для Кислогубской ПЭС изготовлен на судостроительном заводе «Севмаш», испытан на заводском стенде и в разобранном виде вместе с водоводами доставлен на корабле на Кислогубскую ПЭС, где был смонтирован в донном водоводе (рис. 5) и запущен в опытно-промышленную эксплуатацию.

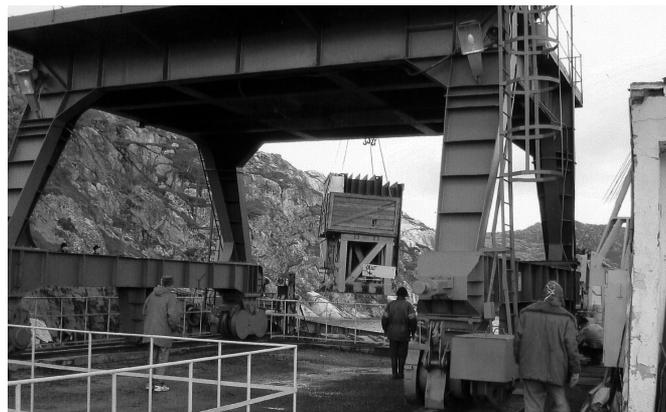


Рис. 5. Монтаж нового ортогонального гидроагрегата № 2 Кислогубской ПЭС

Подводя итоги визита на Кислогубскую ПЭС в феврале 2005 г., А.Б. Чубайс отметил: «В России есть фантастические возможности для нового строительства нескольких приливных электростанций уникальной мощности. И если технология, работающая на Кислогубской ПЭС, подтвердит предполагаемые параметры, то это означает, что мы пойдем на уникальные масштабные решения».

Ортогональный гидроагрегат позволяет кардинально сократить стоимости гидросилового оборудования ПЭС и в принципе открывает путь к широкомасштабному использованию энергии морских приливов в России и во все мире.

В настоящее время на основе испытаний на Кислогубской ПЭС начаты работы по созданию серийной ортогональной машины с диаметром рабочего колеса 5,0 м и типового наплавного блок — модуля, что позволит уже в 2006 г. приступить к проектированию Мезенской ПЭС на Белом море мощностью до 19,2 млн. кВт с выработкой до 50 млрд. кВт·ч и созданию Тугур-

ской ПЭС мощностью 8 млн.кВт на Дальнем Востоке (параметры прилива на этих двух ПЭС одинаковы).

Оргкомитет Российской секции по рекомендации Российской академии наук отобрал в экспозицию Всемирной Выставки ЭКСПО-2005 в Японии работу ОАО «НИИЭС» по новым технологиям освоения возобновляемой и экологически чистой энергии океанских приливов и создания нового эффективного ортогонального гидроагрегата для ПЭС и низконапорных гидроэлектростанций (ГЭС).

В настоящее время на Выставке демонстрируется действующая модель мощной ПЭС и модель самого ортогонального гидроагрегата.

Экономическое обоснование ПЭС обусловлено опытом эксплуатации существующих ПЭС и современными проектами новых мощных ПЭС. Последние энергоэкономические расчеты проектов Тугурской и материалов Мезенской ПЭС в России, Северн и Мерсей в Англии доказали, что капитальные затраты и сроки строительства новых ПЭС сравнялись с идентичными данными по сооружению ГЭС (табл. 2).

Таблица 2
Сравнительная стоимостная характеристика сооружения ГЭС и ПЭС в России и за рубежом

Тип электростанций	Название, страна (мощность, млн. кВт*ч, выработка, млрд. кВт*ч)	Тип гидроагрегата, D колеса в м	Стадия, год	Капиталовложения		
				Валюта (год)	На 1 кВт	Единица валюты/кВт*ч
ПЭС	Ранс, Франция (0,24; 0,5)	Капсульный, 5,3	Работает, 1966	Сантим (1995)	200	18,5 при: 22,6 на ГЭС; 34,2 на ТЭС; 26,1 на АЭС
	Кислогубская экспериментальная, Россия (0,0004; 0,01)	Капсульный, 3,3	Работает, 1968	Рубль (1968)	1400	-
	Аннаполис экспериментальная, Канада (0,019; 0,03)	«Страфло», 8,6	Работает, 1984	Доллар Канада (1982)	4200	-
	Северн, Англия (8,64; 17,0)	Капсульный, 9,1	Проект 1989	Фунт ст. (1986)	958	0,49
	Мерсей, Англия (0,7; 1,4)	Горизонтальный фирмы «Эшер-Висс», 8,0	Проект 1991	Фунт ст. (1991)	1380	0,69
	Тугурская, Россия (8,0; 19,5)	Горизонтальный фирмы «Эшер-Висс», 10,0	Проект 1996	US (1999)	1055	0,21
	Мезенская, Россия (11,4; 38,9)	Ортогональный, 10,0	Материалы к ТЭО 2002	US (2002)	800*	0,19 ^x
Новые ГЭС	Средне-Учурская, Россия (3,7; 17,2)	Вертикальный, 6,0	ТЭО 1989	US (1991)	1316	0,28
	Гиллойская, Россия (0,46; 1,15)	Вертикальный, 5,6	Проект 1989	US (1991)	1587	0,63
	Катунская, Россия (1,46; 5,1)	Вертикальный	Проект	US (2001)	2185	0,65
	Иоканьгская, Россия (0,138; 0,7)	Вертикальный	Проект 1985	US (2001)	4638	0,91

* ориентировочно

Использование же наплавного способа строительства и нового ортогонального гидроагрегата позволяют прогнозировать капитальные затраты ниже 1000 ам. долл. за 1кВт. И это без учета экологической составляющей, которая может кардинально снизить затраты ПЭС в рамках принятого в России Киотского прото-

кола. Например Мезенская ПЭС, предотвращая выбросы CO₂, сможет «зарабатывать» около 1,7 млрд. ам. долл/год.

Стоимость энергии ПЭС, как доказала эксплуатация промышленной ПЭС Ранс, самая низкая в энергосистеме по сравнению со всеми другими типами электростанций.

Стоимость электроэнергии на ПЭС Ранс (за 1995 г.) составила 18,5 сантимов/кВт.ч. при стоимости в этом же году энергии на ГЭС — 22,61, ТЭС на угле — 34,2 и АЭС — 26,15 сантима/кВт.ч. Причем тенденция разрыва стоимости энергии ПЭС с другими типами электростанций все более увеличивается в пользу ПЭС.

Использование ПЭС для получения водорода. Обоснование окупаемости мощных ПЭС в необжитых и удаленных регионах мира не представляется возможным ввиду несоответствия их мощности потребителям.

Так, например, сооружение сверхмощной (87 млн. кВт.) Пенжинской ПЭС на севере Охотского моря (рис. 6) не отвечает современному развитию этого региона и отсутствию в нем крупной энергосистемы, способной компенсировать переменные потоки энергии ПЭС. Однако разработки Российского научного центра «Курчатовский институт» и ОАО «НИИЭС» по использованию ПЭС для выработки водорода позволяют рассматривать Пенжинскую ПЭС в качестве реальной энергетической базы Восточной Сибири и Северной Америки. В этом случае изолированная от энергосистем дискретная энергия ПЭС может быть использована для централизованного производства из воды водорода в объемах до сотен млн. м³ в год с транспортировкой по топливно-энергетическим трубопроводам, либо в газовых баллонах морским транспортом.

При производстве водорода в первую очередь следует учитывать возможность его прямого ис-

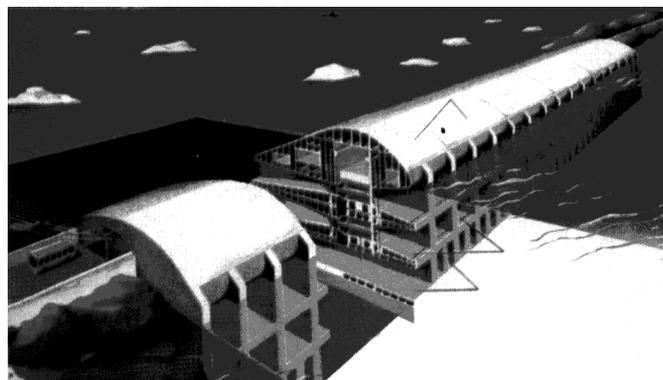


Рис. 6. Пенжинская ПЭС мощностью 87 ГВт (проект) пользования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания, а также использования в различных отраслях промышленности для экономии нефти и газа.

Сравнение традиционной передачи энергии по ЛЭП и водорода по топливным трубопроводам показывает, что при транспортировке энергии на расстояние более 200 км дешевле оказывается транспорт водорода.

Современная генерация водорода на ПЭС с КПД 70 – 75% существенно превысит традиционный теплоэнергетический КПД 40 – 45% и может быть еще более повышен за счет модернизации используемых в настоящее время генерирующих водород электролизеров.

Видимо наступает время строить ПЭС. В мире сейчас выполнены проекты семи крупных ПЭС и сроки строительства за рубежом называют в первом десятилетии XXI в.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Бернштейн Л.Б., Усачев И.Н. и др. Приливные электростанции, кн. 1 и 2, М.: Институт Гидропроект. 1994. 2. Марфенин Н.Н., Малютин О.И., Перцева А.Н., Усачев И.Н. Влияние приливных электростанций на окружающую среду. МГУ им. М.В. Ломоносова. М.: 1995. 3. Усачев И.Н., Прудовский А.М., Историк Б.Л., Шполянский Ю.Б. Применение ортогональной турбины на приливных электростанциях. //Гидротехническое строительство. №12. 1998. 4. Усачев И.Н., Якубенко А.Р. Защита морских энергетических сооружений от биологического обрастания неограниченного срока службы. Труды Третьей Всероссийской конференции «Экологические проблемы биодеградации промышленных, строительных материалов и отходов производства». РАН. Пенза: 2000. 5. Усачев И.Н. Приливные электростанции. //Энергия. №7. 2002. 6. Усачев И.Н. Экономическая оценка приливных электростанций с учетом экологического эффекта. Труды XXI Конгресса СИГБ, г. Монреаль, Канада, 200. 7. Усачев И.Н. Свет с океанских глубин. //Техника молодежи. №11. 2004. 8. И.Н. Усачев И.Н., Историк Б.Л., Шполянский Ю.Б. Мониторинг морской энергетической установки на Арктическом побережье и перспектива широкомасштабного использования приливной энергии. //Гидротехническое строительство. №7. 2004.

ОПЫТ КЛАССИФИКАЦИИ НИЗКОНАПОРНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ*

Боровков В.С., д.т.н., Волшаник В.В., д.т.н., Орехов Г.В., к.т.н., МГСУ

Привлечение конструкторских и исследовательских разработок, направленных на наиболее полное использование энергии малых рек, каналов и других открытых водотоков в условиях России, является чрезвычайно актуальным. Во многих случаях может оказаться невозможным перегораживать водоток плотиной и приходится ограничиваться только использованием его кинетической энергии. Получаемая в этом случае мощность будет достаточна для электроснабжения жилья, сельскохозяйственного производства, насосного перекачивания воды, привода аэрирующих устройств, обустройства мест рекреации, других автономных, изолированных или удаленных энергопотребителей.

В настоящее время в России разработаны и подготовлены к серийному изготовлению различные бесплотинные (свободнопоточные) гидроэнергетические установки небольшой мощности. Подобные установки разработаны и за рубежом. Таким образом, стремление всемерно использовать энергию течений с помощью свободнопоточных гидроэнергетических установок является заметной мировой тенденцией развития электроэнергетики.

Потенциальные потребители низконапорной гидравлической энергии выходят сегодня на достаточно насыщенный рынок гидроэнергетических установок самой малой мощности, не имея сколько-нибудь общей информации об их типах, областях применения и особенностях эксплуатации. Значительное число предложенных конструкций низконапорных гидроэнергетических установок и достигнутые масштабы их промышленного производства обуславливают целесообразность разработки их классификации, прежде всего по признаку их принципа действия. В настоящей статье представлен один из первых опытов подобной работы.

Все множество нетрадиционных гидроэнергетических установок, использующих механическую энергию воды (зарегистрировано около 3000 патентов на их конструкцию), можно разделить на три основных класса: использующие (преобразующие) энергию гидростатического давления водных масс; использующие кинетическую энергию водных потоков; использующие

энергию ветрового волнения и зыби в морях и океанах. Низконапорные гидравлические двигатели могут быть применены в установках каждого из перечисленных классов.

Первичные источники энергии, которые могут быть утилизированы с помощью этих двигателей, можно подразделить на:

источники энергии континентальных вод (энергию речных потоков с концентрированным перепадом (напором); скоростной напор речных потоков; скоростной напор течений в искусственных каналах);

источники энергии прибрежных вод (энергию осмотического давления в устьях рек; энергию ветровых волн; энергию приливов);

источники энергии экваториальных вод морей и океанов (энергию морских непериодических течений; энергию приливно-отливных течений).

Установки, предназначенные для утилизации кинетической энергии (скоростного напора) водных потоков (течений), **можно разделить на две группы**: установки для преобразования энергии безнапорных потоков (в каналах, реках, морях и океанах) и установки для преобразования энергии напорных потоков (в трубопроводах систем водоснабжения, канализации, гидротранспорта и т.п.).

Первая группа этих установок условно может быть разделена на две подгруппы, отличающиеся, в основном, мощностью: небольшие установки для преобразования энергии потоков рек и каналов и крупные для преобразования энергии океанских течений.

Установки для преобразования энергии рек и каналов. История использования энергии водных потоков рек насчитывает века — во многих странах накоплен богатейший опыт строительства водяных мельниц, водяных колес и установок различного назначения. Предлагаемые в последнее время установки отличаются от ранее известных некоторыми техническими усовершенствованиями.

Большинство установок предполагается размещать свободно в потоке, удерживая их от сноса течением тросами, якорями и т.п. Для некоторых установок предусматривается создание специальных опор, направляющих стенок, лотков и других сооружений.

*Работа выполнена при финансовой поддержке в форме гранта Министерства образования Российской Федерации

Установки, использующие энергию течений в реках и каналах и безусловно оборудуемые низконапорными гидравлическими двигателями, могут служить для удовлетворения нужд местных потребителей, в том числе и при чрезвычайных ситуациях, однако пока они не нашли широкого применения.

Установки для использования энергии океанских и приливных течений. Эти установки не имеют принципиальных отличий от установок, использующих энергию рек. Однако по размерам океанские установки должны существенно превышать речные. Некоторые конструктивные отличия энергетических установок для преобразования энергии различных по происхождению течений будут обусловлены тем, что направление непериодических течений всегда постоянно, направление муссонных течений меняется дважды в году, а приливо-отливных — четырежды в сутки.

Установки для преобразования энергии потоков в трубопроводах. Энергетика, промышленность и коммунальное хозяйство располагают большим числом напорных систем, мощность потоков в которых достигает нескольких десятков, сотен киловатт и даже мегаватт. Эти потоки в настоящее время не используются для производства энергии. Возникает естественное желание оборудовать такие напорные системы устройствами, способными извлекать хотя бы

часть избыточной энергии течений в трубопроводах. Предложено несколько десятков конструкций таких устройств, защищенных патентами Великобритании, ФРГ, США и других стран. В литературе пока отсутствуют подробные сведения о применении подобных установок и оценки возможного для использования энергопотенциала потоков в напорных трубопроводах коммунальных и промышленных систем. Вместе с тем, наличие очень большого числа таких систем, постоянный во времени режим их работы, близость потребителей энергии и разнообразие возможных схем применения этой энергии указывают на целесообразность проведения работ, направленных на реализацию энергоустановок, преобразующих энергию течений в напорных трубопроводах.

Гидравлические двигатели вместе с насосами составляют обширный подкласс гидравлических машин, которые вместе с подклассом газовых машин составляют класс проточных машин. Общепринято в основу общей классификации гидравлических двигателей (рис. 1) класть тот вид энергии текущей жидкости, который преимущественно преобразует в энергию движения рабочего органа гидравлический двигатель (слово «преимущественно» применено потому, что многие гидравлические двигатели преобразуют одновременно два вида энергии жидкости — энергию давления и кинетическую энергию).

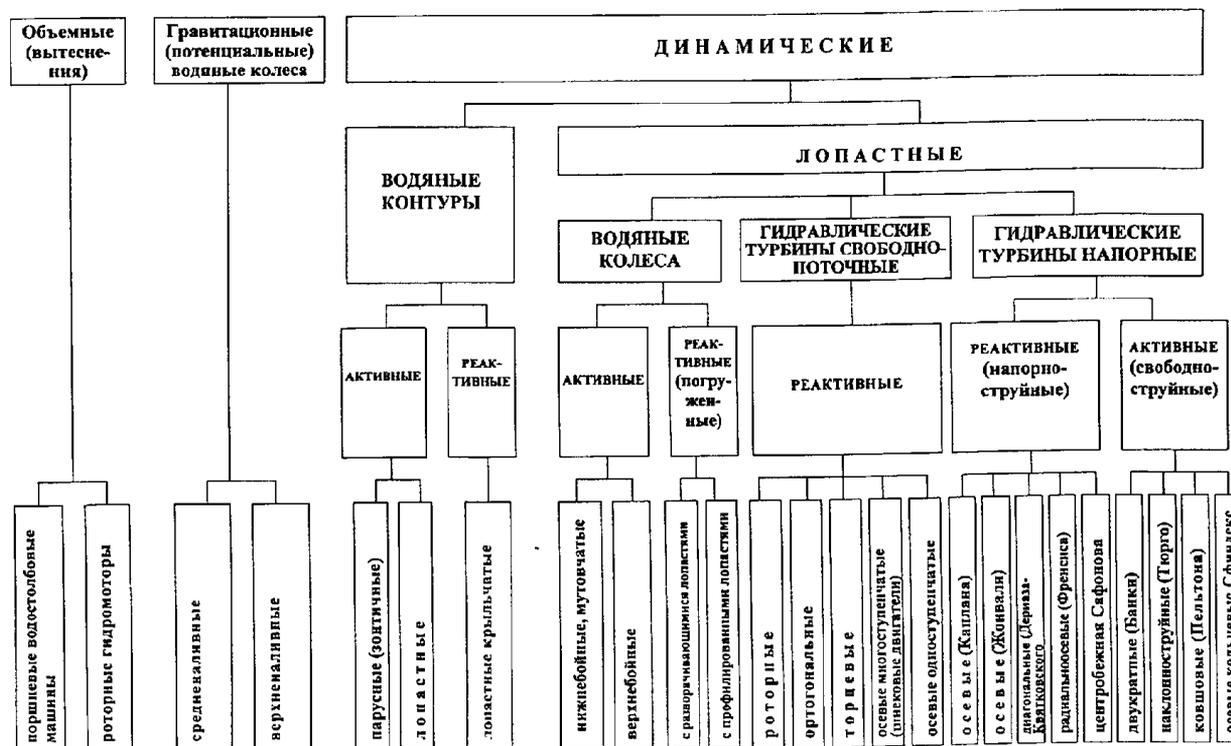


Рис. 1. Классификация гидравлических двигателей (применительно к утилизации низких напоров)

В классификацию с целью полноты картины включены и гидравлические двигатели, действующие по совершенно иному принципу — принципу вытеснения (объемные). Они применяются в отдельных отраслях техники, но область их применения гораздо уже, чем динамических двигателей.

Наиболее простой по своей физической природе вид энергии жидкости — энергию положения (силу тяжести) — преобразует наливное водяное колесо, рис. 2. В небольшой доле участвует в преобразовании и скоростная энергия падающей в ковши струи. Это один из наиболее древних видов гидродвигателей. Их коэффициент полезного действия довольно высок. Им присущи следующие недостатки: малая частота вращения, громоздкость (из-за чего они не могут иметь большой мощности), невозможность использования части напора между отметкой слива воды из ковшей и нижним уровнем, снижение КПД при подъеме нижнего уровня и затоплении низа колеса. Наливное водяное колесо может использовать напор, несколько меньший его диаметра; очевидно, его можно назвать низконапорным гидравлическим двигателем.

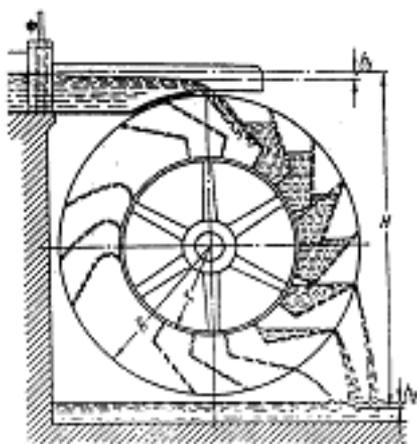


Рис. 2. Наливное водяное колесо (на рисунке показаны два варианта формы ковшей)

Энергию давления жидкости преобразуют объемные гидравлические двигатели. Форма движения их рабочего органа может быть как вращательная, так и возвратно-поступательная, хотя последняя не характерна для гидравлических двигателей. Это связано с достоинствами вращательной формы движения, допускающей конструктивно простой отбор энергии от потока воды, передачу ее на небольшое расстояние, изменение параметров (частоты и направления вращения), преобразование в другие виды энергии (главным

образом, в электрическую с помощью генератора с вращающимся электромагнитным полем). Объемные гидравлические двигатели могут эффективно работать только при наличии достаточно большого давления рабочей среды; их использование в качестве преобразователя низких напоров представляется невозможным.

Все другие гидравлические двигатели преобразуют кинетическую энергию текущей жидкости или одновременно кинетическую энергию и энергию давления; процесс преобразования энергии так или иначе связан с протеканием жидкости через рабочий орган, поэтому эта группа гидравлических двигателей объединена термином «динамические».

Подавляющее большинство из этой группы составляют лопастные двигатели (водяные колеса и турбины), имеющие вращающийся рабочий орган в виде рабочего колеса (с одной осью вращения), снабженного лопастями той или иной формы, размеров и количества. При протекании потока жидкости через лопасти рабочего колеса тем или иным образом изменяется структура потока, что является основным условием преобразования энергии. При изменении скорости поток оказывает давление на лопасти и тем самым заставляет их двигаться, а несущее лопасти рабочее колесо вращаться.

Несколько особняком по отношению к большой группе лопастных гидродвигателей стоят несколько двигателей, названных нами условно «водяными контурами», рис. 3. Эти двигатели имеют рабочий орган в виде бесконечной ленты, вращающейся как минимум на двух валах и, следовательно, имеющей две оси вращения. К бесконечной ленте прикреплены лопасти, рис. 3 а, б, или заменяющие их устройства (паруса, парашюты), рис. 3 в, которые с одной стороны ленты расположены (развернуты) поперек потока, а с другой — вдоль потока, или свернуты, или подняты над уровнем воды. Лопасти, расположенные в потоке и поперек него, под действием скоростного напора движутся вместе с потоком; лопасти с противоположной стороны ленты по возможности не препятствуют этому движению. За счет разности усилий на лопасти, расположенные на противоположных сторонах ленты, возникает крутящий момент, заставляющий ленту вращаться на валах, к одному из которых может быть подсоединен электрогенератор.

Принципиальным отличием водяных контуров от водяных колес и турбин является то, что лопасти первых вносят в структуру потока го-

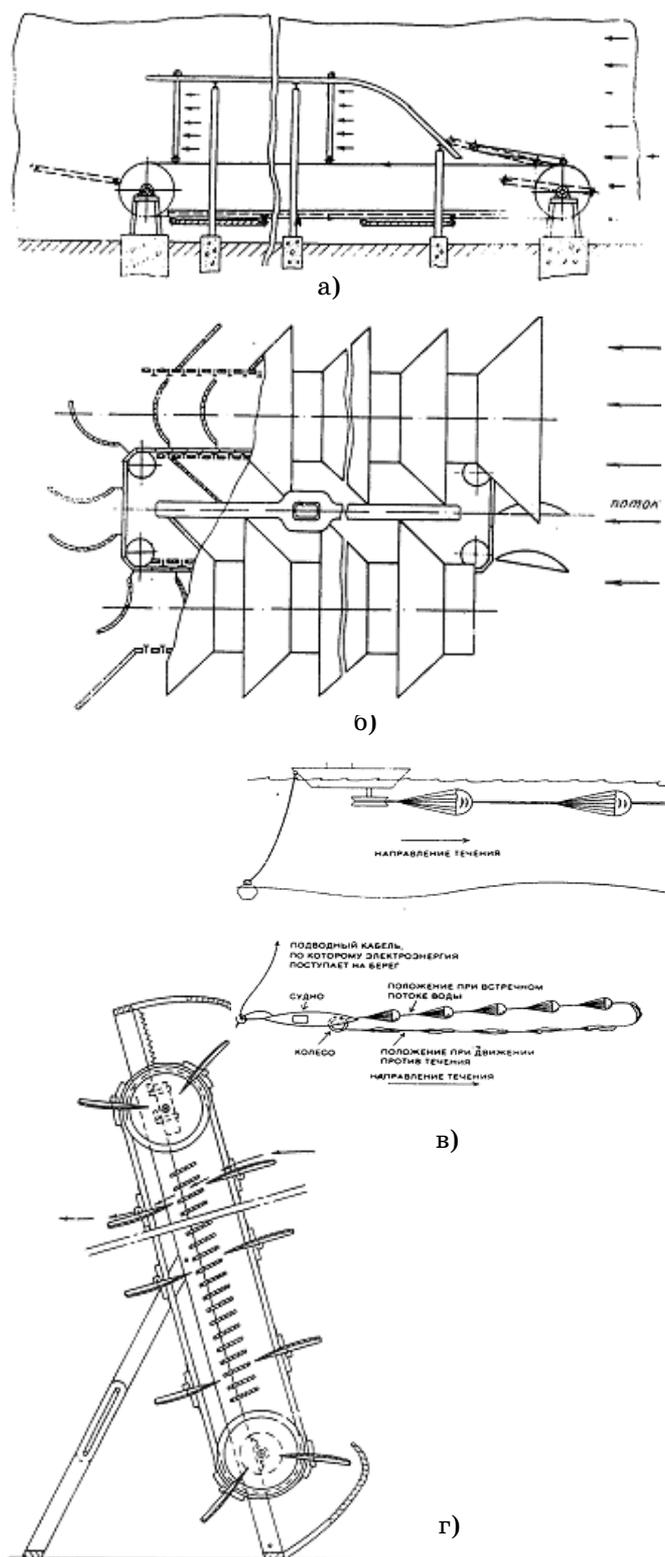


Рис. 3. Водяные контуры
 а, б — с погруженными лопастями; в — с парашютами; г — с гидродинамическими профилями

раздо меньше искажений за счет того, что большую часть своего пути они проделывают вместе с потоком с близкой к нему скоростью. Это

оказывается возможным из-за существования двух осей вращения ленты и это позволяет выделить «водяные контуры» в отдельную группу гидравлических двигателей.

Как и водяные колеса, водяные контуры могут быть целиком погружены под уровень воды, а могут частично размещаться над ее поверхностью. Сравнительный анализ этих двух вариантов размещения будет дан ниже применительно к водяным колесам.

Водяные контуры могут применяться в качестве преобразователя скоростного напора потока воды, то есть они относятся к низконапорным гидравлическим двигателям; предложения о применении «водяных контуров» для преобразования энергии напорных потоков неизвестны.

Лопастные гидравлические двигатели принято делить на гидравлические турбины и водяные колеса. В интересах настоящей работы следует дать по возможности максимально четкое разделение гидродвигателей на турбины и колеса, тем более что в ряде случаев различия между ними незначительны.

В водяных колесах вода работает преимущественно «ударом» струи о лопасти, в турбинах же ударного действия воды избегают, так как оно снижает КПД. Вторым отличием водяных колес от турбин является сход воды с их лопастей на тех же их кромках, на которых она на них вошла; у турбин же вода проходит через колесо насквозь.

В соответствии с тем, какой вид энергии воды преобразует лопастной гидродвигатель, и водяные колеса, и турбины делятся на два класса — активные и реактивные. Активные двигатели преобразуют в механическую энергию только кинетическую энергию потока воды, реактивные — кинетическую энергию совместно с энергией давления, причем, как правило, последняя составляет основную долю энергии, преобразованной гидродвигателем. Энергия положения переводится еще до входа в рабочее колесо в эти два вида энергии, а сама как таковая внутри колеса почти не используется, так как современные колеса вообще имеют относительно малый размер по высоте.

Поскольку в активных двигателях не предусмотрено преобразовывать энергию давления, то отсутствует необходимость погружения рабочего колеса в водный поток; рабочее колесо целиком (в активных турбинах и во многих водяных колесах) или большей своей частью (в некоторых водяных колесах) вращается в воздухе. При размещении колеса целиком в воздухе давление воды на входе

в колесо, в его пределах и на выходе одно и то же и в подавляющем числе случаев равно атмосферному. Вся располагаемая энергия воды должна находиться перед колесом в виде кинетической энергии. Тогда скорость истечения из подводящего элемента приближается к напорной скорости \sqrt{gH} и лишь немного меньше ее из-за потерь в подводе.

Активные водяные колеса могут работать при достаточно низких (вплоть до нескольких десятков сантиметров) напорах. Из-за низкого КПД для получения требуемой мощности они должны иметь значительные размеры. Применение водяных колес в настоящее время может рассматриваться в экзотических целях как памятников технической мысли и технического искусства, в составе, например, водяных мельниц или водоподъемных систем, но, тем не менее, их функциональные возможности не вызывают сомнений.

Завершая рассмотрение активных водяных двигателей, отметим, что в области средних и высоких напоров водяные колеса замещаются гидравлическими турбинами. При низких напорах (несколько метров или даже несколько десятков сантиметров) могут применяться двукратные турбины.

У реактивных водяных колес и турбин только часть энергии потока перед рабочим колесом находится в форме кинетической, остальную часть представляет энергия давления, соответствующая разности давлений перед и за колесом. В межлопастных каналах реактивного колеса течение напорное — давление в них меняется, снижаясь от большего к меньшему. Следовательно, каналы должны быть сплошь заполнены водой без свободной поверхности. В реактивных водяных колесах и свободнопоточных турбинах этого добиваются, полностью погружая рабочее колесо под уровень воды.

Объективные законы развития техники вообще, и электроэнергетики (гидроэлектроэнергетики) в частности, обусловили в XX в. достижение исключительно высоких технологических, конструктивных и эксплуатационных показателей гидравлических турбин для гидроэлектростанций. Мощность гидротурбин достигла 730 МВт, максимальный КПД — 96%. В последнее время многие гидротурбостроительные фирмы, основываясь на достигнутых успехах в области изготовления крупных гидротурбин, предпочитают и для микроГЭС применять традиционные турбины, вплоть до самых низких напоров. Пока

можно сказать, что соревнование между традиционными и нетрадиционными типами гидротурбин в области утилизации самых низких напоров не завершено, и разработчики прилагают примерно одинаковые усилия для совершенствования традиционных гидротурбин и создания (доработки) совершенно новых, а также известных, но нетрадиционных турбин.

Предложенная в настоящей статье классификация гидравлических двигателей включает машины, предназначенные для преобразования энергии водных потоков, возникающих под действием силы тяжести. Наряду с такой формой движения жидкости (воды), на Земле есть и другие формы ее движения, вызванные действием других сил. Одной из таких форм является волновое движение поверхностных масс воды в крупных акваториях. Чаще всего волнение вызывается воздействием ветра на поверхность воды, но имеются и другие факторы, более редкие, вызывающие волнение. Энергия ветровых волн преобразуется в другие виды энергии с помощью специальных гидравлических двигателей, которые здесь подробно не рассматриваются.

В отношении КПД низконапорных гидродвигателей предварительно можно отметить следующее: во-первых, для них нельзя ожидать очень высоких значений КПД — при малых исходных значениях энергии потока идет «вялый» процесс преобразования энергии; во-вторых, в отличие от крупных гидротурбин, у многих низконапорных турбин средневзвешенное значение КПД за тот или иной период работы будет незначительно отличаться от максимально возможного за счет того, что регулирования мощности (расхода) в них или не предусматривается вовсе, или производится в ограниченных пределах.

Рассматривая гидравлические двигатели, предназначенные для преобразования низких (очень низких) напоров воды, необходимо иметь в виду основной недостаток источника энергии — его низкую концентрацию. Желание получить установку большей мощности будет связано с необходимостью применить рабочий орган больших размеров, а это окажется не всегда возможным, в частности, из-за ограниченных размеров поперечного сечения самого потока; причем, как правило, чем больше скорость, тем меньше размеры потока, и это будет мешать помещению в него двигателя достаточных размеров. По этим причинам мощность низконапорных гидродвигателей невелика и измеряется киловаттами, редко превышая десяток их. Верхней границей

низконапорных гидродвигателей по напору может быть напор, лежащий между значениями 4 – 7 м; нижней границей низконапорных гидродвигателей будет напор, определяющий начало их работоспособности, очевидно это будет напор порядка нескольких сантиметров.

Рабочее колесо низконапорного гидродвигателя должно иметь максимально совершенную, в пределах ограничений по технологичности и стоимости изготовления и простоты обслуживания при эксплуатации, лопастную решетку, обеспечивающую максимально возможные пропускную способность (расход), КПД и быстроходность двигателя, то есть рабочее колесо должно быть колесом турбины, а не водяного колеса.

В составе микроГЭС должны быть предусмотрены струнаправляющие элементы или другие концентраторы энергии потока воды, обеспечивающие скорость потока на самом рабочем колесе минимум до 2 м/с. Рабочее колесо должно быть (максимально желательно) полностью погружено под уровень воды и работать по принципу реактивной гидротурбины, то есть использовать как кинетическую, так и энергию давления потока воды.

Конструкция микроГЭС должна предусматривать, по возможности и при необходимости, предотвращение опасности задержания, налипания, застревания на колесе и других элементах турбины плавающего сора, свободно перемещающейся с потоком водной растительности и других тел, взаимодействие которых с колесом может привести к снижению его энергетических показателей, остановке и выходу из строя. Конструкция микроГЭС должна предусматривать возможность ее защиты от различных природных явлений, если они характерны для места ее использования, в частности от весенних и ливневых паводков, селей, ледовых условий, проявлений вандализма и т.п.

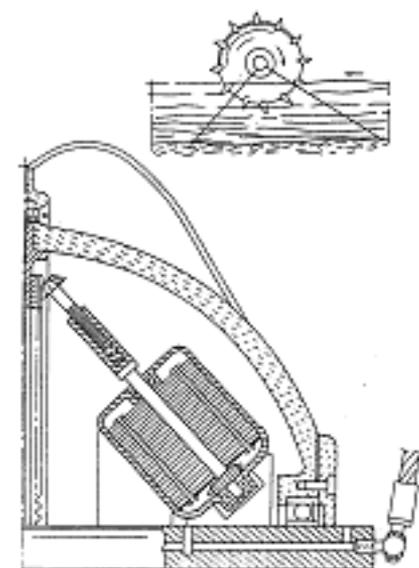
С целью учета перечисленных требований ниже дается краткий обзор низконапорных гидравлических двигателей по двум конструктивным группам: двигатели с осью (осями) вращения рабочего колеса, перпендикулярной потоку; и двигатели с осью вращения колеса, параллельной потоку.

Гидравлические двигатели с осью вращения рабочего колеса, перпендикулярной потоку (поперечно-струйные). Древнейшим русловым водяным двигателем является нижнебойное или подвесное водяное колесо, рис. 4, а. Достоинством таких колес является расположение вала

и механической передачи в воздухе, а кроме того и захват потока большого по ширине и умеренного по глубине; недостатком — тихоходность и сложная передача.



а)



б)

Рис. 4. Активные нижнебойные водяные колеса: а — установка на плоту; б — поплавковая установка

Давно делалось много предложений увеличить число лопастей, воспринимающих усилие от воды, для чего следовало прикрепить их не к колесу, а к бесконечной перекинутой через два блока цепи или ремню. Нижняя половина цепи расположена горизонтально в воде, и ее лопасти воспринимают от воды усилия. Верхняя половина идет в воздухе в обратном направлении, хотя есть предложения обе ветви цепи располагать под водой, а крутящий момент создавать разворотом лопастей на верхней ветви цепи. При таком устройстве сильно возрастают потери в опорах, а выигрыш в мощности от увеличения числа лопастей маловероятен, так как первая же воспринимающая усилие от воды лопасть так сбивает поток, что следующие за ней лопасти становятся бесполезными. (Этот недостаток не свойствен контурам, устроенным по принципу дву-

взаимно смещенные полуокружности. Чтобы не мешать протеканию, вал между дисками изымается, и тогда крутящий момент передается самими лопастями. Диски могут быть заменены балками, прикрепленными к концам лопастей, тогда колесо приобретает вид некоторой рамы. При любом направлении натекающего потока колесо вращается в одну и ту же сторону, что при вертикальном вале имеет большую ценность. Вал помещается в реке (проточном тракте) на понтонах, сваях или стойках, а также в корпусе установки. Он связывается с генератором напрямую или через ускоряющую передачу, рис. 9.

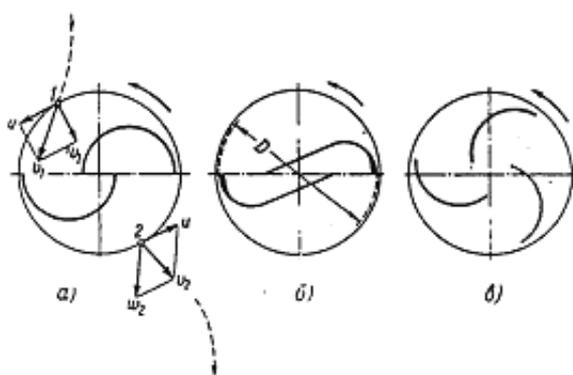


Рис. 8. Сечения лопастей колеса поперечной турбины

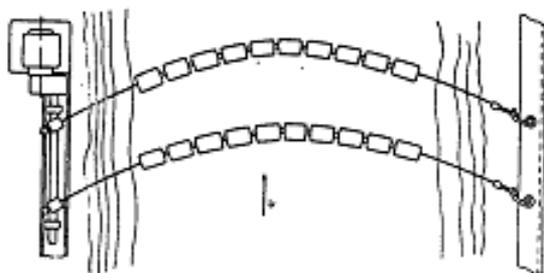


Рис. 9. Гирляндный русловой гидродвигатель Блинова с поперечными турбинами

Аналогом современной ортогональной гидротурбины, рис. 10, принят хорошо известный в ветроэнергетике ротор Дарье, точнее та его разновидность, у которой прямолинейные рабочие лопасти, параллельные оси вращения турбины, прикреплены к валу турбины с помощью хорошо обтекаемых радиальных траверс (кронштейнов). Тянущая сила лопасти ротора возникает за счет составляющей (проекции) подъемной силы лопасти (подъемной силы крыла) на направление ее движения (трассой движения лопастей является окружность). Обычно лопасть жестко соединяется с траверсами и не меняет начального угла установки в процессе движения по трассе.

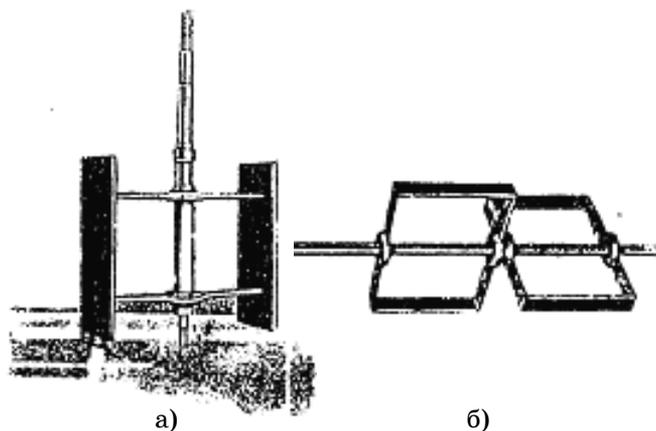


Рис. 10. Рабочее колесо ортогональной гидротурбины: а — вариант с двумя лопастями; б — двухъярусный вариант рамного типа

Подводящий и отводящий водоводы могут быть выполнены как прямолинейными и соосными с турбинной камерой (прямоточный тракт), так и криволинейными. Турбина может выполняться как с вертикальным, так и с горизонтальным валом.

То, что лопасти ортогональной турбины прямолинейны и имеют хотя и сложный (аэродинамический), но постоянный по длине лопасти профиль, позволяет, отработав технологию изготовления лопастей, наладить их массовый выпуск и сделать турбину достаточно дешевой.

Масштабы предполагаемого использования ортогональной турбины будут зависеть от ее максимального КПД, в том числе при малых напорах. Имеющиеся пока результаты исследований свидетельствуют о том, что максимальный КПД для натуральных ортогональных агрегатов должен быть близок к максимальным КПД известных реактивных турбин.

К недостаткам ортогональной турбины следует отнести ее потребность в предварительной раскрутке вала агрегата для создания необходимой подъемной силы и ее тангенциальной составляющей — тянущей силы, обеспечивающей положительный момент на роторе. Однако в последние годы предложены некоторые конструктивные идеи для преодоления этого недостатка.

Подробные исследования поперечноструйных турбин выполнены в ряде стран. Результаты всех этих исследований свидетельствуют о том, что при тщательном подходе к конструкции роторной (ортогональной) турбины можно добиться весьма высокой эффективности преобразования энергии низкого напора, в том числе открытого потока. Наиболее существенная опасность при

этом — загрязнение лопастей рабочего колеса плавающим в воде сором и водной растительностью. Очевидно, роторные гидротурбины с успехом могут быть применены в установках, где предусматривается предварительная очистка водного потока от сора с помощью специальных сороудерживающих решеток или сеток.

Двукратные турбины являются активным аналогом роторных турбин, которые, судя по предыдущему описанию, являются реактивными гидродвигателями.

Двукратные турбины могут применяться в очень широком диапазоне напоров, начиная с нескольких метров и даже с нескольких десятков сантиметров, рис. 11. В последние годы они нашли очень широкое применение на малых и особенно на микроГЭС благодаря достаточно высокому КПД, плогости характеристики и простоте изготовления.

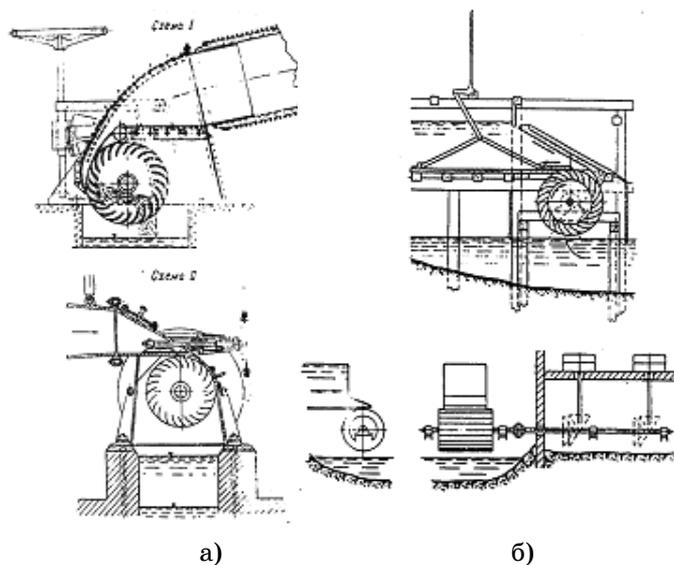


Рис. 11. Двукратные гидротурбины; а — высоконапорная с ручным регулированием; б — низконапорная

Двукратные турбины имеют горизонтальный (разомкнутый) вал с двумя ободьями в виде дисков, к которым прикреплены своими концами параллельные валу лопасти искривленного сечения и достаточно большого числа. Колесо подвешивается, как у всякой активной турбины, над нижним уровнем воды, возможно ближе к нему. Над колесом (иногда сбоку) располагается камера, из которой через насадок прямоугольного сечения на колесо направляется струя воды шириной немного меньшей длины лопасти. Эта струя пронизывает лопасть венца сначала центростремительно, отдавая ему примерно 70–80% полезной энергии. Лопасти рассчи-

тываются так, чтобы струя по сходе с них имела еще порядочный запас кинетической энергии и была нужным образом направлена. Двигаясь внутри колеса, струя поступает под некоторым расчетным углом на те же лопасти изнутри безударно и протекает по ним вторично наружу, отдавая здесь еще 20–30% своей полезной энергии. Такой двойной проход колеса рабочим потоком воды в годы, когда была изобретена турбина, не встречался у других систем, и поэтому она была названа двукратной. Регулируется турбина задвижкой, уменьшающей толщину струи.

Все поперечноструйные гидравлические двигатели являются преимущественно низконапорными, хотя ортогональные и двукратные турбины могут применяться при напорах, составляющих десятки метров.

В определенном смысле поперечноструйными являются и традиционные активные ковшовые турбины и менее традиционные также активные наклонноструйные. Однако эти турбины создавались и совершенствовались как оборудование именно для утилизации высоких напоров. Ковшовые турбины применяются на малых ГЭС, а в последнее время появилась информация об использовании наклонноструйных турбин на микроГЭС, но высоконапорных. Эти турбины могут также применяться в качестве вторичных преобразователей на гидроэнергетических установках, утилизирующих нетрадиционные виды водной энергии, например на волновых энергетических установках.

Гидравлические двигатели с осью вращения рабочего колеса, параллельной потоку (осевые). К осевым турбинам относятся все традиционные реактивные гидродвигатели, широко применяемые на крупных, средних, малых ГЭС — осевые, диагональные и радиально-осевые. На микроГЭС часто применяются осевые турбины при низких напорах и радиальноосевые при более высоких. Ниже приведена краткая информация о некоторых нетрадиционных осевых гидравлических двигателях, преимущественно низконапорных.

Торцовая турбина Блинова. Русский изобретатель Б.С. Блинов предложил так называемую торцовую русловую гидроэнергетическую установку. В ее основе — колесо роторной турбины. Оно сажается на гибкий вал, работающий на кручение. Однако оно спускается в воду не так, как роторная турбина: с осью вращения не поперек скорости течения, а вдоль нее. Колесо имеет только один диск, с низовой его стороны,

рис. 12. Вода натекает на свободный торец колеса, проникает в пространство внутри его лопастей, поворачивает там в радиальном направлении и вытекает из колеса. Таким образом, колесо работает не по принципу роторной турбины, а скорее как сегнерово колесо.

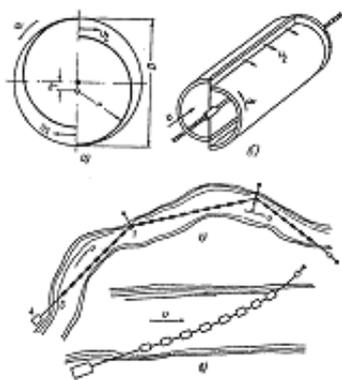


Рис. 12. Торцовый гидродвигатель (а, б) и торцовая русловая установка (в, г — варианты)

На трос сажаются таких колес много, что образует «торцовую линию» или «торцовую гирлянду». Если поток достаточно широк, то линия спускается в поток наискось. Верховой конец троса получает подпятник и вращает генератор.

Достоинством торцовой установки является возможность использования кинетической энергии очень узких и извилистых потоков, даже ручьев.

Вероятно, установка, образуемая торцовыми турбинами, действительно наилучшим образом приспособлена для использования энергии течений в самых неудобных створах, однако это не освобождает ее от типичного недостатка большинства свободнопоточных двигателей — опасности засорения плавающим сором и водной растительностью. В этом отношении она не имеет предпочтения перед другими русловыми турбинами.

Осевые одноступенчатые свободнопоточные турбины. Рабочее колесо осевой одноступенчатой свободнопоточной турбины по своему внешнему виду и принципу действия аналогично рабочему колесу напорных осевых турбин, а также гидрометрических вертушек. Ось такого колеса располагается в воде горизонтально вдоль течения и подвешивается к двум понтонам, прикрепленным против их сноса тросами к якорям или береговым опорам, рис. 13. Направляющий аппарат отсутствует. Иногда перед колесом к его камере прикрепляется суживающийся конус (конфузор-концентратор

энергии), а за ним — расширяющийся. На понтонах помещается генератор, связанный с колесом ременной или цепной передачей.

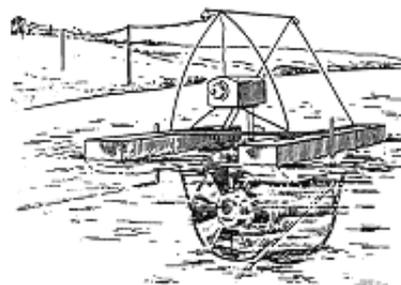


Рис. 13. Плавающая гидростанция с винтовой турбиной

Недостатками являются погруженная в воду передача и малое сечение захватываемого потока; чтобы его увеличить, надо увеличивать его в глубину настолько же, насколько и в ширину, а этому обычно мешает недостаточная глубина реки. Достоинство — довольно большая быстроходность.

Применение осевой свободнопоточной турбины предусматривается одним из разработанных в США вариантов использования кинетической энергии океанского течения Гольфстрим. Из многочисленных предложений решения этой проблемы наиболее реальным представляется осуществление так называемой «программы Кориолис», предусматривающей установку во Флоридском проливе, в 30 км восточнее г. Майами, 242 подводных установок мощностью 83 МВт каждая, рис. 14.

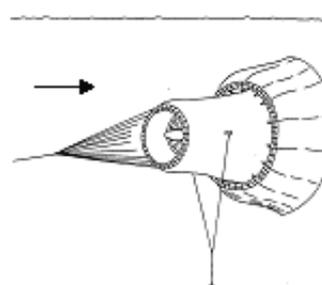


Рис. 14. Общий вид турбинной установки для использования энергии течения Гольфстрима

Удачную конструкцию осевой свободнопоточной турбины предложил У.Н. Тайсон (патент Австралии). Турбина имеет центральный конический конус (или втулку) с осью, расширяющийся от носового обтекателя к плоской поперечной детали основания, перпендикулярной оси, рис. 15. К корпусу прикреплена решетка пространственных криволинейных лопастей.

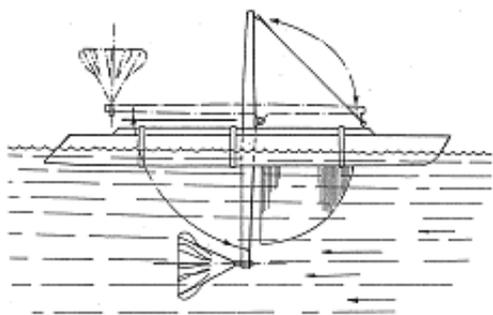


Рис. 15. Свободнопоточная гидротурбина У.Н. Тайсона

Осевые многоступенчатые свободнопоточные турбины. Наглядными способами увеличения единичной мощности низконапорных и свободнопоточных гидротурбин являются:

увеличение диаметра рабочего колеса;

увеличение скорости потока на рабочем колесе путем применения «концентраторов» конфузорного очертания или увеличения напора.

Однако для осевых турбин, ось вращения которых расположена вдоль потока, есть еще один способ увеличения мощности — это развитие также вдоль потока и лопастной системы рабочего колеса, то есть переход к шнекообразному рабочему колесу, или применение нескольких соосных рабочих колес, сидящих и работающих на один вал.

Вместе с тем испытания показали, что обычный шнек, рис. 16, обеспечивает низкую эффективность преобразования энергии; это связано с тем, что уже первый виток лопасти шнека вносит существенные искажения в набегающий поток, и в силу этого последующие витки не приводят к заметному увеличению мощности колеса.

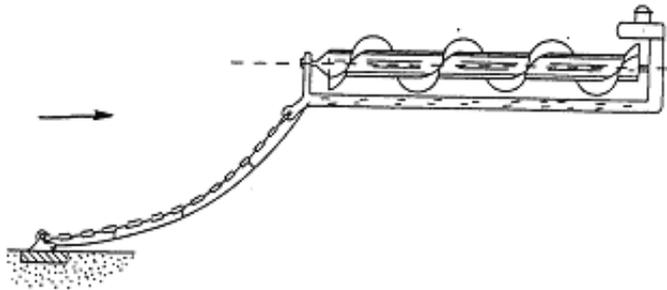


Рис. 16. Применение шнека в качестве свободнопоточного двигателя

Более эффективные решения связаны с применением многоступенчатых турбин.

По предложению А.Г. Пшенко несколько винтовых колес как бы нанизываются своими втул-

ками на общий трос, работающий и как вал для передачи крутящего момента. Колеса находятся в реке, будучи более чем наполовину в нее погружены. Верховой конец троса вращает снабженный подпятником редуктор и машину-орудие, укрепленные на мосту, на заякоренном баркасе и т.п. Последовательные, на достаточном взаимном расстоянии расположенные колеса не портят друг другу потока, а мощность установки увеличивается не за счет неудобного увеличения диаметра колес, а за счет повышения их числа.

Аналогичное решение задачи предложил В.А. Викторук, применив тип колеса с лопастями довольно сложной формы, но изготавливаемые таким образом и из такого материала, что они делают всю установку малочувствительной к плывущему по реке сору, рис. 17.

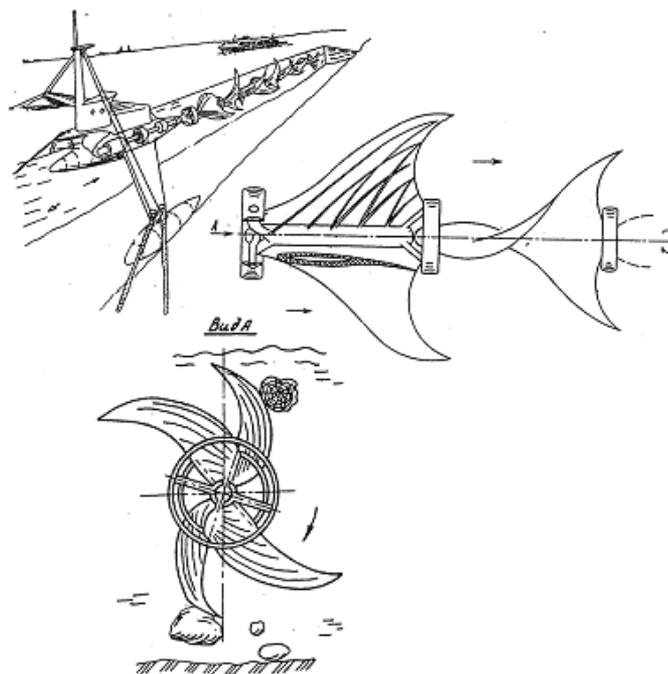


Рис. 17. Многоступенчатый свободнопоточный гидродвигатель с лопастями из упругого материала

Подводя итог рассмотрению гидравлических двигателей с осью вращения рабочего колеса, параллельной потоку, отметим, что и многие осевые двигатели ориентированы на использование низких напоров воды. Если говорить о свободнопоточных турбинах, то здесь наиболее подходящей представляется осевая турбина, имеющая концентраторы энергии в виде конфузора на входе и диффузора на выходе, а также имеющая так или иначе выполненные несколько ступеней рабочего колеса вдоль потока.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА ХОРОБРОВСКОЙ ВОДОСЛИВНОЙ ПЛОТИНЫ

Родионов В.Б., к.т. н., Онилченко Г.Ф., к.т. н., Зюзин А.Г., ОАО «НИИЭС»

Секция «Правовые и нормативно-технические проблемы безопасности энергетических сооружений» Научно-технического Совета РАО «ЕЭС России» рекомендовала использовать затворы автоматического действия для повышения безопасности гидротехнических сооружений, не имеющих требуемой надежности в случае перелива через их гребень потока воды. Такое решение было принято на основании анализа состояния малых плотин и ряда чрезвычайных ситуаций, возникших в связи с разрушением плотин в паводки последних лет.

Одним из надежных средств предотвращения перелива потока через гребень плотины и является применение автоматических вододействующих затворов. Для проверки работоспособности и надежности новых типов автоматических затворов была построена малая Хоробровская ГЭС в Ярославской области на р. Нерль.

Одной из важных задач этого гидроузла является проверка перспективного гидротехнического оборудования в климатических условиях России с морозными и снежными зимами перед массовым внедрением на других гидроузлах.

Хоробровская водосливная плотина состоит из лабиринтного водосброса, дополненного с обеих сторон двумя экспериментальными пролетами для испытаний затворов различных типов.

Лабиринтный водосброс состоит из восьми секций и представляет собой железобетонную зигзагообразную в плане стенку (рис. 1). Ширина водосброса вдоль водосбросного фронта — 50,4 м, длина его вдоль потока — 6,0 м, при этом длина периметра водосливной кромки составляет 127,8 м. Ломаная линия верхней кромки значительно увеличивает пропускную способность водосброса по сравнению с водосливом с прямой стенкой, например при небольшом переливе более чем в 2,5 раза. К достоинствам лабиринтного водосброса следует отнести также то, что часть энергии воды, сливаемой с продольных стенок, гасится при соударении встречных струй на пороге.

В экспериментальных пролетах водосливной плотины установлены автоматические затворы одноразового действия (рис. 2), которые при достижении уровнем верхнего бьефа заданной отметки опрокидываются в нижний бьеф, полно-



Рис. 1.

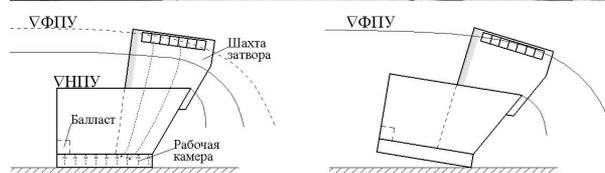


Рис. 2.

стью освобождая пролеты и увеличивая тем самым пропускную способность водослива. Достоинством таких затворов является то, что они не требуют энергоснабжения и какого-либо дополнительного оборудования, а их работа не зависит от влияния человеческого фактора. Верхняя кромка затворов, установленных в экспериментальные секции, как и лабиринтный водосброс, имеет трапециевидальную форму.

Затворы такого типа, как и лабиринтные водосбросы, нашли широкое применение в ряде стран Европы, Африки, Америки и Азии, в основном в странах с теплым и умеренным климатом. Возможность их использования в климатических условиях России с ее морозными

и снежными зимами была исследована на Хоробровском гидроузле. Здесь в течение трех лет (с момента ввода гидроузла в эксплуатацию) производятся наблюдения за работой водосливной плотины и затворов.

Наибольший интерес вызывают наблюдения за работой водосброса в зимний период. Во время наблюдений фиксировались различные параметры, такие как: уровень воды в верхнем и нижнем бьефах, температура воздуха, толщина льда и снежного покрова, смещения и деформации затворов.

Зима 2001/2002 гг. выдалась теплой, лишь декабрь и начало января были морозными, после чего температура воздуха вплоть до апреля колебалась в пределах $\pm 5^{\circ}\text{C}$, а график осредненной температуры уже в начале февраля вышел на отметку 0°C . Следует отметить, что турбины ГЭС в эту зиму не работали, и весь расход проходил только через лабиринтный водосброс с переливом в 5 – 10 см. Отметка водосливной кромки автоматических затворов расположена на 10 см выше водосливной кромки лабиринтного водосброса, поэтому в эту зиму затворы работали без перелива.

В работе автоматических затворов и лабиринтного водосброса не было отмечено никаких нарушений. С наступлением холодов стенки, шахта и дренажные отверстия затворов промерзли. Толщина льда перед затвором превышала 45 см. В этих условиях никаких смещений или деформаций затворов отмечено не было. Во время оттепелей, длившихся более недели, затвор оттаивал. По периметру металлоконструкции затвора образовывалась водяная прослойка, весь лед на низовых гранях и в нижнем бьефе стаял, и дренажная система начинала действовать.

Наблюдения за водосливом были продолжены зимой 2002/2003 гг., которая была очень холодной. До середины января мороз усиливался, стремясь к рекордным для данного района отметкам, и достиг своего максимума на уровне -35°C . Во второй половине января температура воздуха колебалась около $\pm 4^{\circ}\text{C}$, после чего, в начале февраля, вновь упала до -30°C и постепенно начала подниматься, достигнув плюсовых температур в конце марта. Осредненная температура воздуха зимой 2002/2003 гг. была приблизительно на 8°C ниже, чем зимой 2001/2002 гг. Перелив воды через лабиринтный водосброс и в эту зиму не превышал 10 см. Вода внутри затвора в эту зиму промерзла до дна (рис. 3). Во время весеннего потепления массив льда толщиной около 70 – 80 см, примерзший ко дну, отта-

ивал с задержкой в несколько дней, уменьшая тем самым вертикальное давление на затвор, которое удерживает его от падения. Толщина льда перед затвором в эту зиму достигла 77 см, в водохранилище превышала 50 см. Существенные наледи образовались на пороге у затворов со стороны нижнего бьефа. Уровень воды в шахтах затворов мало отличался от уровня верхнего бьефа из-за замерзания дренажных отверстий.

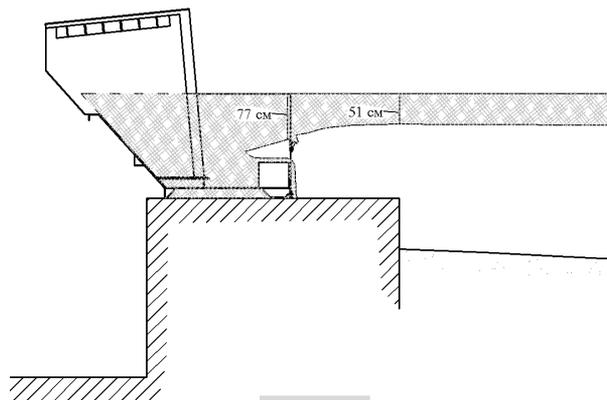


Рис. 3.

В сильные морозы, на низовых гранях лабиринтного водосброса намерзали глыбы льда, а над сливающейся струей образовывались ледяные своды, свисающие до самого нижнего бьефа (рис. 4). Это явление резко выражено в крайних пролетах, где нет слива со стороны промежуточных бычков. На надежность работы лабиринтного водосброса это явление никакого влияния не оказывает, однако можно предположить, что, в случае зимнего перелива через автоматические затворы, подобные наледи на низовой грани, а также ледяные своды через вмерзшие в них водозаборные шахты создавали бы дополнительный опрокидывающий момент, не учтенный в расчете устойчивости.



Рис. 4.

Зимой 2003/2004 гг. вновь наблюдалось обмерзание внешних граней лабиринтного водосброса (рис. 5). Причем, было отмечено, что глы-

бы льда намерзали в большей степени при малых переливах через лабиринт (несколько сантиметров). Эти наблюдения показывают, что применение автоматических затворов классической конструкции (с шахтами) не допускает перелива через водосливную кромку в зимнее время.



Рис. 5.

Зимой 2003/2004 гг. начала работать ГЭС, расход двух турбин которой сопоставим со средним зимним приточным расходом. К концу января уровень верхнего бьефа опустился ниже отметки гребня лабиринтного водосброса. Во льду перед затвором появились две трещины — лед отломился от вмерзших затворов (рис. 6). Затем одна из турбин была остановлена, и уровень верхнего бьефа стал подниматься, вместе с ним вдоль образовавшихся трещин поднялось и ледяное поле. Толщина льда в этот период составляла более 30 см. Никаких подвижек и деформаций затворов при этом не наблюдалось. По положению трещин хорошо прослеживается зона неподвижного льда, которую фиксирует разделительный бычок, выдвинутый в верхний бьеф. Он же воспринимает основную часть нагрузки от ледяного поля на автоматические затворы.



Рис. 6.

Весенние паводки, прошедшие за три года мониторинга Хоробровской водосливной плотины, были значительно меньше паводка однопроцент-

тной обеспеченности, при котором должны опрокинуться затворы. Максимальный расход во время пика паводка был зафиксирован в начале апреля 2004 г и составил $135 \text{ м}^3/\text{с}$. Уровень верхнего бьефа в это время был выше водосливной кромки автоматического затвора на 50 см. Сработка затворов же должна происходить при расходах свыше $420 \text{ м}^3/\text{с}$. При этом перелив воды через автоматический затвор должен составлять 1,5 м.

Во время паводков в нижнем бьефе наблюдается неравномерность скоростей течения (рис. 7). Напротив выступающих в нижний бьеф секций лабиринтного водосброса скорости течения заметно ниже.



Рис. 7.

За три года мониторинга существенного сброса льда через плотину не наблюдалось, так как господствующие весной на площадке Хоробровской плотины ветры западного и северо-западного направления способствуют отгону ледяных полей от плотины. Через лабиринтный водослив проходили отдельные льдины. Наблюдался проход ледяного поля размерами около $10 \times 50 \text{ м}$. При подходе к гребню водослива поле разваливалось на куски и, без торошения и затворов, лед сбрасывался в нижний бьеф, не причиняя водосливу вреда.

Как показал мировой опыт, одной из основных проблем при использовании лабиринтных водосбросов является сложность уборки плавучего мусора, скапливающегося у гребня. Скопление мусора в виде деревьев, бревен, досок и т.д. наблюдалось и на Хоробровской плотине. Основным негативным последствием такого засорения является снижение пропускной способности водосливных сооружений. Также можно выделить негативные эффекты от скопления мусора применительно к автоматическим затворам.

Три года эксплуатации показали, что Хоробровская водосливная плотина сочетает в себе достоинства нерегулируемого водослива и водо-

слива с затворами. Это, безусловно, приемлемое решение для широкого региона с суровыми зимами и тяжелыми ледовыми условиями. Мониторинг автоматических затворов доказал их применимость в климатических условиях с морозными зимами. Они повышают безопасность плотины во время паводков, увеличивают полезный объем водохранилища и улучшают, когда это необходимо, пропускную способность водослива.

Мониторинг показал, что автоматические затворы устойчивы при любых температурах и ледовых условиях зимой, если не предусматривается в этот период перелив потока через гребень затворов. Устойчивость затворов при переливе требует дополнительного изучения.

За счет выдвинутого в верхний бьеф разделительного бычка колебания уровня воды в верхнем бьефе при наличии льда не влияют на устойчивость затворов. Пространство перед затворами и внутри затворов промерзает на большую глубину и остается неподвижным независимо от колебаний уровня воды, так как перед затвором на границе неподвижного и подвижного льда образуется трещина. Вопрос о соотношении в ледовых условиях ширины перекрываемого затворами водосливного пролета и длины выступающих в верхний бьеф бычков требует отдельного рассмотрения.

Бетонный лабиринтный водослив может применяться на сооружениях в районах с суровым климатом. Он не вызывает никаких осложнений как при переливе, так и без перелива через гребень.

Мониторинг водосбросных сооружений Хоробровской МГЭС планируется продолжать. Летом 2004 г. в левобережную экспериментальную



Рис. 8.



Рис. 9.

секцию взамен одноразовых автоматических затворов для натуральных испытаний были установлены и опробованы на работоспособность автоматические затворы многократного действия (рис. 8 и 9), расширяющие диапазон использования автоматических затворов. Экспериментальные пролеты позволяют проводить подобные испытания и с другими типами затворов.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНОГО РЕЖИМА В НАПОРНОМ ТРАКТЕ МАЛОЙ ГЭС С АГРЕГАТАМИ, ОБОРУДОВАННЫМИ ТОРМОЗНЫМ УСТРОЙСТВОМ, ПРИ АВАРИЙНОМ ОТКЛЮЧЕНИИ НАГРУЗКИ

Историк Б.Л., д.т.н. Школьников С.Я., к.т.н. ОАО «НИИЭС»

Существенной особенностью эксплуатации малых ГЭС является то, что при возникновении угонных режимов, связанных с аварийным отключением генератора, недопустимые центробежные нагрузки на его ротор для малых машин могут достигаться за существенно меньшее время, чем для больших. Это связано с тем, что изменение радиуса напорного водовода при постоянной скорости потока ведет к изменению

момента, действующего на турбину, пропорционально кубу ее диаметра, а момент инерции агрегата при этом меняется пропорционально четвертой степени диаметра. Для больших ГЭС при отключении генератора закрываются автоматизированные задвижки или направляющие аппараты, что исключает возникновение угонного режима. Такое решение проблемы для малых ГЭС неприемлемо, так как время закры-

тия автоматизированной задвижки имеет порядок 1 мин., а угон до недопустимых угловых скоростей может происходить за десятые доли секунды. Одним из возможных методов борьбы с возникновением угонного режима агрегатов малых ГЭС является использование быстродействующего тормозного устройства.

В данной работе при помощи методов численного моделирования были получены оценки параметров потока в турбинном тракте реальной малой ГЭС, скорости вращения агрегатов и энергия, выделяющаяся на тормозном устройстве в процессе аварийного торможения. Эта информация позволила подобрать конструкцию тормозного устройства, обеспечивающего сохранение работоспособности ГЭС после аварийного отключения генератора. Исследования проводились на этапе проектирования ГЭС; в настоящее время она построена и успешно эксплуатируется.

Рассмотрим режим работы малой ГЭС при аварийном отключении ее агрегатов. Турбинный тракт малой ГЭС имеет длину 200 м, диаметр 1,4 м. На выходе турбинный тракт делится на шесть спиральных камер, в которых установлены турбины. ГЭС оборудована тремя генераторами, так что на каждый генератор приходится две турбины; генератор и две турбины, установленные на общем валу, составляют агрегат. Момент инерции вращающихся элементов агрегата $J = 18 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$. Каждый агрегат оборудован тормозным устройством.

В использованной математической модели явления учитываются потери напора по длине основного напорного водовода, а также местные потери напора на автоматизированной задвижке перед турбиной; потери напора на ветвление водовода и линейные потери напора по длине ветвей не учитываются.

Целью исследований было:

определить максимальную скорость угона агрегата при внезапном отключении генератора;

определить энергию, выделившуюся на тормозном устройстве за время торможения агрегата;

найти график изменения давления на турбине во времени.

Исследовались переходные режимы, возникающие при внезапном отключении нагрузки при режиме работы станции с одним, двумя или тремя агрегатами (станция работает неполным числом агрегатов в маловодные периоды), а также при отключении от агрегата одной турбины (при проведении ремонтных работ). Рассматри-

вались варианты работы двух агрегатов с двумя турбинами и одного с одной (2,5 агрегата), и, при одном отключенном агрегате, работы одного агрегата с двумя турбинами и одного с одной (1,5 агрегата).

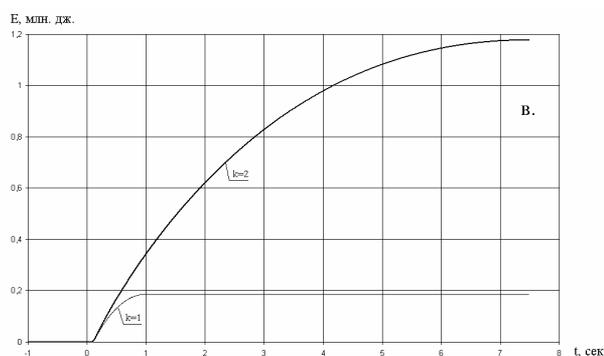
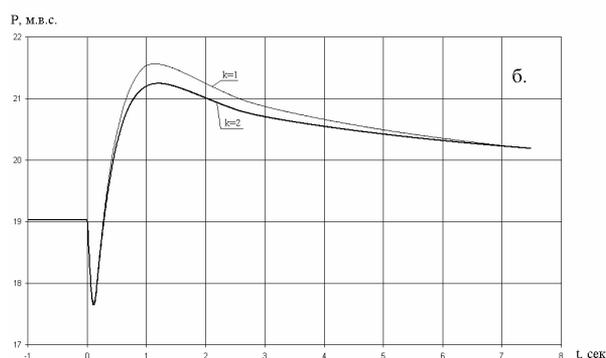
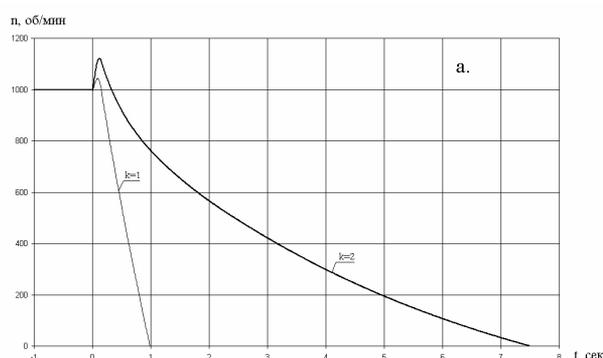
Рассматривался следующий сценарий аварии. Все генераторы отключаются одновременно. До начала аварийного отключения генераторов агрегаты вращаются со скоростью n_0 . После аварийного отключения действующий на агрегаты тормозящий момент становится равным нулю и в течение временного интервала T_1 , необходимого для срабатывания тормозного устройства, они идут в угон; затем в течение временного интервала T_2 тормозящий момент возрастает по некоторому закону до максимального значения T_{max} ; такое значение тормозящего момента сохраняется до полной остановки агрегата, после чего тормозящий момент уравнивается моментом, действующим на турбины агрегата со стороны потока.

В проведенных численных экспериментах течение жидкости в подводящем водоводе моделировалось как при помощи уравнений упругого удара, так и при помощи уравнения жесткого удара [1], причем результаты, полученные по обоим математическим моделям, практически совпали между собой. Вращающий момент, действующий на турбину, пропорционален перепаду давлений на ней и зависит от скорости вращения (зависимость определялась из эксперимента и задавалась таблично).

Результаты одного из проведенных численных экспериментов приведены на рис. 1. Представлены графики изменения во времени угловой скорости агрегатов, давления в турбинных камерах у входа на турбину и энергии, выделившейся на тормозном устройстве. Рассматривается вариант, при котором в начальный момент времени работают два агрегата: один — с двумя подключенными турбинами, а один — с одной. Время, за которое срабатывает автомат, включающий тормозное устройство, — 0,1 сек. За это время агрегат, подключенный к двум турбинам, достигает угловой скорости ≈ 1120 об/мин, агрегат, подключенный к одной турбине — ≈ 1045 об/мин; давление в турбинной камере выше турбины падает с ≈ 19 м в.с. при штатной работе ГЭС до $\approx 17,7$ м в.с. После включения тормозного устройства скорость вращения агрегатов падает, причем это падение происходит значительно быстрее для агрегата с одной турбиной, так как вращающийся

момент, действующий на этот агрегат, вдвое меньше, чем на агрегат, к которому подключены две турбины, а тормозящие моменты, прикладываемые к ним, одинаковы. На начальном этапе торможения давление в турбинных камерах выше турбин значительно возрастает, и лишь затем опускается до значения, соответствующего неподвижным агрегатам. Максимальное значение давления перед турбиной, которая работает в момент аварии без

пары, несколько выше, чем перед турбиной, работающей с парой, так как в первом случае гораздо быстрее падает угловая скорость агрегата. Падение давления в камере турбины, работающей без пары, продолжается и после полной остановки агрегата; оно связано с падением давления в напорном водоводе. Полная остановка агрегата с одной турбиной происходит через $\approx 0,9$ сек. после начала торможения, агрегата с двумя турбинами — через $\approx 7,5$ сек.



а — изменения во времени угловой скорости агрегатов; б — изменения во времени давления в турбинных камерах у входа на турбину; в — изменение во времени энергии, выделившейся на тормозном устройстве; k — количество работающих турбин агрегата, которому соответствует график

Рис. 1. Результаты математического моделирования процесса торможения агрегатов малой ГЭС при срабатывании тормозного устройства после аварийного отключения генераторов. Вариант с одновременной работой двух агрегатов, у одного из которых отключена одна турбина

ЛИТЕРАТУРА: Гидромеханические переходные процессы в гидроэнергетических установках. Под ред. Г.И. Кривченко. М.: Энергия. 1975.

МАЛЫЕ ГЭС НА РЕКЕ СЛУПИЯ

Франтишек Свитала, к.т.н., Люблинский Политехнический Институт (Польша)

На территории Польши до начала Второй мировой войны работало 6800 малых ГЭС. Они, в основном, обеспечивали нужды местного населения. Самые хорошие традиции в этом направлении были созданы на территории Поморья, где имелся богатый опыт строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений. Территория Поморья имеет очень хорошие условия для использования энергии малых рек, так как там находятся не только равнинные реки. Примером такой реки является Слупия, водосбор которой полностью находится на территории Приморской области в ее северно-западной части. Длина этой реки 138,6 км, площадь водосбора 1632 км².

Свое начало река берет от родников на высоте 178 м по соседству с местностью Сieraковская Хута и со средним уклоном 1,3‰ течет в Балтийское море. Русло рек Поморья часто имеет извилистую форму. Водосбор р. Слупии имеет асимметричную форму, притоки, как видно из рис. 1, преимущественно левобережные.

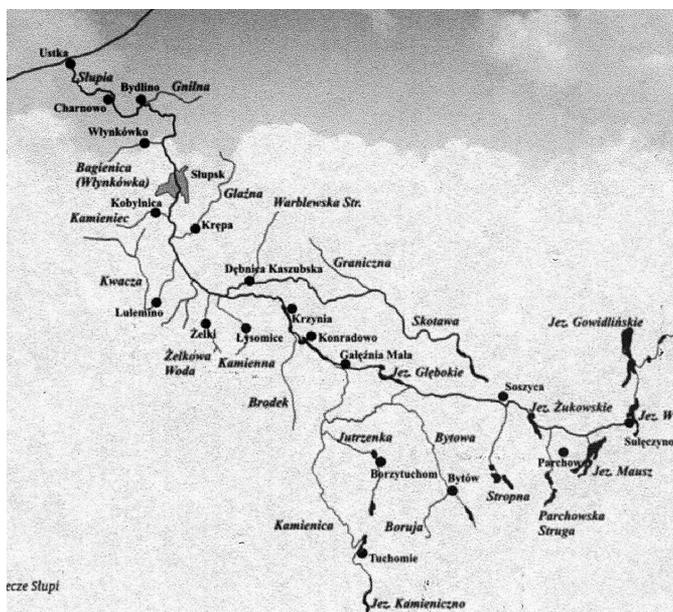


Рис. 1. Водосбор р. Слупии

В верхнем течении река протекает через озера, а первыми ее левобережными притоками являются Парховская Струя, Стропна, Бытова, Камница, Бродок, Желковая Вода. Правобережными притоками являются: Скотава (длинной 45,6 км), Глазня и Глина.

Гидрологическая характеристика реки — типичная для рек этого района с преимущественно подземным питанием (70% ее стока). Средний модуль стока 10,5 л/с/км² при колебаниях уровней воды в пределах 0,5 – 3 м. Река имеет мало наносов. Переход к зимним условиям начинается в конце ноября, но из-за своего быстрого течения река не замерзает. Ледовые условия исчезают в середине марта. Продольный профиль реки показан на рис. 2.

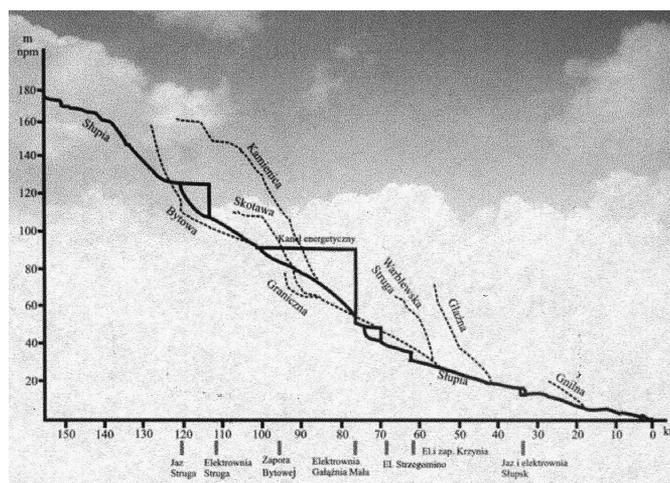


Рис. 2. Продольный профиль р. Слупии и каскад малых ГЭС

На этой реке с самых давних времен строили мельницы и лесопилки. Первая ГЭС Струга была построена в 1896 г. на 103-м км. Вода к ГЭС поступает от плотины к водоприемнику по открытому каналу, а к турбине — по стальному трубопроводу диаметром 1,2 м. Продольный ее разрез представлен на рис. 3. В машинном зале здания ГЭС установлена радиально-осевая турбина мощностью 250 кВт. Ременная передача приводит в движение синхронный генератор. Вода после использования ее энергии турбиной поступает в реку по отводящему каналу длиной 90 м.

Следующая ГЭС Галозня Малая построена на 67-м км. Она представляет собой единственный в Европе ансамбль гидротехнических сооружений общей длиной 13 км. ГЭС строилась с 1912 по 1920 гг. и имела много передовых для того времени решений. Этот ансамбль очень гармонично вписан в ландшафт. Земляная плотина длиной 205 м пересекает реку и создает Бытовское водохрани-

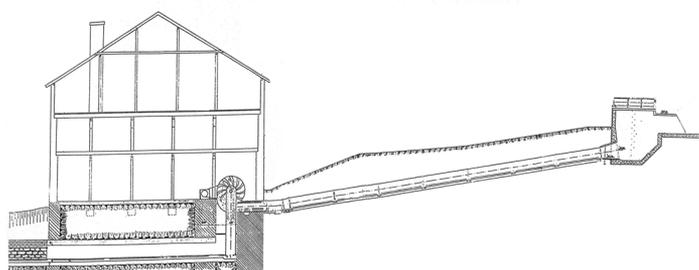


Рис. 3. Разрез по ГЭС Струга (первая в каскаде)

лице длиной 4,2 км, шириной 500 м и емкостью 1,96 млн.м³. Часть емкости, равная 520 тыс.м³, гарантирует работу ГЭС в течение 15,5 часов. Водоприемник на уровне 87,35 м забирает воду в открытый канал длиной 500 м, который впадает в озеро, откуда вода поступает в две железобетонные штольни длиной 287 м. Из штолен вода снова поступает в открытый канал длиной 370 м, а затем в сифон, под дорогой, из двух железобетонных труб длиной 85 м. Из сифона вода снова поступает в открытый канал длиной 3,65 км, в конце которого находится отстойник. Из отстойника наносы удаляются в отвал, а вода поступает в две железобетонные трубы длиной 277 м, переходящие в стальные трубы длиной 391 м (рис. 4,5).

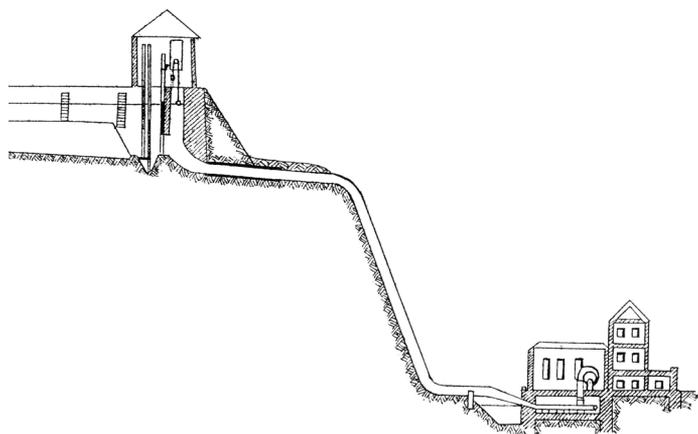


Рис. 4. Разрез по водоприемнику и ГЭС Галозня Малая.

Стальные трубы подводят воду к зданию электростанции, где установлены пять радиально-осевых турбин, четыре единичной мощности по 815 кВт, а одна 900 кВт. Установленная мощность при расходе 2,4 м³/с достигает 4,16 МВт. После выхода из турбин вода возвращается в р. Слупию по каналу длиной 100 м.

ГЭС Стжегомино, построенная на 59-м км реки, имеет площадь водосбора 820 км². Это третья по очереди ГЭС в каскаде на р. Слупия. Гидротехнические сооружения ГЭС расположены на

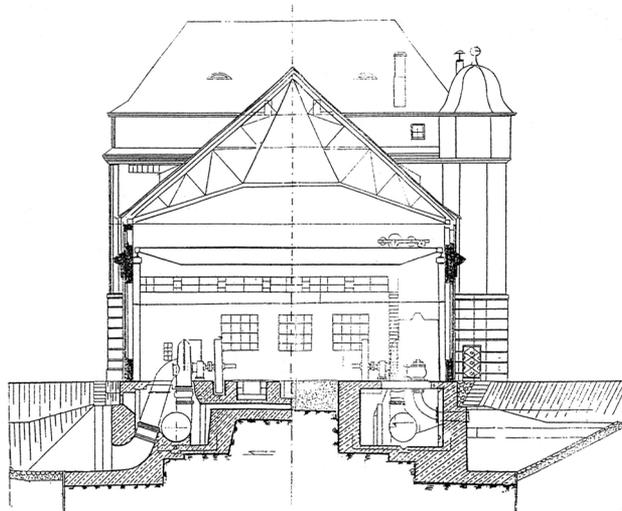


Рис. 5. Разрез здания ГЭС Галозня Малая

протяжении 5 км. ГЭС Стжегомино определяет режим работы всех остальных гидроэлектростанций каскада. Водоохранилище этой ГЭС емкостью 5,125 млн.м³ создано земляной дамбой длиной 460 м, пересекающей долину р. Слупии. Максимальная глубина водохранилища — 9,6 м. Водоприемник расположен в начале канала, подводящего воду к турбинам, находящимся в здании. Разрез и вид здания ГЭС представлен на рис. 6, а на рис. 7 дан продольный его разрез. В здании ГЭС Стжегомино установлены три радиально-осевых гидроагрегата мощностью 800 кВт каждый.

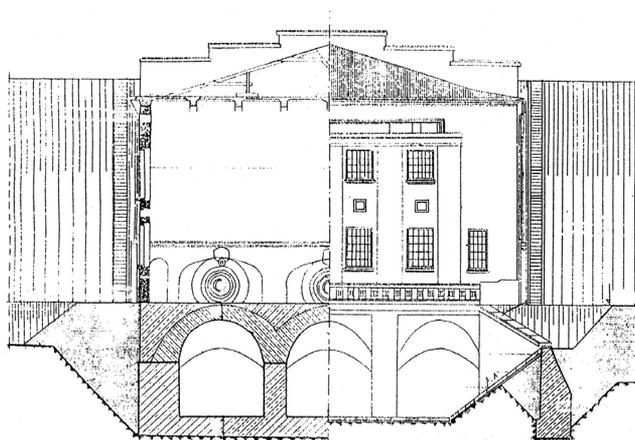


Рис. 6. Разрез и вид здания ГЭС Стжегомино

Последней в каскаде является ГЭС Кжыня на 51-ом км, построенная в 1925 – 1926 гг. Площадь водосбора равна 876 км². Земляная плотина длиной 220 м, высотой 5,2 – 8,3 м и шириной по гребню 4 м пересекает долину реки. Водоохранилище, созданное плотиной, имеет емкость 2 млн.м³, из которых 1,36 млн. м³ — это мертвый объем. Вода

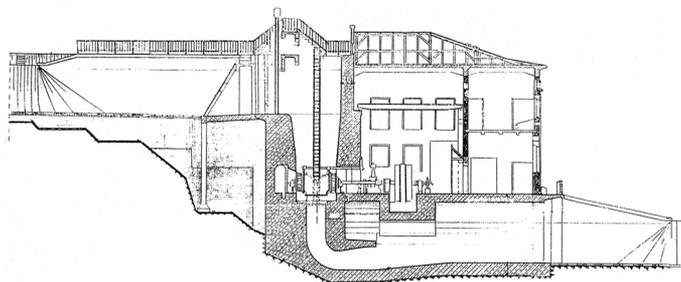


Рис. 7. Продольный разрез через ГЭС Стжегомино

к двум радиально-осевым турбинам суммарной мощностью 900 кВт подводится по открытому каналу длиной 150 м (рис. 8).

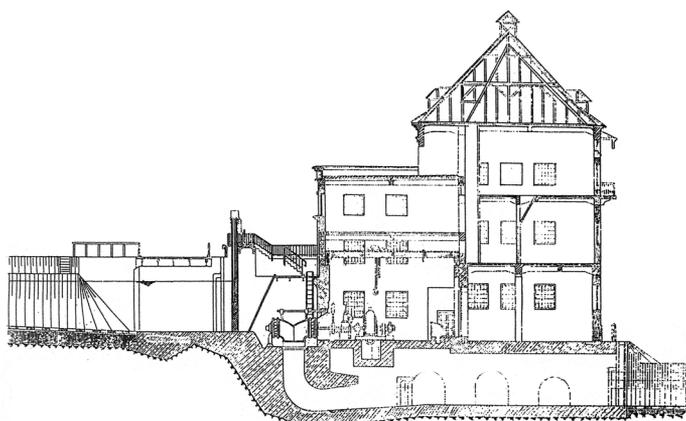


Рис. 8. Разрез здания ГЭС Кжыня (последняя в каскаде)

Установленная мощность всех гидроэлектростанций каскада достигает 7050 кВт. Технические данные отдельных ГЭС представлены в табл. 1.

Производство электроэнергии на всех ГЭС за весь период их эксплуатации достигло $1,6 \cdot 10^9$ кВт*ч. Данные по отдельным ГЭС представлены в табл. 2.

Однако нет точных данных за весь период эксплуатации. По выполненным расчетам можно утверждать, что за весь период эксплуатации каскада ГЭС на малой р. Слупии было выработано около 2 млн. МВт*ч.

На территории водосбора нет хозяйственной деятельности, которая создавала бы загрязнение в виде сточных вод или вредных выбросов

Таблица 1
Технические данные ГЭС каскада

ГЭС	Дл. реки, км	Водо-сбор, км ²	Рас-ход, м ³ /с	На-пор, м	Установлен-ная мощ-ность, кВт
Струга	103,15	276,3	2,73	14	250
Галозня Малая	67,5	552	5,18	38,5	3500
Стжего-мино	59	820	8,27	12,3	2400
Кжыня	51	876	9,15	7	900
Суммарная мощность					7050

Таблица 2
Среднегодичное производство электроэнергии

ГЭС	Лет экс-плуа-тации	Производство электроэнергии				
		Максимальное		Минимальное		Среднее
		год	МВт*ч	год	МВт*ч	
Струга	51	2001	2040,84	1969	1102,14	1729,561
Галозня Малая	57	1946	13893,81	1992	8611,50	11228,065
Стжего-мино	57	1981	7158,06	1989	3489,51	5331,698
Кжыня	56	1981	4685,40	1946	2574,60	3540,636
Среднее						21829,909

в атмосферу, кроме сельскохозяйственного производства. Используя методы по определению максимально возможной нагрузки на окружающую среду, разработанные в СПбГИУ, можно создать стратегию оптимального развития водосбора данной реки, учитывающую приоритетные направления хозяйственной деятельности. Это касается, прежде всего, создания зон отдыха и лечения.

Выводы

Особенностью самого старинного каскада малых ГЭС на р. Слупии является то, что территория водосбора преимущественно находится в Национальном Заповеднике. Основное гидротехническое оборудование эксплуатируется на каскаде ГЭС с начала их строительства. Здесь можно создать музей гидротехники и гидроэнергетики начала прошлого столетия.

РОЛЬ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ БУДУЩЕГО

Стребков Д.С., д.т.н., ВИЭСХ

Ресурсы солнечной энергии огромны и доступны каждой стране. Количество солнечной энергии, поступающей на территорию России за неделю, превышает энергию всех российских запасов нефти, газа, угля и урана. До 17 века солнечная энергия и энергия сжигания древесины, в которой солнечная энергия аккумулируется благодаря фотосинтезу, были единственными источниками энергии для человека. И сейчас 20% мирового производства энергии основывается на сжигании древесины, энергии рек и ветровой энергии, основой которых является солнечная энергия. В России и Европе доля солнечной энергии в виде биомассы и гидроэнергии составляет 6% в общем производстве энергии, в развивающихся странах 80% [1]. По терминологии, принятой в ООН, все виды энергии, в основе которых лежит солнечная энергия, называются возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ).

Доля ВИЭ в потреблении энергии в странах ЕЭС должна возрасти до 12% к 2010 г., а установленная мощность солнечных энергетических систем (СЭС) должна увеличиться до 3 ГВт в 2010 г. Доля ВИЭ, включая гидроэнергетику, должна составлять 22, 1% в потреблении электроэнергии в странах ЕЭС до 2010 г. В 2003 г. потребление энергии в ЕЭС составляло 2880,8 ТВт·ч. В 2030 г. прогнозируемая установленная мощность СЭС, использующих фотоэлектрический метод преобразования солнечной энергии, в мире составит 300 ГВт при стоимости 1000 евро/кВт и стоимости электроэнергии 0,05 – 0,12 евро/кВт·ч [2]. Возобновляемые источники энергии будут замещать уголь, нефть, газ и уран в производстве электроэнергии, теплоты и жидкого топлива.

На Саммите на Окинаве, Япония, в июле 2000 г. лидеры «большой восьмерки» создали международную специальную группу и группу советников для определения барьеров и подготовки решений для достижения существенных изменений в развитии мировой возобновляемой энергетики. В докладе [3], подготовленном специальной группой и утвержденном лидерами «большой восьмерки» на Саммите в Генуе в июле 2001 года, поставлена задача за десять лет обеспечить 2 млрд. человек в мире энергией с помощью ВИЭ и предложена концепция электрификации сельского хозяйства развивающихся стран.

Общая стоимость проекта по обеспечению 2 млрд. людей энергией за 10 лет оценивается в 200 – 250 млрд. долларов. Для сравнения затраты этих 2 млрд. человек в собственную неэффективную и невозобновляемую энергетику: свечи, керосиновые лампы, печи на твердом и жидком топливе, бензиновые и дизельные электростанции составляют около 400 – 500 млрд. долларов за 10 лет [4]. Лидеры «большой восьмерки» заявили на Саммите в Генуе в июле 2001 года: «Мы будем предусматривать развитие ВИЭ в наших национальных планах и поддерживать исследования и инвестиции в новые технологии».

Роль солнечной энергии в энергетике будущего определяется возможностями разработки и использования новых физических принципов, технологий, материалов и конструкций для создания конкурентоспособных СЭС.

Основными критериями конкурентоспособности солнечной и топливной энергетики, на наш взгляд, являются следующие:

- КПД солнечных электростанций не менее 20%;
- годовое число часов использования мощности солнечной энергосистемы должно быть равно 8 760 часов. Это означает, что Солнечная энергетическая система должна генерировать электроэнергию 24 часа в сутки 12 месяцев в году;
- срок службы солнечной электростанции должен составлять 50 лет;
- стоимость установленного киловатта пиковой мощности солнечной электростанции не должна превышать 1000 долл. США;
- производство полупроводникового материала для СЭС должно превышать один млн. тонн в год при цене не более 12 долл. США/кг;
- материалы и технологии производства солнечных элементов и модулей должны быть экологически чистыми и безопасными.

Рассмотрим, в какой степени современные цели и направления развития солнечной фотоэлектрической энергетики отвечают вышеуказанным критериям.

Повышение эффективности преобразования солнечной энергии

Максимальный достигнутый в лаборатории КПД солнечных элементов (СЭ) на основе каскадных гетероструктур составляет 36,9% (фирма

Спектролаб, США), для СЭ из кремния — 24%. Практически все заводы в России и за рубежом выпускают солнечные элементы с КПД 14 – 17%. Sun Power Corp., США, начала в 2003 г. производство солнечных элементов из кремния размером 125 x 125 мм с КПД 20%.

Новые технологии и материалы позволят в ближайшие пять лет увеличить КПД СЭ на основе каскадных гетероструктур в лаборатории до 40%, в производстве до 26 – 30%, КПД СЭ из кремния в лаборатории до 28%, в промышленности до 22%.

Разрабатывается новое поколение СЭ с предельным КПД до 93%, использующее новые физические принципы, материалы и структуры. Основные усилия направлены на более полное использование всего спектра солнечного излучения и полной энергии фотонов по принципу: каждый фотон должен поглощаться в полупроводнике с запрещенной зоной, ширина которой соответствует энергии этого фотона. Это позволит на 47% снизить потери в СЭ. Для этого разрабатываются:

каскадные СЭ из полупроводников с различной шириной запрещенной зоны;

СЭ с переменной шириной запрещенной зоны;

СЭ с примесными энергетическими уровнями в запрещенной зоне.

Другие подходы к повышению КПД СЭ связаны с использованием концентрированного солнечного излучения, созданием полимерных СЭ, а также наноструктур на основе кремния и фуллеренов. Предлагается использовать принципы микроволнового преобразования энергии (резонатор – волновод – выпрямитель) для преобразования солнечной энергии [2].

Повышение числа часов использования установленной мощности СЭС

Число часов использования установленной мощности в год составляет для тепловых электростанций в среднем 5200 ч, для ГЭС 1000 – 4800 ч, для ВЭС 3000 ч., для СЭС 1000 – 2500 ч. [5].

Стационарная солнечная электростанция с КПД 20% пиковой мощностью 1 кВт вырабатывает за год в центральной России и в Германии 2000 кВт·ч, в пустыне Сахара до 3500 кВт·ч. При слежении за Солнцем производство электроэнергии при тех же условиях возрастет в России до 2800 кВт·ч/кВт, в Сахаре до 5000 кВт·ч/кВт. Зависимость вырабатываемой энергии СЭС от времени суток и погодных условий является ахиллесовой пятой СЭС в конкуренции с электростанциями на ископаемом топливе. Поэтому до настоящего времени в крупномасштабных

проектах и прогнозах развития солнечной энергетике предусматривалось аккумулирование солнечной энергии путем электролиза воды и накопления водорода.

Мы провели компьютерное моделирование параметров глобальной солнечной энергетической системы, состоящей из трех СЭС, установленных в Австралии, Африке и Латинской Америке, соединенных линией электропередач с малыми потерями (рис. 1). При моделировании использовались данные по солнечной радиации за весь период наблюдений. КПД СЭС принимался равным 20%. На рис. 2 представлен график производства электроэнергии в глобальной солнечной энергосистеме. СЭС генерирует электроэнергию круглосуточно и равномерно в течении года. Размеры каждой из трех СЭС составляют 210 x 210 км, электрическая мощность 2,5 ТВт [6].

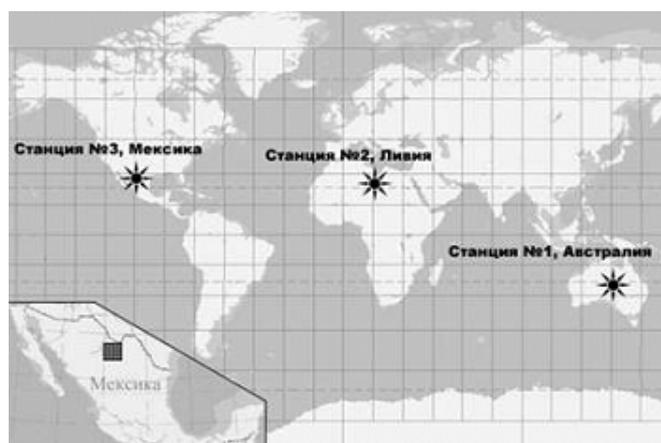


Рис. 1. Глобальная солнечная энергетическая система из трех солнечных электростанций

В связи с развитием объединенных энергосистем в Европе, Северной и Южной Америке и предложениями по созданию глобальной солнечной энергосистемы появились задачи по созданию устройств для передачи тераваттных трансконтинентальных потоков электрической энергии. В конкуренцию между системами передачи на переменном и постоянном токе может вступить третий метод: резонансный волноводный метод передачи электрической энергии на повышенной частоте, впервые предложенной Н. Тесла в 1897 г. [7].

Резонансная система передачи электрической энергии состоит из двух резонансных высокочастотных трансформаторов Тесла 2 и 4, соединенных однопроводниковой высоковольтной линией 3 (рис. 3).

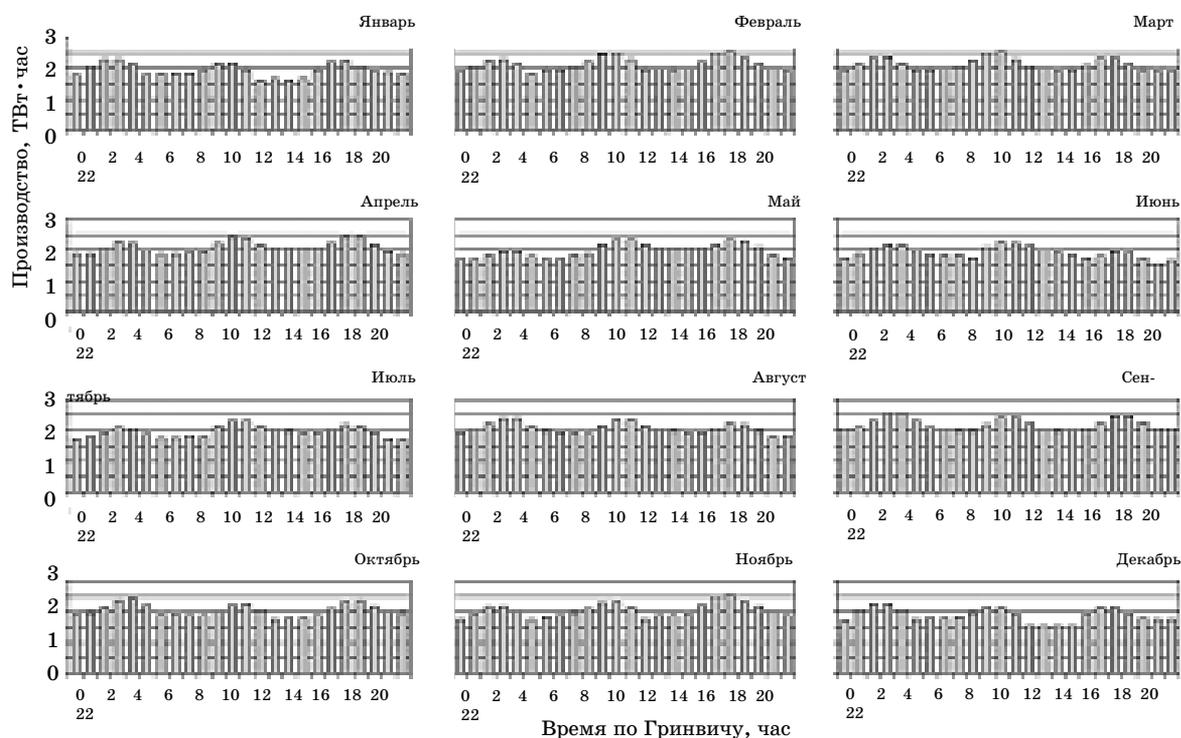


Рис. 2. Производство электроэнергии глобальной солнечной энергосистемой

С использованием модифицированных трансформаторов Тесла мы разработали резонансную систему (РС) передачи электрической энергии электрической мощностью 20 кВт на расстояние 1,7 км. Результаты испытаний РС представлены в табл. 1. КПД РС при передаваемой мощности 20 кВт составил 85%, при мощности 1 кВт — 95%. Основным источником потерь являются потери в преобразователях частоты 1 и 5 и контурах на входе и выходе РС, которые могут быть снижены до 5–7%. Джоулевы потери и потери на излучение в однопроводниковом волноводе незначительны.

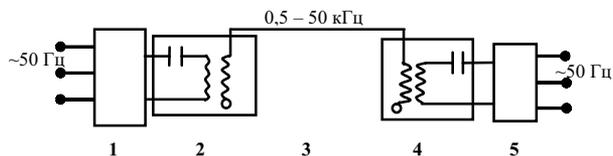


Рис. 3. Резонансная система передачи электрической энергии

На рис. 4 показана РС с питанием от СЭС мощностью 100 Вт, а на рис. 5 испытание РС с использованием водопроводной воды в качестве однопроводникового волновода для электроснабжения макета электрического судна в бассейне [10].

Таблица 1
Результаты испытаний резонансной системы передачи

Электрическая мощность на нагрузке	20,52 кВт	
Ток	54 А	
Напряжение	380 В	
Напряжение линии	6,8 кВ	
Частота линии	3,4 кГц	
Длина линии	6 м	1,7 км
Диаметр провода линии	0,08 мм	1 мм
Максимальная эффективная плотность тока на единицу площади поперечного сечения проводника линии	600 А/мм ²	
Максимальная удельная электрическая мощность в однопроводниковой линии	4 МВт/мм ²	

Увеличение срока службы солнечной электростанции

Срок службы ТЭС и АЭС составляет 30–40 лет. Срок службы полупроводниковых СЭ превышает 50 лет, так как взаимодействие фотонов с атомами и электронами не приводит к деградации кристаллической структуры и изменению скорости поверхностной и объемной рекомбинации неосновных носителей заряда. Однако солнечные модули (СМ) имеют сроки службы 20 лет в тропическом климате и 25 лет в умеренном климате из-за старения полимер-

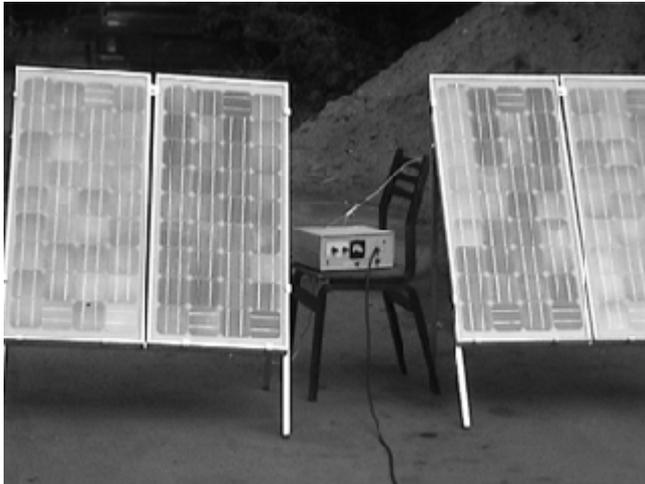


Рис. 4. Резонансная система передачи электрической энергии по однопроводниковому волноводу от солнечной электростанции мощностью 100 Вт



Рис. 6. Солнечный фотоэлектрический модуль, изготовленный по технологии бесполимерной герметизации. Размеры 450 x 970 мм. Электрическая мощность 50 Вт, напряжение 12 В

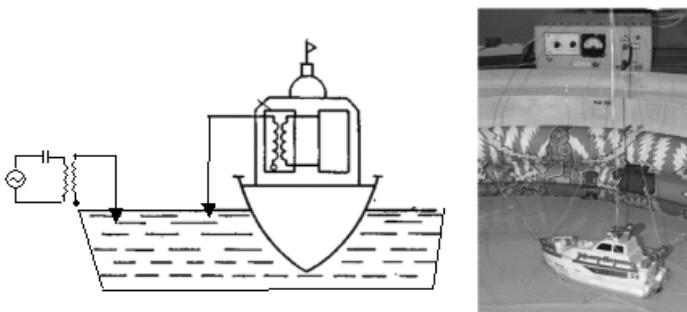


Рис. 5. Схема передачи электрической энергии на водный транспорт с использованием водного проводящего канала и испытания макета электрического речного судна в лаборатории ВИЭСХ с использованием водопроводной воды в качестве однопроводного волновода. Передающий блок имеет электрическую мощность 100 Вт, напряжение 1 кВ

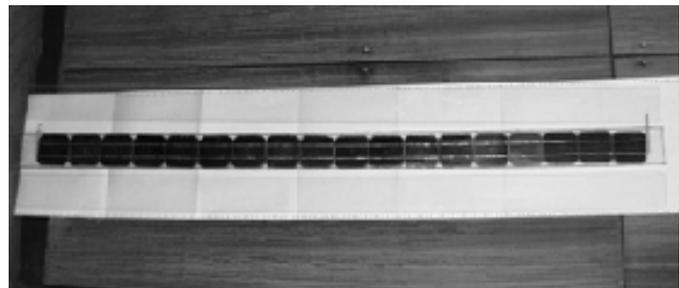


Рис. 7. Солнечный двусторонний фотоэлектрический приемник для стационарного концентратора. Размеры 2 м x 0,12 м. Ожидаемый срок службы 40 лет

ных материалов — этиленвинилацета и тедлара, которые используются для герметизации СЭ в модуле. Для увеличения срока службы модулей необходимо исключить из конструкции модуля полимерные материалы. В новой конструкции солнечного модуля СЭ помещены в стеклопакет их двух листов стекла, соединенных по торцам пайкой или сваркой. Технология герметизации торцов гарантирует герметичность модуля в течении 50 лет. Для снижения температуры СЭ и оптических потерь внутренняя полость модуля заполнена кремнийорганической жидкостью (рис. 6, 7) [9].

Новая бесполимерная технология сборки солнечного модуля была использована для создания эффективной вакуумной прозрачной теплоизоляции (ВПТИ). Солнечные эле-

менты и кремнийорганическая жидкость между стеклами заменены на вакуумный зазор 50 мкм. [10]. В табл. 2 представлены теплоизолирующие характеристики ВПТИ. При наличии ИК покрытия на внутренней поверхности стекол сопротивление теплопередачи может быть увеличено в 10 раз по сравнению с одинарным остеклением зданий. Солнечные установки с вакуумным остеклением будут нагревать воду не до 60°, а до 90°С, т.е. из установок для горячего водоснабжения переходят в новый тип установок для отопления зданий. В теплицах и зимних садах потери энергии уменьшаются на 50%. Облицовка южных фасадов зданий плитами вакуумной прозрачной теплоизоляции с селективным покрытием превращает здание в гигантский солнечный коллектор и эквивалентно увеличению толщины стен на 1 метр кирпичной кладки при толщине ВПТИ 12 мм.

Таблица 2
Сопrotивление теплопередачи прозрачных ограждений зданий теплиц и солнечных установок

Наименование	Толщина см	Сопrotивление теплопередачи м ² ·°C/Вт
Один лист стекла	6	0,17
Два листа стекла с зазором 16 мм	30	0,37
Вакуумный стеклопакет	6	0,44
Вакуумный стеклопакет с ИК покрытием на одном стекле	6	0,85
Вакуумный стеклопакет с ИК покрытием на двух стеклах	6	1,2
Двойной вакуумный стеклопакет с ИК покрытием на двух стеклах	12	2,0
Кирпичная стена 2,5 кирпича	64	1,2

Особенно эффективно использование ВПТИ в южных районах РФ и в республиках Бурятия, Якутия, где в условиях зимнего антициклона при температуре воздуха - 30°С температура селективного покрытия при толщине ВПТИ 10 мм составляет + 30°С. Использование ВПТИ в летние месяцы позволяет на 50% снизить затраты на кондиционирование зданий.

Снижение стоимости солнечной электростанции

Стоимость установленного киловатта мощности составляет, долл. США/кВт:

ГЭС 1000 – 2500,

ТЭС 800 – 1400,

ВЭС 800 – 3000,

АЭС 2000 – 3000 [7].

Основным компонентом современных СЭС, определяющим их стоимость, является солнечный модуль, изготавливаемый из СЭ на основе кремния. Стоимость СМ составляет сейчас 3500 – 4000 долл. США/кВт при объеме производства 1 ГВт/год, стоимость СЭС 6000 – 8000 долл. США/кВт. К 2020 г. прогнозируется достигнуть стоимость СЭС 1000 долл. США/кВт [2].

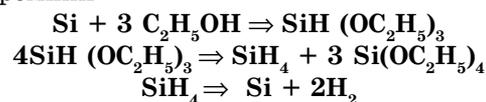
Основные пути снижения стоимости СЭС: повышение КПД СЭС, увеличение размеров СМ и объема производства, снижение стоимости солнечного кремния, снижение расхода солнечного кремния на единицу мощности СЭС, комбинированное производство электроэнергии и теплоты на СЭС.

Максимальный размер солнечного модуля ограничен размерами стекла и составляет сейчас 2,5 x 3 м при электрической мощности 1 кВт. Объем производства СМ растет на 30% в год, а их стоимость снизилась с 1976 года в 10 раз.

В России разработана бесхлорная технология производства солнечного поликремния со стоимостью 15 долл. США/кВт, что в два раза ниже, чем стоимость поликремния на европейском рынке (табл. 3) [11]. Сроки создания производства солнечного поликремния объемом 1000 – 5000 т в год по новой технологии 2008 – 2010 гг.

Таблица 3
Бесхлорная технология производства поликристаллического кремния

Исходные компоненты: этанол и металлургический кремний



В результате реализации технологии:

стоимость поликристаллического кремния снижается в 2 раза — до 15 долл. США/кг;

чистота и качество кремния увеличивается в 10 раз — до 99,999%;

производство становится экологически безопасным

В новой технологии в качестве исходных материалов используются вместо соляной кислоты этиловый спирт и металлургический кремний, а в качестве промежуточных компонентов процесса – триэтоксисилан и моносилан. Снижение стоимости происходит благодаря снижению температуры процесса и затрат энергии. При этом значительно улучшаются экологические характеристики производства и увеличивается качество кремния в такой степени, что его можно использовать в электронной промышленности.

Наиболее быстрый путь снижения стоимости и достижения гегаваттного уровня производства СЭС заключается в использовании концентраторов солнечного излучения. Стоимость 1 м² площади стеклянного зеркального концентратора в 10 раз меньше стоимости 1 м² площади СМ. В России разработаны стационарные концентраторы с коэффициентом концентрации 3,5 – 10 с угловой апертурой 48°, позволяющие в пределах апертурного угла концентрировать прямую и рассеянную компоненту солнечной радиации (рис. 8 – 10) [12]. Использование солнечного поликремния

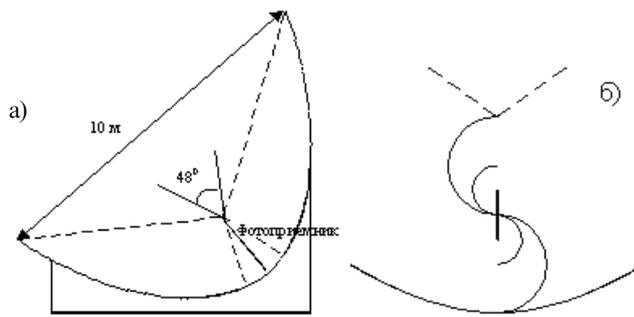


Рис. 8. Оптическая схема симметричного стационарного солнечного концентратора с концентрацией 3 (а) и концентрацией 10 (б)

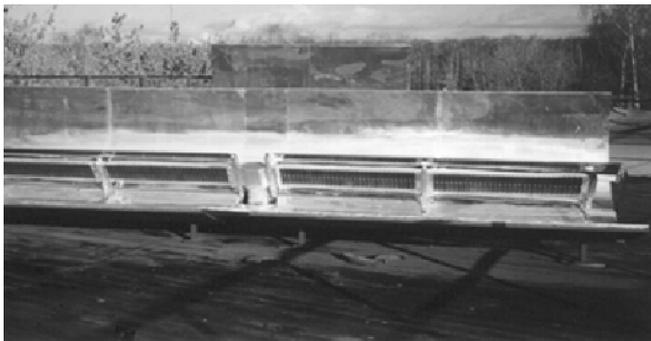


Рис. 9. Солнечная электростанция с параболическими стационарными концентраторами пиковой мощностью 1 кВт

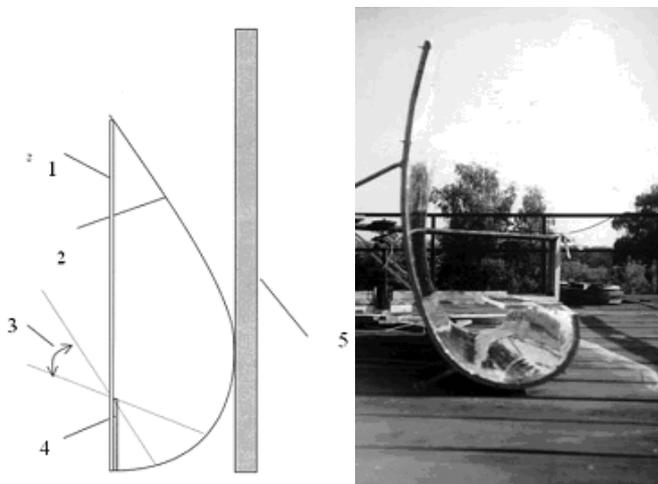


Рис. 10. Солнечный фасад с вертикальным асимметричным солнечным модулем с углом раскрытия 36° : 1 — стеклянное покрытие; 2 — отражатель; 3 — апертурный угол; 4 — двухсторонний приемник; 5 — южный фасад здания; а также фотография экспериментального модуля

низкой стоимости и стационарных концентраторов позволяет достичь стоимости 1000 долл. США/кВт не к 2020, а к 2015 г.

Солнечные электростанции могут обеспечить производственные и жилые объекты электрической энергией, горячей водой и теплом. Коэффициент использования энергии Солнца составляет 50-60% при электрическом КПД 10 – 15%. Использование стационарных концентраторов позволяет увеличить температуру теплоносителя до 90° и снизить стоимость СЭС до 1000 долл. США/кВт. На основе концентраторных модулей разрабатываются солнечные микроТЭЦ для многоквартирных и односемейных домов и промышленных зданий, а также центральные стационарные солнечные электростанции для городов, поселков, сельскохозяйственных и промышленных предприятий.

Повышение эффективности СЭС приводит к снижению затрат энергии и материалов на производство единицы мощности СЭС, размеров и стоимости земельного участка под строительство СЭС. На рис. 11 представлена зависимость стоимости изготовления киловатта установленной мощности солнечных модулей со стационарными концентраторами от КПД. При КПД 20% стоимость производства становится значительно меньше 1000 долл. США/кВт.

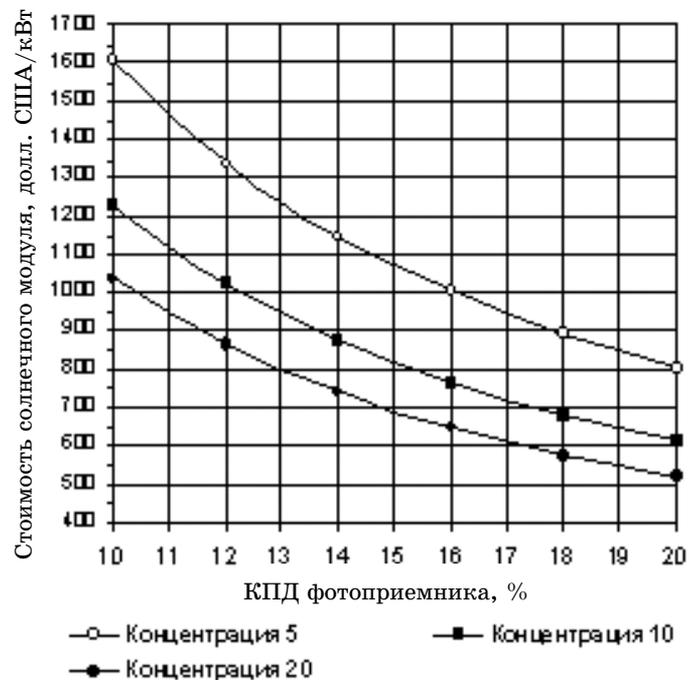


Рис. 11. Стоимость стационарного параболического цилиндрического концентрирующего модуля мощностью 1 кВт, с апертурным углом 36° для северных широт

Увеличение объема производства полупроводникового материала для СЭС

При современном объеме производства СЭС 1 ГВт/год солнечные модули из кремния составляют более 85% объема производства. По нашим прогнозам, солнечный кремний и в дальнейшем будет доминировать в фотоэлектрической промышленности, исходя из принципа: структура потребления ресурсов в долгосрочной перспективе стремится к структуре их имеющихся запасов на Земле [13]. Земная кора состоит на 29,5 % из кремния, который занимает второе место по запасам после кислорода.

При объеме производства 100 ГВт в год и расходе солнечного кремния 10 000 т/ГВт мировое потребление кремния составит 1 млн. тонн в год. Кроме рассмотренной ранее бескислородной химической технологии получения кремния разрабатываются электрофизические методы восстановления солнечного кремния из особо чистых кварцитов с помощью плазматронов. Развиваются новые технологии получения кремния в виде тонких листов, лент, пленок с лазерным раскроем и автоматизацией процесса изготовления СЭ.

Обеспечение экологических характеристик производства СЭС

Человечеству не грозит энергетический кризис, связанный с истощением запасов нефти, газа, угля, если оно освоит технологии использования солнечной энергии. В этом случае будут также решены проблемы загрязнения среды обитания выбросами электростанций и транспорта, обеспечения качественными продуктами питания, получения образования, медицинской помощи, увеличения продолжительности и качества жизни. СЭС создают новые рабочие места, улучшают качество жизни и повышают энергетическую безопасность и независимость владельцев СЭС за счет бестопливного и распределенного производства энергии.

СЭС могут производить экологически чистую энергию в течение миллионов лет, они бесшумны, не потребляют топлива, работают в автоматическом режиме и затраты на их обслуживание такие же незначительные, как на обслуживание электрических трансформаторных подстанций [13].

При использовании СЭС органически сочетаются природные ландшафты и среда обитания с энергетическими установками. СЭС образуют пространственно-архитектурные ком-

позиции, которые являются солнечными фасадами или солнечными крышами зданий, ферм, торговых центров, складов, крытых автостоянок.

Разрабатываются технологические процессы производства компонентов СЭС, в которых экологически неприемлемые химические процессы травления и переработки заменяются на вакуумные, плазмохимические, электронно-лучевые и лазерные процессы. Серьезное внимание уделяется утилизации отходов производства, а также переработке компонентов СЭС после окончания срока службы [14].

Новые принципы преобразования солнечной энергии, новые технологии солнечного кремния, производства солнечных элементов, герметизации солнечных модулей, использование стационарных солнечных концентраторов и новых методов передачи электрической энергии для глобальной солнечной энергосистемы обеспечат к концу столетия 60 – 90% -ую долю солнечной энергии в будущем производстве энергии (рис. 12).

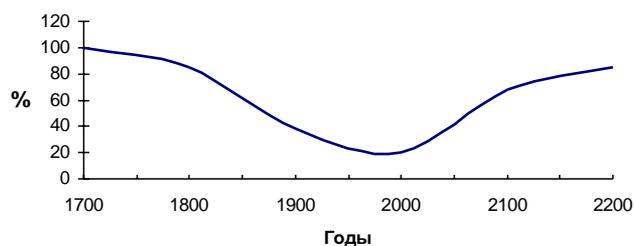


Рис. 12. Доля солнечной энергии в мировом потреблении энергии

Выводы

1. Существенными факторами, определяющими направления и перспективы развития солнечной энергетики, являются:

обеспечение возможности круглосуточного и круглогодичного преобразования и использования солнечной энергии

КПД СЭС не менее 20% ;

увеличение срока службы СЭС до 50 лет;

снижение стоимости пиковой мощности СЭС до величины, не превышающей 1000 долл. США/кВт;

в случае использования солнечного поликремния в качестве исходного полупроводникового материала СЭС его стоимость не должна превышать 15 долл. США/кг, при объеме производства не менее 1 млн. тонн в год на 100 ГВт СЭС;

материалы и технологии СЭС должны быть экологически чистыми и безопасными.

2. Новые технологии позволяют достигнуть указанных выше показателей развития солнечной энергетики в 2015 г., а возможность круглосуточного и круглогодичного преобразования и использования — в 2100 г.

3. Реализация факторов развития и новых

технологий приведет к увеличению роли солнечной энергии в энергетике будущего до 60 – 70%, в электроэнергетике до 80 – 90%. СЭС в течение миллионов лет будут обеспечивать каждого жителя Земли электричеством, теплом и топливом. Антропогенные выбросы энергетических установок будут снижены до приемлемого для экологии Земли уровня.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика в третьем тысячелетии. Энергетическая политика, 2001, №2.
2. Stefan Novak. Photovoltaic in the world. Status and Future Trends. Chairman IEA PVPS. Seminar in PV Research & Technological Development in European Union New Member and Candidate States. Warsaw, Poland. 15 Nov. 2004.
3. Bezrukikh P.P., Strebkov D.S. et al. 2001 G8 Renewable Energy Task Force Chairmen 's Report 61pp. Chaimen Report Annexes 75 pp. Printed by the Italian Ministry of Environment, 2001.
4. Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика: для развивающихся стран или для России. Энергия: экономика, техника, экология, Изд. РАН, 2002 г., № 9.
5. Кашфразиев Ю.А. Ветроэнергетические установки в России – роскошь или источник энергии? Энергия: экономика, техника, экология. Изд. РАН., 2004 г., № 10.
6. Strebkov D.S. Irodionov A.E. Global solar power system. Eurosun – 2004, Freiburg, Germany. 14 Intern. Sonnenforum 2004, Vol. 2 .
7. N. Tecla . Electrical Transformer. US Pat. # 593138, 02.11.1897.
8. Стребков Д.С., Некрасов А.И. Резонансные методы передачи электрической энергии Изд. РАСХН, М., 2004 г.
9. Стребков Д.С., Безруких П.П. Новые экологически чистые энергетические технологии. Всероссийский энергетический форум «ТЭК России в 21 веке. Актуальные вопросы». Стратегические ориентиры. 18 – 19 декабря 2002 г. Сборник докладов М., 2002 г.
10. Стребков Д.С., Заддэ В.В., Шеповалова О.В. Вакуумные стеклопакеты для окон и солнечных коллекторов. Возобновляемая энергетика, март 2004 г.
11. Strebkov D.S. , Zadde V.V., Pinov A.B., Touyryan K., Murphy L. Crystalline Silicon Technology in CIS countries. 11-th Workshop on Crystalline Silicon Solar Cell Materials and Process. Colorado, August 19-22, 2001, Extended abstracts and papers, NREL, 2001.
12. Strebkov D.S., Litvinov P.P., Tverianovich E.V. Research of functioning of a class of V-shaped stationary concentrators. Eurosun-2004. Freiburg, Germany 14 Intern. Sonnenforum, Vol. 2 .
13. Strebkov D.S., Koshkin N.L. On development of Photovoltaic Power Engineering in Russia Thermal Engineering, 1996, vol. 43.
14. Tsuo Y.S. Touyryan K., Gee J.M., Strebkov D.S, Pinov A.B., Zadde V.V. Environmentally Benign Silicon Solar Cell Manufacturing. 2-nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion. 6 – 10 July 1998, Hofburg Kongresszentrum , Vienna, Austria.

ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Вашкевич К.П., д.т.н., Маслов Л.А. д.т.н., (ЦАГИ) Николаев В. Г., к. ф.-м.н., (НИЦ «Атмограф» ЦАГИ)

Наблюдающееся с 70-х годов XX-го века бурное развитие мировой ветроэнергетики явилось логическим завершением научно-технического прогресса и предыдущего мирового опыта создания и использования ветроэнергетических установок (ВЭУ), в том числе в России.

В статье изложены основные этапы развития и достижения ветроэнергетики в СССР и России XX-го столетия, включая ее «Золотой век» в 1930 – 1960 гг., когда при активной поддержке государства бывший СССР был одним из крупнейших мировых производителей ВЭУ с суммарной установленной мощностью к концу 50-х годов прошлого века более 100 МВт.

Рассмотрены научные (теоретические и экспериментальные) и технические предпосылки создания ВЭУ, наиболее важные изобретения и открытия Российских ученых и инженеров в теории аэродинамики, регулирования, управления ВЭУ, которые заложили основу концепции современных ВЭУ и сделали возможным их широкое внедрение. Полученный в России научный задел, как показывает многолетний опыт, не устарел и сегодня.

Описан государственный опыт организации разработок, испытаний и сертификации ВЭУ, создания индустрии их серийного производства и внедрения в народное хозяйство страны. Приведены наиболее важные модели и образцы ВЭУ, разработанные и серийно выпускавшиеся в СССР и России в 1925 – 1990-х годах. Рассмотрены перспективные, в том числе нереализованные проекты развития и эффективного применения ВЭУ.

Использование энергии ветра имеет в нашей стране большую историю. Заметное распространение ветряные мельницы в России получили уже в XVII – XVIII-м столетиях. Видимо, в небольшой степени тому способствовала активная новаторская позиция Петра I, прошедшего технический и ветроэнергетический ликбез в Голландии, передовой в то время страны в данном направлении. В конце XIX-го века в мукомольном производстве России использовалось более 200 тысяч кустарно изготовленных ветряных мельниц небольшой мощности (до 3 – 5 кВт), перемалывавших до 34 млн. т зерна в год (до двух третей товарного зерна страны).

К концу XIX-го века развитие машиностроения позволило создать ветродвигатель с автоматической установкой на ветер и регулированием числа оборотов, что обусловило массовое серийное производство и расширенное применение ВЭУ в водоснабжении, деревообработке и пр. В начале XX века началось серийное производство тихоходных многолопастных дерево-металлических ветродвигателей конструкции инженера Давыдова, применявшихся в основном для водоподъема на железнодорожных станциях. К 1913 г. в России действовало до 1 млн. ветродвигателей различного назначения с суммарной установленной мощностью до 3 ГВт,

Громадный импульс к развитию ВЭУ дала аэродинамическая теория пропеллерного ветродвигателя, созданная в 1914 – 1918-м годах Н.Е. Жуковским и его последователями — В.П. Ветчинкиным, Г. Х. Сабининым, Н.В. Красовским, А.Г. Уфимцевым, А.В. Винтером и др.

Проблеме использования энергии ветра уделялось большое внимание с первых лет Советской власти. Уже в 1918 г. в Плате государственных научных исследований была подчеркнута необходимость работ Академии наук по проблеме водных и ветряных двигателей и их активного использования в сельском хозяйстве. Актуальность ветроэнергетики была связана с потребностью автономного энергоснабжения разбросанных на больших территориях и вдали от имеющихся и проектируемых линий электропередач потребителей (в основном сельскохозяйственных) малой мощности (до 10 кВт). Применение для этих целей энергоагрегатов на жидком топливе часто не оправдывало себя из-за их малого моторесурса, трудностей доставки топлива и организации служб эксплуатации.

Значительная часть проблем малой энергетики в отдаленных районах могла быть успешно решена за счет использования энергии ветра. Несмотря на ее непостоянство и неравномерность во времени, ВЭУ оказывались весьма эффективными для механизации трудоемких процессов в первую очередь в сельскохозяйственном производстве: подьеме воды, осушении земель, помолу зерна, приготовлении кормов в скотоводстве, а также для освещения и электропитания бытовой и маломощной производственной техники.

В период 20 – 30 –х годов усилиями российских ученых и специалистов были разработаны основы теории и методики расчета идеального и реальных ветродвигателей, определены оптимальные аэродинамические профили лопастей ветроколеса, разработано множество схем и типов конструкции ВЭУ, накоплен огромный опыт продувок и экспериментальных испытаний натурных образцов и моделей ветродвигателей.

В огромной степени этому способствовали экспериментальные исследования характеристик ветродвигателей в аэродинамических трубах и в природном ветровом потоке, проводившиеся в ЦАГИ с 20-х годов прошлого века (рис. 1) [5].

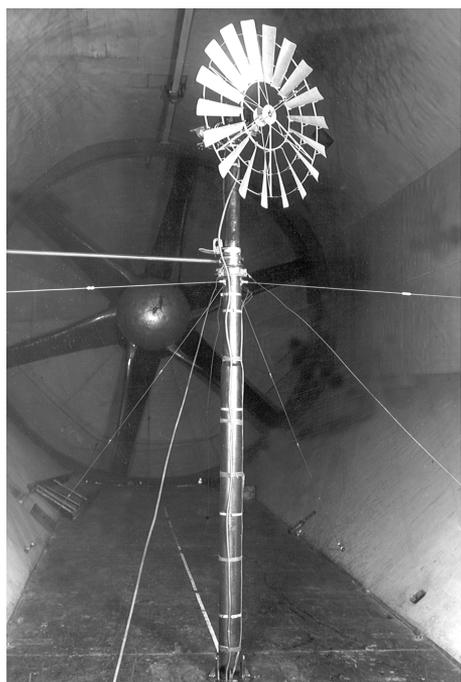


Рис. 1. Испытание ВЭУ в трубе ЦАГИ

Развитая теория и практические результаты определили основные направления, качественные и количественные принципы и перспективы развития отечественной и мировой ветроэнергетики XX века.

Особо следует отметить новаторские для мировой практики и выдающиеся в плане технического прогресса ВЭУ отечественные разработки в областях регулирования и аккумуляции ветровой энергии. Предложенные В.П. Ветчинкиным, Н.В. Красовским системы механического стабилизаторного и инерционного регулирования ВЭУ [2, 3] обеспечивали выравнивание скорости вращения ветроколеса с точностью до 2% от расчетного вне зависимости от высокочастотных (\approx долей минуты) пульсаций ветра и нагрузки на ветродвигатель. Разработка лопастей с концевы-

ми поворотными стабилизаторами (Г.Х. Сабинин, 1924 г.), незаслуженно забытая в настоящее время, обеспечила в свое время (40 – 50-е годы) надежное регулирование ВЭУ (ЦВЭИ Д-12, ЦАГИ 1Д-18) даже при штормовых ветрах до 40 м/с и более чем 10-летний ресурс работы этих ВЭУ даже в условиях Крайнего Севера.

Перспективным и практически важным в области аккумуляции ветровой энергии оказался изобретенный А.Г. Уфимцевым инерционный аккумулятор (1918 г.), эффективный, надежный и простой по исполнению и эксплуатации, использовавшийся впоследствии на ветродвигателях разных типов (ВЭС Д-10, 1Д-12, 1Д-18 и Д-18). А.Г. Уфимцеву принадлежат также идея теплового аккумуляции (за счет нагрева воды при избытке ветровой энергии и при слабых ветрах с последующим использованием ее для бытовых нужд), а также далеко обогнавшая свое время идея и разработка в 1918 г. принципа водородного аккумуляции [5]. Отечественными учеными был развит также ряд перспективных схем гидравлического (совместная работа ВЭУ и ГЭС, создание наледей в зимний период и пр.) и пневматического аккумуляции ветровой энергии [1].

В качестве важнейшего для перехода от тихоходных металлоемких ветросиловых ВЭУ на более энергетически эффективные быстроходные следует отметить изобретение и техническую реализацию в 1935 г. муфты конструкции С.Б. Перли, обеспечивающей автоматическое подключение нагрузки (например, поршневого насоса) к валу ветродвигателя лишь при достижении последним заданного расчетного числа оборотов, обеспечивая тем самым его страгивание при малых скоростях ветра.

Неразрывно с научной и изобретательской деятельностью активно велись работы по практическому созданию и внедрению ветродвигателей. В 1924 г. в ЦАГИ под руководством Н.В. Красовского был создан быстроходный ветродвигатель мощностью до 35 кВт с прогрессивной системой механического регулирования, разработанной Г.Х. Сабининым.

К концу 20-х годов были разработаны и налажено серийное производство тихоходных ветродвигателей ВД-5 и ВД-8 для водоподъема и механического привода ряда сельхозмашин, модернизированных и доведенных впоследствии до массового серийного производства в виде более совершенных конструкций ТВ-5 и ТВ-8. Позднее была разработана конструкция быстроходного трехлопастного ветродвигателя Д-12,

использовавшегося, помимо сельского хозяйства, в Арктике для электрификации и системы связи Северного морского пути.

В 1931 г. в Крыму в районе г. Балаклавы была построена крупнейшая в мире ВЭС Д-30 мощностью 100 кВт с диаметром ветроколеса 30 м для параллельной работы на местную электросеть (рис.2), проработавшая до 1942 г. (взорвана в связи с немецкой интервенцией).



Рис. 2. Балаклавская ВЭС 100 кВт

Спустя несколько лет в Центральном ветроэнергетическом институте (ЦВЭИ) был разработан и в 1935 году утвержден Наркомтяжпромом СССР проект сетевой ВЭУ ЦВЭИ-Д50 мощностью 1000 кВт (рис. 3). Проект не был реализован в связи с началом войны и вновь рассмотрен и одобрен в 1945 г. применительно к созданию ВЭС из 10 агрегатов ЦВЭИ-Д50 с номинальной мощностью 10 МВт для ряда районов с высоким ветроэнергетическим потенциалом. Разработанные проекты оказались не реализованными в связи с трудностями организации централизованного производства в послевоенный период.

В создании ВЭУ участвовали многие научно-исследовательские организации: Центральный аэрогидродинамический институт им. Н.Е. Жуковского (ЦАГИ с 1918 г.), Центральный ветроэнергетический институт (ЦВЭИ с 1930 г.), Всесоюзный институт механизации сельского хозяйства (ВИМ с 1936 г.), Всесоюзный институт сельскохозяйственного машиностроения (ВИСХОМ, включая КБ по ветродвигателям, с 1938 г.), Всесоюзный институт электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ), Всесоюзный НИИ электромеханики (ВНИИЭМ), Централь-

ная научно-исследовательская лаборатория ветроиспользования (ЦНИЛВ), Научно-производственное объединение “ВЕТРОЭН”, Украинский научно-исследовательский институт механизации сельского хозяйства (УНДИ).

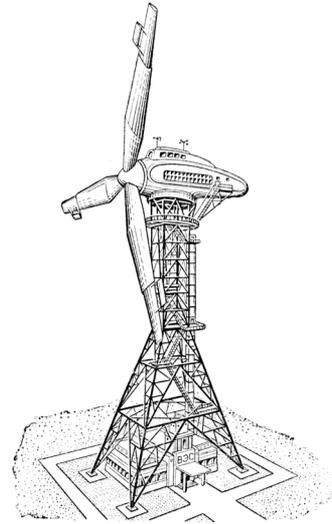


Рис. 3. Проект ВЭУ ЦВЭИ-Д50 1000 кВт

На производстве ВЭУ специализировался целый ряд промышленных предприятий: Механический завод им. 25 лет КазССР (пос. Комсомolec Кустанайской обл.), завод “Урал” Министерства местной промышленности РСФСР (г. Молотов), завод Министерства местной и топливной промышленности КазССР (г. Семипалатинск), завод им. Петровского (г. Херсон), завод им. Медведева (г. Орел), механический завод (г. Уральск), завод Главсевморпути (г. Красноярск), опытно-экспериментальный завод “Ветроэнергомаш” (г. Астрахань), завод “Ильмарине” (г. Таллин).

Работы по созданию и практическому использованию ВЭУ в эти годы активно проводились во многих республиках бывшего СССР, особенно в Казахстане, России, Туркмении, на Украине.

Только с 1934 по 1938 гг. в СССР было спроектировано и введено в эксплуатацию около 3000 ВЭУ типа ВД-5 – ВД-8. К 1938 г. было налажено крупносерийное производство ВЭУ мощностью 1,8 – 4 кВт, суммарный выпуск которых в предвоенный период составил ≈ 10000 ед.

Технические характеристики ветродвигателей, разработанных и серийно выпускавшихся в СССР с 1925 по 1950-е годы приведены в табл. 1.

Активному развитию довоенной отечественной ветроэнергетики способствовала созданная

Таблица 1

Технические характеристики ветродвигателей, разработанных и серийно выпускавшихся отечественной промышленностью в 20 - 50-х годах

ТИП ВЭУ	ТВ-5	ВП-3	ДДК-4	ТВ-8	ВИМЭ Д-12	УНДИМ Д-10	ВЭ-2	Д-18	1Д18	Д-30
Номинальная мощность	1,85	0,65	1,4	4,75	12,75	7,4	0,36	28,5	32,5	130
Диаметр ветроколеса, м	5	3	4	8	12	10	2	18	18	30
Число лопастей	24	18	7	18	3	2	2	3	3	3
Номинальная скорость ветра, м/с	8	8	8	8	8	8	8	8	8	11
Номинальная частота вращения ветроколеса, об/мин	40	60	100	25	64	76,4	600	42,5	42,5	30
Номинальная быстроходность	1,2	1,2	5,2	1,3	5	5	8	5	5	4,7
Рабочие скорости ветра, м/с	3-25	3-15	3-25	3-25	4-40	4,5-25	5-25	4-40	4-25	
Максимальный коэффициент использования энергии ветра	0,3	0,3	0,36	0,3	0,36	0,3	0,37	0,36	0,41	0,24
Система ориентации на ветер	хвост						виндрозы	хвост	флюгер+эл. привод	
Регулирование частоты вращения	вывод из-под ветра			стабилизаторное	вывод из-под ветра	центробежное	стабилизаторное	аэродинамическое	стабилизаторное	
Тип профиля лопасти	дужка пост. толщ.			эсперо, сим. концы	эсперо, сим. концы	эсперо	эсперо, сим. концы	геттинген 398	эсперо	
Передаточное отношение редуктора		1:5,1		1:6,4	1:6	1:2,5		1:9	1:32,9	1:21,4
Высота опоры, м	15	5,6	7	15,4	16	11,5	7,5	20	20	25
Общий вес ВЭУ, т	2,17	0,36	0,88	3,85	4,8	4,0	0,05	13,6	14,95	49,0

в 1935 г. Государственная межведомственная комиссия по проведению сравнительных испытаний и отбору ВЭУ для их серийного производства и внедрения, в результате работы которой были отобраны 3 типа ВЭУ и организовано их массовое производство на специализированном заводе им. Петровского в г. Херсоне, продолжавшееся до 1941 г.



Рис. 4. ВД 5 кВт — самые массовые предвоенные ВЭУ



Рис. 5. Д-18 — заслуженный полярник, колхозник, энергетик

Наряду с активными разработками ветроэнергетической техники параллельно велись активные работы по исследованию ветроэнергетического потенциала и созданию ветровых кадастров страны. В 1935 году был выпущен первый Атлас ветроэнергетических ресурсов (ВЭР) СССР [5]. Ему предшествовали многолетние флюгерные измерения скорости ветра на метеорологической сети СССР и обстоятельный анализ полученных данных в новаторских работах отечественных авторов [6, 7]. Важнейшим достижением отечественной метеорологии явилась разработанная в середине 30-х годов проф. М. Е. Подтягиным и впервые в мире введенная в практику расчета параметров ветра и ветроэнергетического потенциала классификация открытости станций, устанавливающая 9 классов открытости для набегающего ветра и количественные зависимости измеряемых скоростей ветра от высоты установки флюгера и класса станции. Впоследствии В.Ю. Милевским (ГГО) была предложена более информативная классификация метеостанций, насчитывавшая 24 класса открытости и более перспективная для моделирования ВЭР на территории бывшего СССР.

В 30 – 60-х годах прошлого века СССР был одним из мировых лидеров в эксперименталь-

ной метеорологии и имел одну из самых развитых в мире систем метеорологического мониторинга, базировавшейся на измерениях параметров (в том числе и ветра) в приземном слое атмосферы более чем на 3500 метеорологических и ≈ 150 станциях СССР. На основании статистических исследований накопленных данных были выявлены наиболее перспективные регионы для использования ВЭУ на территории СССР (побережья морей Тихого и Северного Ледовитого Океанов, Казахстан, Украина, Крым и др.). По запасам ветроэнергетических ресурсов СССР занимал, как показывали исследования, уникальное место в мире, что давало все основания для развития массового производства и применения ветротехники.

Необходимость «обеспечить массовое строительство ветростанций» неоднократно отмечалась в Резолюциях XVIII (1938 г.) и XIX (1946 г.) съездов партии и пятилетних планах развития народного хозяйства страны, исполнение которых подкреплялось соответствующим финансированием проектов и строгим контролем за их исполнением.

В 1940 г. по постановлению Правительства СССР Гипросельмаш начал проектирование нескольких специализированных заводов для массового производства ВЭУ. Однако в связи с войной в 1941 г. эти работы, а также производство ВЭУ были свернуты.

В послевоенный период в короткие сроки было организовано серийное производство ветродвигателей ТВ-5, ТВ-8, Д-12, УНДИМ Д-10. Активно возобновились работы по ветроэнергетики в ЦАГИ, ВИЭСХ, ЦНИЛВ, ЭНИН АН СССР и др. Были разработаны и выпущены опытные партии ветродвигателей ВЭС Д-18, 1Д-18 мощностью 30 кВт.

Большим достижением отечественной ветроэнергетики стала разработка, строительство (ЦНИЛВ, 1958 г.) и эксплуатация в районе Акмолинска Казахской ССР первой в мире многоагрегатной ВЭС-400 на базе 12 ВЭУ 1Д-18 конструкции ЦАГИ, позволившей изучить особенности режима совместной работы на общего потребителя нескольких ВЭУ и подтвердить эффективность идеи создания кустовых ВЭС. Работая в автономном режиме без системы аккумулярования, ВЭС обеспечивала электроэнергию достаточно высокого качества благодаря высокоэффективному аэродинамическому регулированию ветродвигателя 1Д18 и использованию инерционного аккумулятора по схеме Уфимце-

ва-Ветчинкина. Так, при изменении скорости ветра минутных масштабов с 5 до 10 м/с напряжение на генераторе изменялось не более чем на 10%. Весьма полезным уроком является организация производства ветродвигателей 1Д-18 на машиностроительном заводе в г. Алма-Ате, заслуживает внимания также монтаж сложных 12-тонных и 20-метровых конструкций ВЭУ без использования специальной подъемной техники.

В целях расширения базы использования ВЭУ, выпускаемых отечественной промышленностью, с 1950 г. государство ввело льготное финансирование на покупку ВЭУ. Для приобретения и монтажа ВЭУ сельхозбанки предоставляли кредит в размере 75% денежных затрат (колхозам, испытывающим финансовые затруднения, — до 90%) сроком на 10 лет с погашением начиная с третьего года после выдачи кредита. Эти меры позволили в 1950–1956 гг. резко увеличить спрос на ВЭУ и, соответственно, расширить их производство.

В 50-х годах для нужд сельского и лесного хозяйства, для охотников и геологов производилось до 10 тыс. ветродвигателей в год.

Объемы серийного производства ВЭУ в СССР по годам за 1934–1987 гг. приведены в табл. 2.

Таблица 2
Серийное производство ВЭУ в СССР
по годам в 1934–1987 гг.

Годы	Количество выпущенных ВЭУ	Установленная мощность
1930 - 1937	≈ 3000	≈ 9 МВт
1938 - 1941	≈ 4000 ед.	≈ 16 МВт
1950 - 1956	37 523 ед.	≈ 80 МВт
1957 - 1977	≈ 12000 ед.	≈ 20 МВт
1978 - 1987	1754	≈ 5 МВт
1987 - 2002	≈ 2000 ед.	Менее 1 МВт

Всего в СССР по данным Госплана с 1934 по 1987 г. было выпущено около 60 тыс. ВЭУ общей установленной мощностью до 150 МВт.

В 1954 г. правительство СССР приняло ряд дополнительных мер по развитию ветроэнергетики в виде специальных постановлений, определяющих задания по разработке новых конструкций ВЭУ и их производству, в первую очередь в интересах сельского хозяйства страны. В соответствии с постановлениями были созданы Центральная научно-исследовательская лаборатория по ветродвигателям (ЦНИЛВ) и специализированные ветроэнергетические лаборатории в ряде республиканских НИИ, активизировались разработки по аэродинамике и регулированию

Ветроэнергетика

ветродвигателей, повышению их надежности и эффективности, а также исследования ветровых ресурсов и систем аккумуляирования.

В результате принятых мер в середине 50-х годов был существенно увеличен выпуск ВЭУ различных типов (только в 1956 г. их было произведено ≈ 9000 ед.).

В 1960 г. ЦК КПСС и Совет министров СССР приняли постановление о производстве ветронасосных установок на 1961 – 1965 гг. в количестве 68 тыс. штук общей мощностью около 70 МВт с распределением по годам (табл. 3).

*Таблица 3.
План серийного производства ветронасосных ВЭУ в СССР в 1961 - 1965 гг.*

Год	1961	1962	1963	1964	1965
Выпуск в тыс. ВЭУ	2	6	12	20	28
Установленная мощность, кВт	2000	6000	12000	20000	28000

К этому времени относится разработка высокоэффективных быстроходных ветроагрегатов нового поколения для пастбищного водо-

снабжения: "Вихрь", "Беркут", УВЭУ 4 и 6 и ВБ-3Т, работающих с электронасосами высокой производительности и надежности (рис 6, 7).

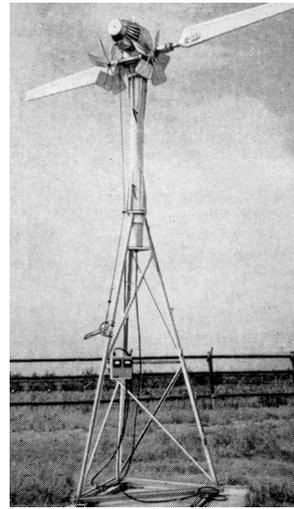


Рис. 6. ВЭУ «Беркут» мощностью 1,6 кВт



Рис. 7. ВЭУ «Сокол» мощностью 15,2 кВт

Технические характеристики ветродвигателей, разработанных в СССР в 60-е годы приведены в таблице 4.

*Таблица 4
Технические характеристики ветродвигателей, разработанных и серийно выпускавшихся отечественной промышленностью в 60-70-х годах XX века*

ТИП ВЭУ	ВТЛ-3	ВВУ-3	ВБ-3Т	ВЭ-2М (АВЭС-0,1)	"Чайка"	2ВПЛ-4 "Буран"	ВНП-4М "Вихрь"	ВНВ-4 "Ветер-лок"	ВЭН-4 "Беркут"	ВЭВ-1-6	ВЭС-1-5	2Д-2МА "Сокол"
Назначение ВЭУ	Водоподъем из шахтных колодцев		Водоподъем из любых источников	Зарядка аккумуляторов	Водоподъем из шахтных колодцев		Водоподъем из любых источников. Электроснабжение малой мощности			Электро-снабжение малой мощности	Питание погружных насосов, эл. снабжение	
Номинальная мощность, кВт	0,8	1,0	0,75	0,3	0,75	1,6	1,6	1,6	1,6	3,2	2,4	15,2
Диаметр ветроколеса, м	3	3	2,8	2	3	4	4	4	4	6	5	12
Число лопастей	18	3	2	2	12	3	2	3	2	2	2	3
Номинальная скорость ветра, м/с	8,0	8,0	7,0	8,0	8,0	8,0	7,0	8,0	8,0	7,0	7,0	8,0
Номинальная частота вращения ветроколеса, об/мин	90	300	420	600	61	108	320	270	300	220	245	88
Рабочие скорости ветра, м/с	3,3 - 18	3,5 - 25	3 - 40	3 - 25	3 - 17	4 - 25	4 - 40	4,5 - 40	4,5 - 40	4 - 30	4 - 30	4,5 - 40
Система ориентации на ветер	хвост						виндрозы					
Регулирование частоты вращения	вывод из-под ветра		центробежное	вывод из-под ветра		центробежное						
Передаточное отношение редуктора	1:3,8	1:14	1:13,6			1:9		1:1,3	1:1,4	1:13,6		1:17,1
Высота опоры, м	5,8	5,7	6,0	7 - 12	5	5,1	5,1	5,1	5,1	6,0	9,0	10,0
Общий вес ВЭУ, кг	445	430	0,2	51	400	590	420	470	450	1000	750	1900
Стоимость в ценах 1965 г., руб.	≈ 340	≈ 360	≈ 300	≈ 160	≈ 400	≈ 450	≈ 450	≈ 450	≈ 450	≈ 1000	≈ 700	≈ 2000

Малая энергетика № 1–2

Таблица 5

План освоения ВЭУ на 1961 – 1980 гг. по годам в тыс. штук и в тыс. кВт

Мощность Год кВт	0,03	0,15	Тыс. кВт	0,50	1,50	Тыс. кВт	7,5	20,0	Тыс. кВт	60	200	Тыс. кВт	1000	Тыс. кВт	Итого МВт
1961	0,5	0,5	0,09	0,2	2,0	3,1	-	-	-	-	-	-	-	-	3,2
1962	2	1	0,21	0,8	6,5	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	10,2
1963	6	1	0,33	1	11	17,0	2	0,5	25,0	-	-	-	-	-	42,3
1964	10	1	0,45	1	17	26,0	5	1	57,5	0,3	0,1	36,0	-	-	120,0
1965	10	1	0,45	1	22	33,5	9	2	108	0,5	0,2	70,0	-	-	211,5
1966	10	1	0,45	1	27	41,0	12	2	130	0,5	0,25	80,0	-	-	251,5
1967	10	1	0,45	1	27	41,0	15	2	152	0,5	0,3	90,0	-	-	283,5
1968	10	1	0,45	1	27	41,0	18	2	175	0,5	0,3	90,0	-	-	306,5
1969	10	1	0,45	1	27	41,0	22	2	205	0,5	0,3	90,0	-	-	336,5
1970 - 1975	10	1	0,45	1	27	41,0	26	2	235	0,5	0,3	90,0	0,1	100	466,5
1976 - 1980	10	1	0,45	1	27	41,0	26	2	235	0,5	0,3	90,0	0,2	200	566,5
Итого	178,5	19,5	8,28	18,7	463,5	704,6	369	33,5	3438	8,3	4,75	1446	1,6	1600	7195,9

Однако запланированные рубежи оказались недостаточными для народного хозяйства страны и в 1961 г. технико-экономическим Советом Государственного Комитета по автоматизации и машиностроению Совета Министров СССР был разработан перспективный план развития ветроэнергетики до 1980 г. [14], в соответствии с которым были определены ориентиры развития отечественной ветроэнергетики (табл. 5).

В соответствии с приведенным планом суммарная установленная мощность ВЭУ к 1980 г. должна была превысить 7 ГВт при ежегодном наращивании после 1976 г. \approx 550 МВт. Эта мощность, не являясь определяющей для страны в целом, обеспечивала бы необходимой энергией потребителей в тех местах, где ее получение за счет других энергоисточников было невозможно или экономически нецелесообразно. При планируемых темпах развития к 80-м годам прошлого века, когда во всем мире возрос интерес к данной энергетической отрасли, СССР, несомненно, оказался бы одним из лидеров мировой ветроэнергетики.

Однако к концу 60-х годов в СССР был взят курс на ускоренное развитие “большой” энергетики на базе мощных гидравлических и атомных электростанций и создание на их основе единой энергетической системы страны. Новый курс сопровождался потерями налаженных производственных связей промышленных предприятий, введением новых хозяйственных и рыночных отношений, сменой тематик НИИ и КБ, переориентацией заводов на выпуск иной продукции и, как следствие, уходом из ветроэнергетики большинства ученых и квалифицированных специалистов. В результате этого в период с 1967 по

1977 г. развитие отечественной ветроэнергетики существенно затормозилось, крупносерийное производство ВЭУ автономного типа было практически прекращено.

Свернуты были и масштабы соответствующих научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, продолжавшихся в этот период в основном в направлении доводки и совершенствования выпускавшихся ранее ВЭУ при отсутствии их последующего массового серийного производства. К редким исключениям относились разработки нового ветронасосного ВЭУ “Вихрь” с пневматическим насосом и ветроэлектрической установки “Сокол” и УВЭУ-8-16-12 мощностью 15 кВт, доведенные до опытных образцов и небольших опытных партий.

Знания и традиции отечественной ветроэнергетики за период с конца 60-х и до середины 80-х годов исключительно благодаря энтузиастам в той или иной степени и сумели сохранить лишь немногие организации, среди которых следует отметить ЦАГИ, ВИЭСХ, “ВЕТРОЭН”, Гидропроект.

Наиболее существенной причиной бурного развития мировой ветроэнергетики в конце прошлого столетия явился мировой энергетический кризис 1973-74-х годов, приведший к активным исследовательским и конструкторским разработкам и организации в 80-х годах крупного серийного производства ветроэнергетической техники в индустриально развитых странах: США, Англии, Германии, Дании.

В СССР и России осознание важности возобновляемой энергетики пришло примерно с 10-летним опозданием. Лишь на рубеже 1980-90-х годов, упустив стартовый технический рынок упомянутых стран, к разработкам и опытно-

ному производству ВЭУ на современном этапе приступили крупные отечественные, в том числе оборонные, предприятия.

Примерно с 1989 г. разработки и организацию производства системных ВЭУ мощностью 250, 315 и 1000 кВт почти одновременно начали МКБ «Радуга» (при поддержке и финансировании РАО «ЕЭС России»), НПО «Ветроэн» и НПО «Южное» (Украина), а также ПО «Подъемтрансмаш» (Ленинград), финансируемое АО «СОСТЭК-холдинг», Ассоциацией «Энергобаланс» и Миннауки России.

К 1994 г. НПО «Ветроэн» совместно с НПО «Южное» осуществили разработку, производство (Павлоградский машиностроительный завод), монтаж, испытания и сдачу в опытную эксплуатацию 45 АВЭ-250 мощностью 200 кВт (из них 24 — на Украине и в Крыму, 16 — на территории РФ).

В 1991-92 гг. были смонтированы и проведены пробные пуски установок АВЭ-250 на полигонах РАО «ЕЭС России», на полигоне ОАО «ВНИИГ» и ЭБНЭ в пос. Дубки (Чиркейская ГЭС в Дагестане), в Иван-городе и на полигоне НПО «Ветроэн» в Геленджике. Большинство установленных АВЭ-250 проработало в энергосистеме до года и более.

В ходе испытаний головных образцов АВЭ-250, в том числе на холостом ходу и на автономную нагрузку, был выявлен ряд неизбежных при выпуске новой техники недостатков — в гидросистеме, редукторе, виндрозном механизме, при устранении которых АВЭ-250 становилась вполне надежной и современной ВЭУ. Однако в силу технических и финансовых причин их доводку в полной мере осуществить не удалось.

В 1993 г. АО «Комиэнерго» и НПО «Ветроэн» в Воркуте была установлена первая в мире большая заполярная ВЭС на базе 6 установок АВЭ-250, прошедших испытания и сданных в опытную эксплуатацию (рис. 8). Часть из них более 10 лет находятся в опытно-промышленной эксплуатации, в результате чего накоплен уникальный для мировой практики опыт использования ВЭС в суровых ветроклиматических условиях Заполярья, использованный позднее при проектировании и строительстве Заполярной ВЭС в Анадыре.

В том же 1993 г. в Новороссийске были осуществлены пробные пуски экспериментального образца ГП-250, разработанного под эгидой ассоциации «СОВЭНА» с участием КБ Миля, ВНИИЭ и АО «Гидропроект» и изготовленного АО «Подъемтрансмаш». В ходе испытаний были выявлены недостатки конструкции, пре-

пятствующие надежной и безопасной эксплуатации ВЭУ в сети, и установка была отправлена на завод для доработки и дополнительных заводских испытаний, но по финансовым причинам работы по ней далее не возобновлялись.



Рис. 8. Первая в мире заполярная ВЭС мощностью 1,5 МВт в Воркуте

Многообещающим для становления отечественной ветроэнергетики в случае реализации мог бы стать совместный проект РАО «ЕЭС России» — МКБ «Радуга», 1990 г., по разработке и организации производства ВЭУ серии Р («Радуга») нескольких типов мощностей 1, 8, 100, 250, 330 и 1000 кВт, планировавшиеся объемы производства которых приведены в табл. 6. [17].



Рис. 9. «Радуга-1» — базовая ВЭУ для проектируемой Калмыцкой ВЭС мощностью 25 МВт

Таблица 6
Планы производства ветроэнергетического оборудования МКБ «Радуга» (РАО «ЕЭС России») до 1994 г.

Градации мощности ВЭУ	Объем выпуска ВЭУ по годам, штук		
	Года		
	1990	1993	1994
0,14 – 8 кВт	5	20	30
10 – 100 кВт	3	13	20
250 – 1000 кВт	0	0	2
ИТОГО установленная мощность, кВт	170	1300	1500

Установки Р-250 и Р-1000 (как и АВЭ-250 НПО «ВЕТРОЭН») проектировались как для параллельной работы с энергосистемой, так и для работы на изолированную нагрузку в составе автономных ВЭС (не связанных с энергосистемой) без аккумулирования энергии.

Однако создание ВЭУ Р-250 кВт впоследствии было отложено на неопределенный срок с возможным перепроектированием ее на мощность 300 – 330 кВт, а намеченные на 1992 г. изготовление и поставка для 20 мегаваттной ВЭС в Элисте головных образцов ВЭУ Р-1000 «Радуга-1» мощностью 1 МВт производства Тушинского ММЗ была реализована в виде сигнального образца лишь в конце 1994 г. Поставка и ввод второй и третьей установок повторно планировались соответственно на 1995 и 1996 гг., однако по ряду причин проект Р-1000 также не получил своего развития.

В 80-е годы были также разработаны проекты сетевых ВЭУ с вертикальной осью вращения и ветроколесом с нерегулируемыми лопастями ВТО-1250 мощностью 1 МВт и более в двух вариантах: с размещением опорно-трансмиссионной системы и основного оборудования наверху (в головке башни) и на поверхности земли.

РАО «ЕЭС России» осуществляло финансирование и управление проектами (разработка АО «Институт СамараГидропроект» и АО ВНИИЭ) комбинированных (гибридных) систем, состоящих из двух или более видов НВИЭ с аккумулирующими и теплонасосными установками, обеспечивающими гарантированное энергоснабжение потребителей независимо от природных колебаний энергоносителей, например солнечной и ветровой энергии.

Все указанные ВЭУ разрабатывались в расчете на любые, в том числе на суровые климатические условия, полностью автоматизированными и требующими минимального обслуживающего персонала.

ВЭУ имели системы: автоматического управления запуском, эксплуатацией и останом; измерения параметров ветра; охлаждения и кондиционирования воздуха (Р-250 и Р-1000); пожаротушения и грозовой защиты; устройства связи и заземления, а также монтажные, грузоподъемные и обслуживающие средства (вплоть до обмыва лопастей) и пр.

Таким образом, создававшиеся в то время ВЭУ охватывали практически весь оптимальный для использования диапазон средних и крупных ВЭУ и имели высокий технический уровень. Основные технические данные перечисленных установок приведены в табл.7.

Разработка ВЭУ, организация их производства и решение научно-технических вопросов эксплуатации осуществлялись в 90-е годы в соответствии с научно-техническими программами:

Государственной научно-технической (ГНТП) «Топливо и энергия»;

ГНТП «Экологически чистая энергетика; отраслевыми РАО «ЕЭС России», Минсельхоза России, РАО «Газпром»;

региональных акционерных обществ электроэнергетики.

На всех этапах программ, от их разработки до реализации конкретных проектов, были задействованы многие предприятия и объединения, научно-исследовательские и проектно-конструкторские организации федерального и местного подчинения, Российской Академии наук, военно-промышленного комплекса, включая зарубежные фирмы и организации, отобранные для выполнения проектов на конкурсной основе.

Практическая реализация принимавшихся программ предусматривала большой народнохозяйственный эффект. За счет использования энергии ветра в России планировалось замещение органического топлива в 1995 г. в объеме примерно 300 тыс. т (требуемая для этого суммарная установленная мощность $P_{ВЭУ} : P_{ВЭУ} \geq 0,5$ ГВт), в 2000 г. — 800 тыс. т ($P_{ВЭУ} \geq 1,3$ ГВт) и в 2005 г. — до 1,3 млн. т ($P_{ВЭУ} \geq 1,8$ ГВт). Только в 1991 – 1995 гг. предполагалось выпустить ≥ 28 тыс. автономных ВЭУ мощностью до 100 кВт и ≈ 500 системных мощностью по 250 – 1000 кВт. Работа этих ВЭУ позволила бы за период 1991 – 1995 гг. сэкономить 0,7 – 0,8 млн. т у.т.

В 90-е годы планировалось возведение ряда крупных ВЭС. Так, НИИ «Самарагидропроект» выполнил ТЭО Калмыцкой, Дагестанской ВЭС, а экспериментальный центр ВИЭН в пос. Дубки (Дагестан, Чиркейская ГЭС), включающий полигон отработки солнечных технологий и оборудования, — малые ГЭС и ВЭС мощностью 5 МВт, состоящую из ВЭУ мощностью 30, 100, 250 и 1000 кВт.

АО «Ленгидропроект» прорабатывало ТЭО Приморской и Ленинградской ВЭС, а также крупных ВЭС в Карелии, на Кольском полуострове, Магаданской и Калининградской областях. Общая планируемая мощность этих ВЭС составляла более 300 МВт (табл. 8).

При достижении запланированных рубежей СССР и Россия прочно заняли бы лидирующее положение в мировой ветроэнергетике.

Однако на 2005 год в России действуют ВЭС суммарной установленной мощности всего

Ветроэнергетика

Таблица 7

Основные технические данные ВЭУ

Показатель	Тип ВЭУ					
	АВЭ-250	Р-250	ГП-250	Ю-500	Р-1000	ВТО-1250Б
Мощность, кВт	250			500	1000	1250
Диаметр ветрового колеса, м	25	24	24	34	48	27
Расчетная скорость ветра, м/с	14	13,6	13,7	13,6	13,6	20
Рабочий диапазон скоростей, м/с	5-30	5-25	7-30	4-25	5-25	6-30
Буревая скорость, м/с	60	60	50	60	60	65
Число лопастей	3	3	3	3	3	3
Частота вращения ветроколеса, об/мин	47,7	42-84	50-60	37,5	21-42	18-30
Высота оси вращения, м	25	27,2	24	31,5	38	40
Диапазон температур, °С	от -50 до +40		от -40 до +40	от -50 до +40		
Сейсмичность, баллы	8					
Выработка эл. энергии, млн. кВтч	0,5-1,0	0,6-1,2	0,6-1,2	1,0-2,0	2,6-4,9	1,4-4,8
Срок службы, лет	25					
Масса, т	30	38	25	41	130	136
Система генерирования	ГСС-104-Э	Синхронный г-р с пост. магнитом	Асинхронный г-р с фазным ротором	Асинхронная, вариант 2x250	АСГТПЧ	Асинхронный г-р
Характеристики трехфазного тока	400В, 50 Гц	380В, 50 Гц	380В, 50 Гц	380В, 50 Гц	6,3кВ, 50 Гц	6,3кВ, 50 Гц
Разработчик	НПО «Ветроэн», «Южное»	МКБ «Радуга»	АС «Совзна»	НПО «Южное»	МКБ «Радуга»	НПО «Южное» АС «Совзна»
Головной изготовитель	Павлоградский машиностроит. з-д	Смоленский авиастроит. з-д	ПО Ленподземтрансаш	Павлоградский машиностроит. з-д	Тушинский машиностроит. з-д	НПО «Южное»
Срок выхода головного образца	1991	1993	1992	1993	1993	1994
Начало серийного производства	1992	1994	1994	1995	1994	1996
Ориентировочная стоимость, млн. руб. (в ценах 1990 г.)	0,35	0,4	0,5	0,9	1,75	1

лишь около 14 МВт (Воркутинская 1,5 МВт, Анадырская 2,5 МВт, Куликовская 5,1 МВт, ВЭС на о-ве Беринга 2 МВт, Башкирская 2,2 МВт, Саратовская 0,3 МВт), что составляет менее 1% от планировавшихся.

Принятые программы и планы 90-х годов не были реализованы прежде всего из-за нехватки и неэффективного использования выделяемых средств для завершения разработок и организации серийного производства и внедрения ВЭУ и ВЭС, из-за неэффективного руководства проектами в условиях отсутствия в стране строгой государственной установки на развитие ветроэнергетики и необходимой для этого законодательной и нормативной базы, а также экономическим фактором – высокой стоимостью ВЭУ.

Крайне медленное и трудное развитие отечественной ветроэнергетики в последние годы, помимо тех же причин, связано также с нарастающим дефицитом в ней квалифицированных специалистов и энтузиастов.

Тем не менее, авторы убеждены в неизбежности и больших перспективах широкомасштабного развития и использования ВЭС в России, обусловленных объективными факторами: огромными запасами ВЭР;

острой необходимостью замены и развития устаревающей энергетической базы страны;

лучшими эксплуатационными и экономическими показателями ВЭУ (себестоимость энергии, окупаемость, время строительства) в сравнении с источниками на углеводородном топливе;

экологическими факторами, значимость которых будет нарастать в связи с ратификацией Россией Киотского протокола.

В последнее время наметились положительные практические подвижки в данном направлении. Так, на стадии проектирования находятся три больших ВЭС: Балтийская морского базирования мощностью 50 МВт, Ленинградская мощностью 75 МВт и Черноморская мощностью до 40 МВт. Отечественными учеными раз-

Таблица 8

Проектировавшиеся в 90-е годы прошлого века отечественные ВЭС.

ВЭС	Мощность, МВт	Сроки строительства, года	Уровень разработки
Экспериментальный полигон ВИЭН, включая ВЭС 5МВт		1989 – 1995	Установка 1 ВЭУ 1-АВЭ-250
Магаданская	60	1995 – 1999	ТЭО
Дагестанская	6	1993 – 1996	ТЭО
Ленинградская	25	1994 – 1998	ТЭО
Приморская	30 – 50	1993 – 1996 – 1998	ТЭО
Морская	30	1994 – 1998	ТЭО
Калмыцкая	22	1992 – 1996	1994 г. - установка ВЭУ 1 МВт
Заполярная	2,5	1992 – 1996	1995 г. - ввод 6 ВЭУ АВЭ-200
Новороссийская 1	2	1993 – 1996	Проект
Новороссийская 2	2,5	1993 – 1996	Проект
Таманская	40	1994 – 1998	Проект
Ростовская	20	1995 – 1998	Проект
Балтийская	2,5	1993 – 1996	Проект
Курильская	2,5	1995 – 1997	Проект
Крымская	25	1993 – 1996	Проект
Анапская	40	1995 – 1998	Проект
ИТОГО:	305		

работаны, апробированы и внедрены новые весьма эффективные методики определения ветроэнергетического потенциала и эффективности ВЭУ с учетом привязки к конкретному месту, потребностям пользователя и физико-климатическим условиям [18].

Наличие возможностей и средств ускоренной подготовки достоверных ТЭО и бизнес-планов возведения и эксплуатации ВЭС, уменьшающих

инвестиционные риски, позволяет развить положительные тенденции, подготовив и собрав в короткие сроки (не более года) в рамках единой государственной программы проекты ВЭС ощутимой для страны суммарной мощности 2 – 3 МВт и более, реализация которой по схеме научно-технологических парков, одобренных недавно Президентом России, вполне достижима в ближайшие 3 – 5 лет.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Жуковский Н.Е. Ветряная мельница НЕЖ. Полное собрание сочинений, т. VI, М.: 1931 (работа впервые опубликована в 1920 г.). 2. Сабинин Г.Х. Ветряной двигатель с самоустанавливающимися лопастями. Труды ЦАГИ, вып. 2, Проблема использования энергии ветра, 1923. 3. Красовский Н.В. Проблемы использования энергии ветра. Труды ЦАГИ, вып. 43, М.: 1929. 4. Сабинин Г.Х. Теория и аэродинамический расчет ветряных двигателей. М.; Л.: ОГИЗ, 1931. 5. Ветчинкин В.П. Принципы ветроиспользования, разработанные А. Г. Уфимцевым. Труды ЦАГИ., М.: 1932. 6. Чирков М.М. Исследования ветряных двигателей в ветросиловой лаборатории ЦАГИ. Труды ЦАГИ., вып. 164, 1934. 7. Красовский Н.К. Ветроэнергетические ресурсы. Атлас энергетических ресурсов СССР под редакцией акад. Г.М. Кржижановского, акад. А.В. Винтера. М.: 1935. 8. Симонов Н.В. Запасы энергии ветра в СССР, ОНТИ, М. –Л., 1933. 9. Подтягин М. Е. Математический анализ измерений ветра. “Геофизика”, т. V, вып.1, 1935. 10. Гриневич Г. А. Опыт разработки малого ветроэнергетического кадастра Средней Азии и Казахстана. Ташкент: Изд. АН УзССР, 1952. 11. Борисенко М.М. Вертикальные профили ветра и температуры в нижних слоях атмосферы. Тр. ГГО, вып. 320, 1974. 12. Справочник по климату СССР. Вып. 1 – 3. ч. 3. Ветер, Л.: Гидрометеиздат, 1966. 13. Фатеев Е.М. Ветро двигатели и ветроустановки. М.: ОГИС-Сельхозгиз, 1948. 14. Разработка перспектив ветродвигателестроения и проекта плана освоения ветроэнергетических ресурсов на 1961-1980 гг. Проект технико-экономического Совета Госкомитета по автоматизации и машиностроению Совмина СССР. М.: 1961. 15. Андрианов В. Н., Быстрицкая Д.Н., Вашкевич К.П., Секторов В.Р. Ветроэлектрические станции. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1960. 16. Шефтер Я.И. Ветроэнергетические агрегаты. М.: “Машиностроение”, 1972. 17. Дьяков А.Ф., Перминов Э.М., Шакарян Ю.Г. Ветроэнергетика России. Состояние и перспективы развития. М.: МЭИ, 1996. 18. Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Современные возможности поиска и технико-экономического обоснования оптимальных вариантов энергоснабжения на базе традиционных и возобновляемых источников энергии. Труды Первого Международного Форума “Энергия будущего”. 2004.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ: ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ, ПРОБЛЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ В СОСТАВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Белей В.Ф., д.т.н., Калининградский государственный технический университет

Российская Федерация не может находится вне столбовой дороги развития мировой энергетики, где ветроэнергетика развивается самыми быстрыми темпами [1], поэтому представляется чрезвычайно своевременным рассмотреть тенденции развития этой отрасли и ряд проблем, имеющих место при выборе, подключении и эксплуатации ветроэнергетических установок (ВЭУ) в составе электроэнергетических систем, в том числе и на примере опыта эксплуатации ветростанции в п. Куликово, введенной в работу в Калининградской области в 2002 г. С середины 80-х годов прошлого века (начало бурного развития ветроэнергетики в мире) до настоящего времени сменилось 8 поколений ВЭУ с горизонтально расположенной осью вращения (ВЭУ с вертикальной осью вращения имеют меньшую единичную мощность и в настоящее время менее распространены), отличающихся от предыдущих: как правило большей единичной установленной мощностью от 20-30 кВт до 4500 кВт у последнего поколения; степенью автоматизации; решением ряда технических проблем связанных с повышением эксплуатационной надежности; экологичностью; более высокой производительностью и более низкой себестоимостью выработанной электроэнергии. В настоящее время Дания и отдельные регионы, например в ФРГ, покрывают более 10% своей потребности в электроэнергии за счет ВЭУ [2].

Себестоимость выработанной ВЭУ электроэнергии: в начале 80-х годов она составляла 38 центов за 1 кВт·час; в настоящее время (для наземных ВЭУ) она оценивается в 3 – 6 центов за 1 кВт·час и имеет тенденцию к дальнейшему снижению [1 – 3].

Технические и эксплуатационные характеристики ВЭУ. Современные ВЭУ производятся в основном фирмами Дании (около 28% ввода новых мощностей ВЭУ), ФРГ, Испании, США, Японии. Расчетный срок службы ВЭУ принимается 20 лет. Максимальная скорость, которую должны выдержать ротор ВЭУ и несущая башня, — 60 м/с. Фирмы-производители (Vestas и другие) в основном использовали асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором, которые наилучшим образом отвечали условиям работы ВЭУ установленной мощностью до 1 МВт, характеризующейся резкими и частыми изменениями скорости

ветра, а также малой инерционностью вращающихся частей. Так как ВЭУ предназначены для параллельной работы с сетью, то проблемы с реактивной мощностью (РМ) перекладывались на энергосистему. На рис. 1а показана упрощенная схема подключения ВЭУ мощностью 600 кВт, действующая в составе ветропарка в пос. Куликово. Штриховая область (рис. 1б) показывает величину РМ, потребляемой ВЭУ-600 из сети ($Q_{ВЭУ}$) [4, 5].

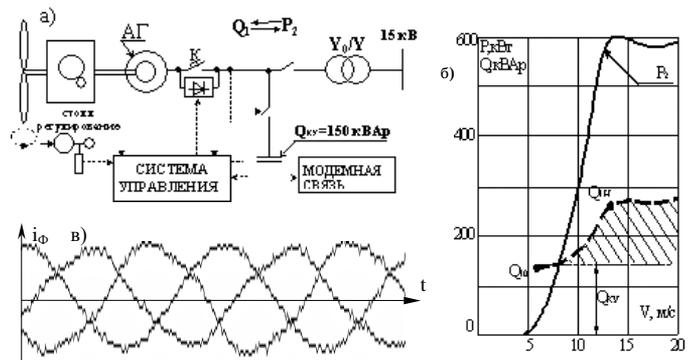


Рис. 1. Упрощенная схема подключения ВЭУ-600 к сети (а), зависимости активной и реактивной мощности ВЭУ-600 от скорости ветра при $U = U_{ном}$ (б), осциллограммы фазного тока асинхронного генератора (в)

Как известно, баланс РМ в значительной степени определяет уровень напряжений в электрической сети. Поэтому в ВЭУ последнего поколения фирмы Vestas — V66, V80, V90 — используют асинхронные генераторы с фазным ротором и системами управления, обеспечивающими регулирование величины и знака РМ [6]. В табл. 1 приведены технические данные ВЭУ, выпускаемые фирмой Vestas — лидера по производству ВЭУ на базе асинхронных машин.

В 2006 г. фирма Vestas планирует выпуск ВЭУ мощностью 4500 кВт (V120).

Ряд фирм, лидирующее положение среди которых занимает Enercon, выпускают ВЭУ на основе синхронного генератора, работающего на сеть через звено постоянного тока [7], что позволяет решить ряд проблем, имеющих место при параллельной работе ВЭУ с энергосистемой. В табл. 2. приведены технические данные ВЭУ, выпускаемые фирмой Enercon.

Таблица 1
Технические данные ВЭУ фирмы Vestas
последнего поколения [6]

Тип	$P_{уст}$, кВт	Высота лопасти, м	Скорость м/сек	Способ регулирования	Ометаемая поверхность, m^2
V47	600/220	55, 60, 65, 76	$v_{нач}=4$ $v_{ном}=16$ $v_{кон}=25$	Pitch	1735
V52	850	60, 65, 74, 86			2124
V66	1750	60, 67, 78			3421
V80	2000	60, 67, 78, 85, 95, 100			5027
V90	3000	80, 105			6362

Таблица 2
Технические данные ВЭУ последнего поколения фирмы Enercon [8]

Тип	$P_{уст}$, кВт	Высота мачты, м	Скорость м/сек			Способ регулирования	Ометаемая поверхность, m^2
			$v_{нач}$	$v_{ном}$	$v_{кон}$		
E33	330	49-50	2,5	12	28-34	Pitch	876
E48	800	50-76	3	13	28-34		1810
E78	2000	71	2,5	13	28-34		3959
E112	4500	124	2,5	-	28-34		10207

Механическая связь между ветроколесом и синхронным генератором в этих ВЭУ — безредукторная.

Весьма перспективную концепцию ВЭУ, названную Windformer, предлагает фирма АББ. Особенности этой ВЭУ являются: использование синхронного генератора с постоянными магнитами; отсутствие промежуточного силового трансформатора, так как в обмотке статора индуцируется ЭДС напряжением 20кВ [9]. Обычно в ВЭУ используются генераторы с номинальным напряжением 690 В и силовой трансформатор 0,69/10,5 - 33кВ (рис. 1а), через который осуществляется связь с энергосистемой. Важнейшим элементом ВЭУ является система регулирования мощности, которая определяет конструктивные особенности ВЭУ и систему автоматики. Существуют два принципиально разных способа регулирования мощности ВЭУ: pitch и stall-регулирование. Более подробная информация об этих системах изложена в [10]. Основными эксплуатационными показателями ВЭУ являются: коэффициент использования установленной мощности ($k_{уст}$) и удельная выработка электроэнергии ($k_{уд}$). Коэффициент установленной мощности для ВЭУ в среднем составляет 0,2 – 0,3, для лучших ВЭУ

0,4 – 0,5. Второй эксплуатационный показатель — удельная выработка электроэнергии на единицу ометаемой поверхности в год. Этот показатель является обобщенной характеристикой ВЭУ, условий его работы и эксплуатации. Кроме того, он позволяет оценить, какую выработку электроэнергии может иметь покупатель:

$$K_{уд} = \frac{W_{год}}{\pi \cdot R^2}, \quad (1)$$

где $W_{год}$ — годовое производство электроэнергии, $\pi \cdot R^2$ — ометаемая поверхность, равная площади круга, которую описывают вращающиеся лопасти (таблицы 1, 2).

Удельная выработка зависит от средней скорости ветра и мощности ВЭУ и находится в пределах от 740 кВт*час/ m^2 (мощность ВЭУ 50-150 кВт) до 1700 кВт*час/ m^2 (мощность ВЭУ 3000 кВт при $v_{ср} = 8$ м/сек).

Некоторые задачи и проблемы при проектировании и подключении к электроэнергетической системе ВЭУ и ветропарков

При проектировании ветропарка следует выделить три задачи:

- оценка ветропотенциала в месте установки ВЭУ и выработки электроэнергии;
- оценка экологического влияния ВЭУ на окружающую среду;
- оценка технической возможности параллельной работы ветропарка в составе энергосистемы.

Для оценки ветропотенциала необходимо создание ветровых кадастров, составление карт распределения ветроресурсов [2, 11].

Экологическое влияние ВЭУ на окружающую среду оценивается по двум направлениям. Во-первых, на стадии разработки нового поколения: это уменьшение вибрации, шума. Во-вторых, установка ВЭУ не должна нарушать экологическое равновесие окружающей среды: пути миграции птиц и прочее. Согласно исследований, выполненных в работе [13], допустимый уровень шума при работе транспорта и других агрегатов не должен превышать 55 дБ. Шумовое загрязнение приводит к неврозам, массовым нарушениям слуха, сокращению продолжительности жизни человека на 8 - 10 лет. Поэтому фирмы — производители ВЭУ уделяют постоянное внимание этой проблеме (рис. 2).

Работа ВЭУ в электрических сетях и системах оказывают влияние на:

- качество электроэнергии (нормы и технические условия);

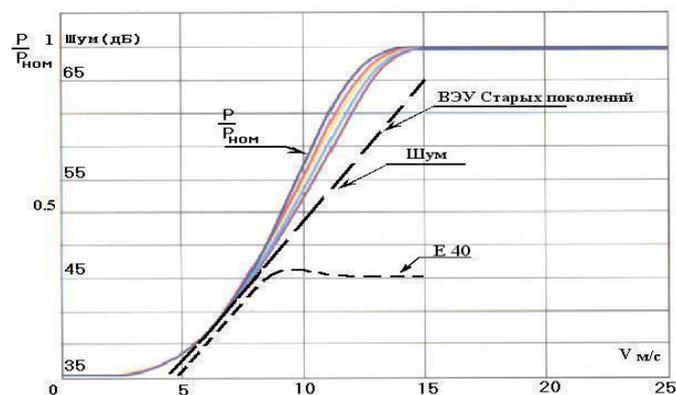


Рис. 2. Зависимости активной мощности и шума ВЭУ фирмы Enercon от скорости ветра

загрузку сетей (технические границы);
загрузку сети при коротких замыканиях (КЗ);
баланс активной и реактивной мощности.

Подключение ВЭУ к сети может превысить технические возможности электрической сети, что может стать причиной дополнительных затрат на усиление сети или оказать обратное влияние. К техническим возможностям сети относят: мощность короткого замыкания ($S_{КЗ}$) в точке сети, к которой подключаются ВЭУ или ветропарк; сечение воздушной или кабельной линий; мощность ВЭУ. Методика расчета мощности короткого замыкания изложена в работе автора [14]. Подключения ВЭУ к сети и оценка согласно стандартным методам [15] основываются на:

соотношении $S_{ВЭУ}$ и $S_{КЗ}$

$$S_{ВЭУ}/S_{КЗ} \geq 0,02; \quad (2)$$

комплексном расчете перетоков мощности;
изменениях напряжения при коммутациях;
расчете токов короткого замыкания;
оценке фликера и высших гармоник.

Следует отметить, что первое требование в условиях слабых сетей не всегда выполнимо. В этих случаях необходимо принимать во внимание особенности ВЭУ. В частности, если использовать ВЭУ, в которых решены проблемы с выдачей или потреблением реактивной мощности, стабилизацией напряжения, то появляется возможность подключения мощных ВЭУ к этим сетям [3]. Комплексный расчет перетоков мощностей и уровней напряжений в распределительных сетях напряжением 10 – 35 кВ, к которым, как правило подключаются ВЭУ и малые ветропарки, следует проводить с учетом схемы замещения сети по выражениям (3 – 7) [16]:

$$Z = \begin{pmatrix} z_{11} & z_{12} & \dots & z_{1n} \\ z_{21} & z_{22} & \dots & z_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ z_{n1} & z_{n2} & \dots & z_{nn} \end{pmatrix} \quad (3)$$

$$U = n \cdot U_B - z \cdot (U_D^*)^{-1} \cdot S^* \quad (4)$$

$$U_D = \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_n \end{pmatrix} \quad (5)$$

$$S = \begin{pmatrix} P_1 + jQ_1 \\ P_2 + jQ_2 \\ -P_{ВЭУ} + jQ_{ВЭУ} \\ P_n + jP_n \end{pmatrix} \quad (6)$$

$$\Delta P = S_t \cdot U_D^{-1} \cdot r(U_D^*)^{-1} \cdot S^* \quad (7)$$

При расчете следует учитывать зависимость реактивной мощности генератора от нагрузки и зависимости активных и реактивных нагрузок от напряжения:

$$P = P_{ном} \left(0,45 + 0,55 \frac{U}{U_{ном}} \right); \quad (8)$$

$$Q = Q_{ном} \left[0,7 + 3,33 \left(\frac{U}{U_{ном}} - 0,7 \right)^2 \right] \quad (9)$$

Так как искомые напряжения в узлах сети входят в обе части уравнения (6), то в расчетах следует использовать итерационный метод.

Изменения напряжения при коммутациях следует проводить на динамических моделях энергосистем, учитывающих модели ВЭУ.

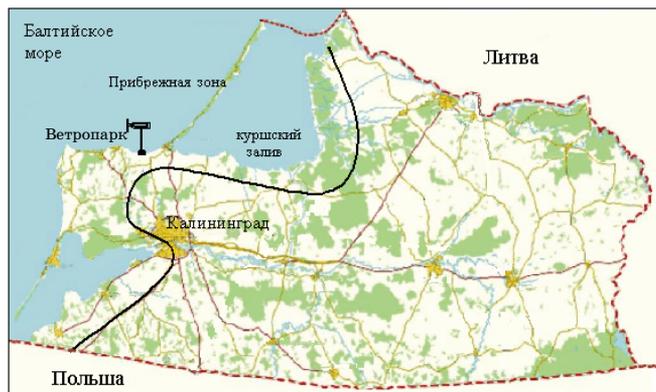
Следует отметить, что в РФ отсутствуют нормативные документы, регламентирующие подключение и работу ВЭУ в составе электрических сетей. Положение осложняется тем, что при проектировании и эксплуатации ВЭУ фирмы — изготовители ориентируются на европейский стандарт по качеству электроэнергии (EN 50160), который в отличие от требований, изложенных в [15], обращает внимание на ряд других важных показателей.

Некоторые данные об опыте эксплуатации ветропарка Куликово в Калининградской области

Калининградская область относится к районам, имеющим среднее значение ветроэнергетического потенциала, за исключением прибрежной зоны (рис. 3), в которой суммарный ветроэнергетический потенциал оценивается в 1100 МВт. По соглашению между ОАО

«Янтарьэнерго», датским энергетическим агентством и фирмой «SEAS Energy Service A/S» при финансовой поддержке правительства Дании был смонтирован и сдан в эксплуатацию в 2002 году ветропарк. На статоре генератора ВЭУ-225 расположены две обмотки (рис. 3в). Преимущество двухскоростной машины заключается в том, что она обеспечивает наиболее полное использование энергии ветра. В ветропарке ис-

пользованы многоагрегатные схемы подключения ВЭУ. Их недостатком является то, что электрическая близость ВЭУ может привести к тому, что между генераторами отдельных ВЭУ, работающих с различными скольжениями, могут возникнуть взаимные обменные перетоки активной мощности. Обмотки силовых трансформаторов ветропарка (рис. 1) имеют соединение Y/Y_0 , что является одной из причин возникновения несимметричных режимов ВЭУ (табл. 5).



а)



б)

Фирма-изготовитель ВЭУ	n	Общие данные				Асинхронный генератор				Регулирование мощности
		Высота башни, м	Диаметр ротора, м	Скорость м/с		P _{ном} , кВт	n _{ном} , об/мин	PM, кВАр		
				Стартовая	Ном.			Q ₁₀	Q _{ном}	
ВЭУ – 600 Wind World	1	46	42	4.5	14-15	600	1514	143	275	stall
ВЭУ – 225 Vestas	20	30	27	3.5	14	50 225	756 1009	23 98	48 15 7	pitch

в)

Рис. 3. Расположение (а), панорама (б) и технические данные (в) ветропарка установленной мощностью 5,1 МВт в Калининградской области

Таблица 5
Результаты измерений ряда показателей качества электроэнергии ВЭУ- 600 при скорости ветра около 7 м/с и P_{вэу} = 120 кВт

Измеряемые величины	Значения, В, А	K _{U,i} , %	Коэффициенты n-гармонической составляющей тока и напряжения				K _{O(U,i)} , %
			3	5	7	11	
U _A	408	1,98	1,77	-	-	-	2,33
U _B	398	1,9	1,2	-	1,2	-	
U _C	393	1,22	0,5	0,86	-	-	
I _A	101	10,2	9,66	0,7	1,53	1,64	9,82
I _B	87	9,38	9,27	1,0	1,0	0,9	
I _C	103	2,92	1,66	1,3	1,1	0,9	

В настоящее время в ВЭУ используют трансформаторы только со схемой соединений обмоток Д/У₀, что обеспечивает более высокое качество электроэнергии в электрической сети. Каждая ВЭУ представляет собой автономную автоматизированную установку. Контроль, диагностика и управление всеми ее режимами работы осуществляется автоматически компьютерным комплексом. Собственная метеостанция позволяет автоматически изменять положение оси ротора турбины в зависимости от силы и направления ветра с целью обеспечения максимально возможной энергоотдачи. Установленная на ВЭУ система сотовой GSM-связи вместе с аппаратурой дистанционного управления, контроля и тестирования позволяет осуществлять в автоматическом режиме запуск, останов ВЭУ, передачу информации на диспетчерский пункт. Изменения скорости ветра приводят к значительным изменениям активной и реактивной мощностей, токов и напряжения на зажимах генератора. На основании предварительной обработки отказов двадцати ВЭУ за сезон 2002 – 2003 гг. установлено, что наиболее часто встречающиеся отказы — это низкое или высокое напряжение на шинах генератора, что свидетельствует о слабой электрической связи ветропарка с электроэнер-

гетической системой. За год эксплуатации удельная выработка электроэнергии по ВЭУ-225 составила 563,3 кВт·час/м², а коэффициент ус-

тановленной мощности 0,185. Работа ВЭУ характеризуется высоким уровнем гармоник тока, особенно при малых нагрузках (рис. 1в, табл. 5).

ЛИТЕРАТУРА: 1. *Перминов Э.М.* Состояние и перспективы развития мировой ветроэнергетики // Энергетика за рубежом, 2003, вып. 1. 2. *Лейзерович А.Ш.* Время большой ветроэнергетики // Электрические станции. 2003, № 1. 3. *Hatziorgyrio N., Zetzros A.* Wind Power Development in Europe. Proceedings of the IEEE, 2001, December. 4. *Белый В.Ф.* Анализ режимов работы ветроустановки с АГ // Российские технологии для индустрии: Сб. докл. 5 междунар. сем. 28-30 мая 2001 г. - С.-Петербург, ФТИ им. А.Ф. Иоффе, 2001. 5. *Белый В.Ф.* Выбор ветроустановок на основе опыта эксплуатации ветропарка в Калининградской области // М. Электрика. 2003. № 2. 6. *Vestas Wind Systes A/S*, 2005. 7. *Электрические системы*. Том 3 / Под ред. Веникова В. А. М.: Высшая школа, 1972. 8. *Www. enercon. de* 9. *Wind power goes scale /Dahigren M., Frank H., Leiyon M., Walfridsson L.* - ABB Review, 2000, Oktober. 10. *Безруких П.П.* Состояние и тенденции развития ветроэнергетики мира // Электрические станции, 1998, №10. 11. *Swisher R., Real de Azua Ch., Clendenin J.* Strong Winds on the Horizon: Wind Power Comes of Age. - Proceedings of the IEEE, 2001, December. 12. *IEC 61400-21*, Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. 13. *Блинов Л.Н., Перфилова И. Л., Юмашева Л.В.* Экологические основы природоиспользования. М.2004. 14. *Белый В.Ф.* Оценка роли трансформаторов в системах энергообеспечения с позиций энергосбережения и повышения качества электроэнергии / Промышленная энергетика. 2002. № 5. 15. *Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie fur Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. 2. Ausgabe 1998*, Hrsg.: VDEW e.v.; VWEW-Verlag, Frankfurt. 16. *Белый В.Ф.* Научные основы работы ветропарков в составе электроэнергетической системы // Известия КГТУ. 2002. № 3.

WIND FORCE-12 — ПЛАНЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ ДО 2040 г.

Подготовлено *Николаевым В.Г.*, к.ф.-м. н., НИЦ «АТМОГРАФ»

Основные положения, ориентиры и рубежи Программы Европейского Союза развития ветроэнергетики (ВЭ) до 2020 и планов ее перспективного развития до 2040 г.г. были сформулированы и обсуждены в 2001 – 2003 гг. на последних крупнейших мировых ветроэнергетических форумах, проведенных в Париже (EWEC 2002), Берлине (Всемирная Конференция по ветроэнергетике 2002 г.) и Мадриде (EWEC 2003). Материалы статьи содержат основные положения и данные итогового документа, подготовленного в 2003 г. совместно Европейской Ассоциацией по ветроэнергетике (EWEA) и международной организацией Green Pease и изданного под названием: *Wind Force 12 & Blueprint to Achieve 12% of the World's Electricity from Wind Power by 2020.*

Основные аргументы в пользу ВЭУ:

экологичность производства электроэнергии;
быстрый ввод мощностей;

возможность оперативного наращивания ВЭС по модульной схеме;

экономическая эффективность.

P.S.: По стоимости электроэнергии современные ВЭУ уже выигрывают у ТЭС и АЭС с учетом «скрытых» затрат при использовании последних, обычно не включаемых в цену

электроэнергии. Дополнительные скрытые затраты при использовании ТЭС связаны с региональным загрязнением среды обитания и соответствующими здравоохранительными и природоохранительными мероприятиями, парниковым эффектом и потеплением климата, для АЭС они связаны с обеспечением безопасности, переработкой и захоронением радиоактивных отходов. В табл. 5 приведены данные 10-летних исследований в 16 странах Европы в рамках Проекта «Extern E» о дополнительных «скрытых» затратах при традиционных способах энерговыработки.

Себестоимость 1 кВт*час, вырабатываемого ТЭС на газе с учетом «скрытых» затрат на борьбу с загрязнением среды и дополнительное здравоохранение, \approx на 30% выше, а для ТЭС на угле или нефтепродуктах — почти вдвое выше их рыночных цен.

Необходимые меры успешного развития ВЭ:
политическая воля государства, выраженная в четких и реальных планах развития ВЭ;

правовая основа развития ВЭ, выраженная в понятных и обязательных для исполнения законах;
создание благоприятного общественно-социального климата для ее развития;

Малая энергетика № 1–2

Таблица 1
Рост мощностей мировой ветроэнергетики
в 1997 – 2002 годах

Год	Установленная мощность, МВт	Прирост, %	Суммарная мощность, МВт	Прирост, %
1997	1 568		7 636	
1998	2 597	66	10 153	33
1999	3 922	51	13 932	37
2000	4 495	15	18 449	32
2001	6 824	52	24 927	35
2002	7 227	6	32 037	29
В среднем	за 5 лет	35,7		33,2

суммарная установленная мощность ВЭУ в мире к началу 2003 года \approx 32000 МВт; средний коэффициент использования номинальной мощности \approx 23 %; число стран, развивающих ветроэнергетику \approx 50; занятость специалистов в мировой ветроэнергетической индустрии \approx 100 тыс.

Таблица 2
Рост мощностей ветроэнергетики (МВт) в
странах-лидерах в 1999 – 2002 годах

Страна	Всего МВт				Среднегодовой рост за 3 года
	на 1999 год	на 2000 год	на 2001 год	на 2002 год	
Германия	4442	6107	8734	11968	39,2%
Испания	1812	2836	3550	5 043	40,7%
США	2445	2610	4 245	4 674	24,1%
Дания	1738	2341	2 456	2 880	18,3%
Индия	1035	1220	1 456	1 702	18,0%
Италия	277	424	700	806	42,7%
Нидерланды	433	473	523	727	18,9%
Англия	362	425	525	570	16,4%
Япония	68	142	357	486	92,7%
Китай	262	352	406	473	21,8%
Мир в целом	12874	16929	22952	32037	31,6%

Таблица 3
Средняя единичная мощность ВЭУ (кВт),
установленных в странах

Страна	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Китай	472	636	610	600	681	709
Дания	560	687	750	931	850	1443
Германия	623	783	919	1101	1281	1397
Индия	279	283	283	401	441	553
Испания	422	504	589	648	721	845
Швеция	550	590	775	802	1000	112
Англия	514	615	617	795	941	843
США	707	723	720	686	908	893

Таблица 4
Дополнительные «скрытые» затраты при
использовании ТЭС и АЭС

Энергоисточник	"Скрытые" затраты
АЭС	0,2 – 0,7 €цент/кВт*час
ТЭС на газе	1,0 – 4,0 €цент/кВт*час
ТЭС на угле	2,0 – 15,0 €цент/кВт*час
ТЭС на нефти	3,0 – 11,0 €цент/кВт*час
ГЭС	0,0 – 0,25 €цент/кВт*час

Таблица 5
Мировые ветроэнергетические ресурсы и
технический ветроэнергетический потенциал
офшорных зон 15 стран Европейского Содружества и Норвегии

Страна	Суммарное потребление энергии, ТВт*час/год	Технический ВЭП ГВт*час/год (Установленная мощность, ГВт)	20 % потребление ВЭР ТВт*час/год	Резерв ВЭР сверх 20 % лимита ТВт*час/год
Австрия	60	3 (1.5)	3	
Бельгия	82	5 (2.5)	5	
Дания	31	10 (4.5)	6,2	3,8
Финляндия	66	7 (3.5)	7	
Франция	491	85 (42.5)	85	
Германия	534	24 (12)	24	
Англия	379	114 (57)	75,8	38,2
Греция	41	44 (22)	8,2	35,8
Ирландия	17	44 (22)	3,4	40,6
Италия	207	69 (34.5)	41,4	27,6
Люксембург	1	0		
Нидерланды	89	7(3.5)	7	
Португалия	32	15 (7.5)	6,4	8.6
Испания	178	86 (43)	35,6	50.4
Швеция	176	41 (20.5)	35,2	22.8
Норвегия	116	76 (37)	23,2	
ИТОГО	12,874	16,929	22,952	29,329

эффективная экономическая поддержка отрасли, которая может быть выражена:

либо в создании равных для ВЭ условий с невозобновляемой энергетикой,

либо дотациями ВЭ разного вида: льготные тарифы на электроэнергию ВЭУ, льготные банковские ссуды, снижение налогов на производство ВЭУ и пр.

Мировые энергетические запасы ветроэнергетических ресурсов, ТВт · час/год

Западная Европа	4 800
Восточная Европа и бывший СССР	10 600
Азия без Республик бывшего СССР	4 600
Северная Америка	14 000
Латинская Америка	5 400
Австралия	3000
Африка	10 600
Итого:	53 000

Таблица 6
Основные ориентиры развития мировой ветроэнергетики до 2040 г.

Год	Среднегодовой рост ВЭ, %	Среднегод.уст. мощность, МВт	Суммарная мощность ВЭУ, МВт	Среднегодовая выработка, ТВт*час	Мировое потребление, ТВт*час/год	Вклад ВИЭ в производство эл.энергии, %
2002	25	7 227	32 037	64,5	16 233	0,0
2003	25	9 034	41 071	86,3	16 666	0,52
2004	25	11 292	52 363	110,1	17 110	0,64
2005	25	14 115	66 478	139,8	17 567	0,80
2006	25	17 644	84 122	184,2	18 035	1,02
2007	25	22 055	106 177	232,5	18 156	1,26
2008	25	27 569	133 746	292,9	19 010	1,54
2009	20	33 083	166 829	365,4	19 517	1,87
2010	20	39 699	206 528	452,3	20 037	2,26
2011	20	47 639	254 167	556,6	20 532	2,71
2012	20	57 167	311 333	763,2	21 040	3,63
2013	20	68 600	379 933	931,1	21 560	4,32
2014	20	82 320	462 253	1133,8	22 093	5,13
2015	15	94 668	556 922	1366,2	22 639	6,03
2016	15	108 868	665 790	1633,0	23 198	7,04
2017	15	125 199	790 988	1940,1	23 771	8,16
2018	10	137 718	928 707	2277,9	24 359	9,35
2019	10	151 490	1080 197	2649,5	24 961	10,61
2020	0	151 490	1231 687	3021,1	25 578	11,81
2030	0	151 490	2592 424	6358,7	31 524	20,17
2040	0	151 490	3082 167	8099,9	36 585	22,14

Таблица 7
*** Прогноз вклада регионов в мировую ВЭ в 2020 г. при 12 %-м сценарии**

Регион	Вклад регионов в мировую ВЭ в 2020г., ГВт	Вклад регионов в ВЭ в 2020г., %	Суммарная выработка электроэнергии в мире в 2020г., ТВт*час/год
Европа	230	19,2	4 339
Северная Америка (США 250000, Канада 60000)	310	25,8	6 702
Океания	90	7,5	2 317
Латинская Америка	100	8,3	1 566
Восточная Азия	70	5,8	1 461
Южная Азия	50	4,2	1 505
Китай	170	14,2	3 461
Средний Восток	25	2,1	899
Развивающиеся страны	130	10,8	2 238
Африка	25	2,1	1 091
Мир в целом	1 200	100	25 579

* 45 % установленных мощностей ВЭ — Объединенная Европа и США с Канадой.

Таблица 8
Прогноз инвестиций в мировую ВЭ в 2002 – 2020 гг. при 12 %-м сценарии.

Год	Годовая мощность ГВт	Цена, €/кВт	Инвестиции, млрд. €/год	Суммарные инвестиции, млрд. Ъ	Число рабочих мест
2002	7 227	823	5 947	5 947	141 505
2003	9 034	797	7 198	13 145	171 286
2004	11 292	770	8 690	21 834	206 780
2005	14 115	746	10 525	32 360	250 460
2006	17 644	721	12 714	45 074	302 543
2007	22 055	695	15 319	60 393	364 528
2008	27 569	670	18 466	78 859	439 416
2009	33 083	645	21 349	100 208	508 025
2010	39 699	623	24 725	124 933	588 348
2011	47 639	608	28 973	153 906	689 430
2012	57 167	594	33 930	187 836	807 402
2013	68 600	580	39 777	227 613	946 532
2014	82 320	566	46 601	274 214	1108 924
2015	94 668	553	52 342	326 556	1245 524
2016	108 868	540	58 809	385 365	1399 406
2017	125 199	528	66 093	451 458	1572 732
2018	137 718	516	71 131	522 589	1692 633
2019	151 490	506	76 627	599 216	1823 416
2020	151 490	497	75 233	674 449	1790 233

Плюс к этому под офшорные ВЭС может быть задействовано до 150000 км² шельфовых акваторий с глубиной до 35 м, обладающих ветропотенциалом, остаточным для покрытия электропотребления всей Европы.

Суммарные мировые запасы ВЭР составляют ~ 53000 ТВт*час/год, что вдвое больше ожидаемого мирового потребления электроэнергии в 2020 г. (25578 ТВт*час/год).

Во всех регионах мира запасы ВЭР существенно превышают 20% -ный рубеж ожидаемого к 2020 г. потребления электроэнергии.

В результате реализации принятых планов ветроэнергетика займет значительное место в мировом энергобалансе. Приведенные планы являются научно и технически обоснованными, подкреплены правовыми и финансовыми гарантиями ЕС.

Важно отметить, что рост мировой ветроэнергетики обеспечивается во многом странами, не обладающими мощным техническим и экономическим потенциалом (Индия, Китай, Испания), которые вышли в мировые лидеры в короткие сроки (3 – 4 года).

На наш взгляд, Россия с ее богатейшими ветровыми ресурсами, техническим потенциалом и опытом имеет все возможности занять достойное место в ряду стран — ветроэнергетических лидеров.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМАССЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ
И ЭКСПОРТЕ ТОПЛИВА

Панцхава Е.С., Пожарнов В.А., ЗАО Центр «ЭкоРос»

Вклад биомассы в мировое производство энергии

К 2030 г. потребление энергии в мире вырастет на 60% [1]. Эта тенденция потребует увеличения производства различных видов энергоносителей и их источников.

Одна из особенностей решения этой проблемы в XXI в. состоит в том, что энергопроизводство должно быть экологически чистым.

Совершенно очевидно, что все вышесказанное потребует увеличения вклада биомассы в общий энергобаланс.

Скорость прироста вклада биомассы в энергобаланс мира намного меньше, чем у других типов возобновляемых источников энергии. Но вклад биомассы в 2001 г. составлял 1,1 – 1,2 млрд. тонн нефтяного эквивалента (т н.э.) при общем вкладе всех ВИЭ — 1,36 млрд. т н.э. при общем производстве энергии в мире — 10 млрд. т н.э. (табл. 1).

К 2040 г. общее потребление энергии в мире прогнозируется на уровне 13,5 млрд. т н.э. (100%), вклад всех ВИЭ к этому периоду — 47,7% или 6,44 млрд. т н.э., тогда как вклад биомассы составит 23,8% или 3,21 млрд. т н.э.

В 2003 г. вклад биомассы в общий энергобаланс Европейского Союза (15 стран) составил 3,6%, что несколько выше, чем все остальные возобновляемые источники энергии (3,4%). К 2010 г. этот вклад планируется довести до 12% (25 стран ЕС) [4], что обусловлено необходимостью защиты окружающей среды, особенно от транспортных выбросов, и уменьшения зависимости ЕС от импорта энергоносителей.

Таблица 1

Рост вклада биомассы в общее потребление энергии в отдельных странах [3]

Страны	Традиционная биомасса (в процентах к общему использованию энергии)	
	1980 г.	1997 г.
Дания	0,4	5,9
Япония	0,1	1,6
Германия	0,3	1,3
Нидерланды	0,0	1,1
Швеция	7,7	17,9
Швейцария	0,9	6,0
ОК (Англия)	0,0	3,3
США	1,3	3,8

Вышесказанное может отразиться и на экспорте российских энергоносителей, хотя Россия может восполнить возможные потери в экспорте традиционных энергоносителей производством и экспортом экологически чистых видов топлив.

Основными направлениями использования биомассы в целях энергетики Европейского Союза [4] являются:

производство пиллет и древесной щепы (прямое сжигание);

газификация и пиролиз («синтез»- газ или по-европейски — «биосингаз», «сингаз», метанол для транспорта);

производство биоэтанола;

производство биодизельного топлива;

производство биоводорода;

производство биогаза.

Прогноз потребления биотоплив в Европе 2005, 2010 и 2020 гг. дает соответственно 5,0, 17,0 и 37,0 млн. т н.э./год при стоимости 1 т н.э. — 350 – 450 EURO.

Производство пиллет

Производство пиллет включает 5 основных стадий: складирование и подготовка сырья; сушка сырья до влажности 18 – 19 %; производство пиллет; охлаждение пиллет; упаковка и складирование.

Характеристика пиллет: энергосодержание — 17 – 18 МДж/кг; плотность 650 – 700 кг/м³; диаметр — 6 – 16 мм; длина — 20 – 30 мм; содержание золы — 0,4 – 1,0%; влажность — 7 – 12%. 3 м³ древесных пиллет по энергосодержанию эквивалентны 1 м³ нефти [5]. Стоимость одной тонны пиллет — 60 – 90 EURO.

Пиллеты могут быть использованы для производства биосингаза и биоводорода, метанола быстрого пиролиза; газификации; прямого сжигания.

Пиллеты широко используются в странах ЕС для получения тепловой и электрической энергии. Например, в Австрии общее количество приобретенных бытовых бойлеров, использующих пиллеты, за период с 1997 по 2003 годы составило около 22 тысяч комплектов или по годам: 1997 — 425; 1998 — 1323; 1999 — 2128; 2000 — 3466; 2001 — 4932; 2002 — 4492; 2003 — 5193 [6].

Газификация

Из 1 кг пиллет можно получить около 0,6 кг «биогаза» (0,28 кг н.э./кг пиллет).

Сырье для газификации: древесина, солома, стебли кукурузы, багасса, отходы растениеводства и лесопереработки, специальные плантации. Стоимость 1 т биогаза составляет 250 EURO (500 EURO за 1 т н.э.) при стоимости исходной биомассы 20 EURO/т (с влажностью 10%) и мощности завода 130 т биогаза/год. Биосингаз используется для получения водорода, метанола, аммония, электрической энергии и серы.

Для получения биосингаза все шире используются твердые бытовые отходы (ТБО) [7].

Состав сингаза, получаемого из ТБО при $T = 1200\text{ C}$: водород — 25 – 42%, угарный газ — 25 – 42%, углекислый газ — 10 – 35%, азот — 2 – 5%, метан >1% и содержит следы сероводорода.

При получении син-газа при газификации ТБО выполняется следующий массовый баланс [7]: в качестве сырья используются 1000 кг ТБО + 514 кг кислорода и природного газа = 1514 кг, продуктами переработки являются: сингаз — 890 кг, минеральные вещества — 230 кг, металлы — 29 кг, сера — 2 кг, цинковые соединения — 3 кг, смесь солей — 10 кг, чистая вода — 350 кг, всего 1514 кг.

Технологии получения сингаза при газификации ТБО отработаны во многих странах.

В Японии в провинции Чива работает завод по переработке 300 тонн ТБО/сутки для производства сингаза, идущего на получение водорода для сталелитейного завода. В провинциях Мутсу, Нагасаки и Токушима работают заводы по переработке ТБО мощностью соответственно 140, 300 и 120 т/сутки для производства электроэнергии, в провинции Курашики — 555 т/сутки для сталелитейного завода, в провинциях Юории и Изуши — 450 и 95 т/сутки для эксплуатации паровых турбин.

В Италии, в местечке Фондоттоц, работает электростанция на сингазе, получаемом при газификации ТБО на заводе мощностью переработки 95 т ТБО/сутки.

В Германии в г. Карлсруэ работает завод по переработке ТБО в сингаз мощностью 720 т/сутки, используемый для производства тепловой энергии для муниципальных целей и эксплуатации паровых турбин.

Пиролиз

Пиролиз — процесс переработки лигнол-целлюлозного материала без доступа воздуха для получения жидких органических топлив (бионефти).

В Канаде в провинции Онтарио (Зап. Лори) в компании «Дина Мотив энеджерджи систем» работает завод по получению бионефти пиролизом мощностью переработки 200 т/сутки [8].

Для этого процесса можно использовать до 20 видов биомассы, из которых пиролизом получают от 58 до 80% бионефти на 1 тонну исходного сырья: кукурузная шелуха, ель, сосна, лиственница, багасса, береза, черный тополь, кедр, солома, ТБО. Наилучшим является кукурузная шелуха, которая дает до 80% бионефти, 12% активированного угля, 7% газов на 1 тонну. Сосново-еловая древесина (смесь) дает до 70% бионефти, 14% — угля, 13% газов, солома пшеницы — 58% бионефти, 18% угля, 24% газов.

Получение биоэтанола (C_2H_5OH)

Молекулярный вес 46,1, содержание С — 52,1%, H_2 — 13,1%, O_2 — 34,7%, $C/H = 4$, стехиометрическое отношение (воздух/этанол) = 9,0. В качестве сырья используются сахарная свекла, сахарный тростник, кукуруза, пшеница, картофель, сладкое сорго, кагава [5], табл. 2, 3.

Таблица 2
Производство спирта из разных культур с 1 га и стоимость 1 м³ [5]

Сырье	Объем пр-ва т C_2H_5OH /га	Стоимость USD /м ³
Сахарная свекла(15 Евро/т)	2.5 – 3.0	300 - 400
Сахарный тростник	3.5 – 5.0	160
Кукуруза	2.5	250 - 400
Пшеница	0.5 - 2.0	380 - 400
Картофель	1.2 - 2.7	800 - 900
Сладкое сорго	3.0 - 5.0	200 - 300
Кассава	1.5 - 6.0	700
Синтетический спирт		540 (min)
ТБО	20 м ³ /т	

Таблица 3
Мировой рынок этанола [5]

Бразилия	160 EURO/м ³
Бразилия (безводный спирт)	220 EURO/м ³
США (безводный спирт)	250 EURO/м ³
Европа (безводный спирт из сах. св.)	350 - 450 EURO/м ³
Импорт спирта в Европу	190 EURO/м ³

Мировая потребность в этаноле оценивается в объеме 2 млрд. м³/год [9] при его современном мировом производстве 32 млн. м³ т, из которого 4 млн. м³ т составляет пищевой этанол, 8 млн. м³ т — этанол для химической промышленности и 20 млн. м³ т — топливный этанол. 7% этанола производят химическим синтезом,

93% — брожением; 60% получают из сахара, 40% — из зерна. По прогнозам, к 2020 г. производство и потребление этанола в мире составит ≈ 120 млн. т, при этом только на долю США и Канады планируется до 40 млн. т.

Бразилия, лидер мирового производства спирта, в 1999 г. производила 6,5 млн. м³ этанола в год, что обеспечивало 13% ее общих потребностей в энергоресурсах и 19% потребности в жидком топливе (для ДВС используется 26%-ная смесь этанола с бензином, для дизельных двигателей — 3%-ная смесь), что позволило сэкономить 35,6 млрд. USD (1 баррель спирта и бензина составляют соответственно 25 и 35 USD). Современное годовое производство этанола в Бразилии составляет 13 млн. м³ (из сахарного тростника) при потреблении 12,6 млн. м³ /год.

США занимает второе место в мире по производству этанола — 5,5 млн. м³ в 2003 г., при этом 90% этанола получают из кукурузы, 8% — из сорго [10]. В 2004 году производство этанола в США должно было составить 12,7 млн. м³ с использованием для этих целей 13% урожая кукурузы. Конгресс США рассматривает законопроект, предусматривающий увеличение производства этанола в 3 раза, его потребление к 2012 – 2015 гг. составит около 19 млн. м³.

В штате Калифорния, после введения запрета на использование метилтретбутилового эфира, 70% бензина, применяемого на юге штата, и 57% — на севере штата используют в смеси с этанолом, при этом добавление одной части этанола в бензин ведет к экономии трех частей нефти. Спирт является единственным возобновляемым жидким топливом, использование которого в качестве добавок к бензину не требует изменения конструкции двигателей.

Однако кукуруза не лучшее сырье для производства этанола, так как затраты на производство из нее в 2 раза выше стоимости затраченного топлива. Более перспективными для этих целей являются древесная целлюлоза или традиционные источники сахарозы и крахмала: сахарная свекла (меласса, свекольный жом), багасса, сладкое сорго, картофель и пр. В этом плане представляет интерес Европейский проект «Сладкое сорго». С 1 га сладкого сорго можно получить: багассы (сухой) 15 т, зерна 5 т, сахара 7 т, листьев 1,9 т, корней 2,3 т, этанола 3 – 5 м³.

Другие виды биотоплив

Биоэтилтретбутиловый эфир: получается смешиванием биоэтанола — 48% по объему — и третичного бутанола с последующим нагре-

ванием в присутствии катализаторов (октановое число — 112); используется в смеси с бензином для любых двигателей.

Биодизельное топливо — продукт эритрификации растительных масел — альтернатива дизельному топливу из нефти, мировое потребление которого сегодня составляет ≈ 145 л/чел. в год.

Современное производство биодизельного топлива согласно [9] в настоящее время составляет: всего в мире 1,7 млн. т/год, в странах Европейского Союза 1,5 млн. т/год, в Восточной Европе 0,1 млн. т/год, в США 0,07 млн. т/год. По прогнозу к 2020 году мировое производство и потребление биодизельного топлива может составить 23 млн. т.

В Европе для получения дизельного топлива используется рапсовое масло (1 – 1,5 т/га). Растительное масло эритрифизируется метанолом (1 тонна масла + 100 кг метанола + 100 кг глицерина) и добавляется далее в количестве 5% к дизельному топливу. Однако современные дизельные двигатели могут работать на 100%-ном биодизельном топливе.

Биометанол может стать предпочтительным топливом для топливных элементов, получаемый из сингаза или смеси Н₂ и СО, получаемых из биомассы в присутствии О₂. (Производство синтетического метанола составляет 27 млн. т/год).

Биометилтретичнобутиловый эфир (аналогичен биоэтилтретбутиловому эфиру), получаемый смешиванием биометанола (36 % по объему) и третичного бутанола при нагревании в присутствии катализаторов.

Биодиметил эфир добавляется к дизельному топливу (2%) для улучшения его качеств, получается из сингаза или чистого метанола в присутствии алюмосодержащих катализаторов.

Биосинтетические топлива: ряд чистых биосинтетических топлив может быть получен из биосингаза, вырабатываемого из биомассы, или из водорода и угарного газа по реакции Фишера-Тропша.

Производство биоводорода. *Биоводород* — продукт переработки биомассы — превосходящее чистое топливо, в 3 раза более энергоемкое, чем нефть на единицу веса, не дает углекислого газа в атмосферу в процессе сгорания, как все углеродсодержащие топлива.

Известно несколько путей его получения: брожением сахаросодержащего или крахмалистого сырья (багассы, мелассы и т.д.); электролизом воды при использовании био-

электричества — эффективный, но дорогой процесс (стоимость получаемого водорода составляет 2000 – 3000 EURO/т с энергозатратами на его производство 4,5 кВт*час/м³);

каталитическим изменением биосингаза — смеси угарного газа/водорода, получаемых из твердой биомассы. Стоимость производства составляет ≈ 1700 EURO/т через паровое преобразование угольных пиллет, получаемых из биомассы (30 EURO/т);

разделением биосингаза на мембранах;

получение из водного раствора биоэтанола (99% -ное превращение при 75% -ной конверсии энергии);

получение из биометанола через паровое реформирование.

Производство биогаза. *Биогаз* — смесь 55 – 75% метана и 25 – 45% CO₂ — получается метановым брожением биомассы (80 – 90% влажности). Его теплотворная способность составляет от 5 тыс. до 7 тыс. ккал на 1 м³ и зависит от концентрации метана в его составе. Количество метана, в свою очередь, зависит от биофизикохимических особенностей сырья и в некоторых случаях от применяемой технологии. Выход биогаза на одну тонну сухого вещества составляет: 250 – 350 м³ из отходов крупного рогатого скота, 400 м³ — из отходов птицеводства, 300 – 600 м³ из различных видов растений, до 600 м³ — из отходов (барды) спиртовых и ацетано-бутиловых заводов.

Лидером по количеству крестьянских биогазовых установок является Китай (более 10 млн.), производящих в год ≈ 7 млрд. м³ биогаза, что обеспечивает в топливе около 60 млн. крестьян.

Среди промышленно развитых стран ведущее место в производстве и использовании биогаза занимает Дания: в этой стране биогаз обеспечивает до 18% общего энергобаланса страны.

С 1987 по 1995 гг. в Европе построено более 150 крупных промышленных биоэнергетических станций на базе использования биогаза [11]. В 2001 году в мире было введено в эксплуатацию более 1000 биогазовых установок и станций, из них: 45% в Европе, 15% в США, далее идет Бразилия и другие страны (Китай, Индия и т.д.).

Значительная часть производимого биогаза используется для получения электрической энергии с к.п.д. 31%, производительность по электроэнергии варьирует от 48 до 104 кВт*час на 1 тонну перерабатываемого сырья, как правило, органических отходов [11].

К производству биогаза относится также получение лэндфилл-газа или биогаза, вырабатываемого из твердых отходов мусорных свалок [12] и используемого в настоящее время для производства электрической и тепловой энергии во многих странах (табл. 4).

Таблица 4
Количество различных типов энергооборудования в мире по использованию лэндфилл-газа

Тип оборудования	Количество
Газовые двигатели (двигатели внутреннего сгорания)	581
Газоводяные котлы	277
Теплоэлектростанции	187
Газовые турбины	39
Системы выпаривания	17
Печи для обжига	14
Системы очистки газа до качеств природного газа	13
Паровые турбины	11
Комбинированные циклы	7
Микротурбины	3
Транспортное топливо	2
Топливный элемент	1
Итого:	1152

В США к 2002 г. находилось в эксплуатации 350 заводов по производству лэндфилл-газа, в Европе — 750 заводов, всего в мире — 1152; общее количество производимой энергии — 3929 МВт, количество обрабатываемых отходов — 4548 млн. т, общая скорость (мировая) выделения лэндфилл-газа — 1,6 млн. м³/час, средняя скорость выделения лэндфилл-газа — 3,1 м³/т в год (рис. 1, 2).



Рис. 1. Завод по производству лэндфилл-газа в местечке Сэиксаль, Португалия

Общий объем переработки ТБО — 4 млн.т/год, газ используется для электростанции мощностью 2 МВт.

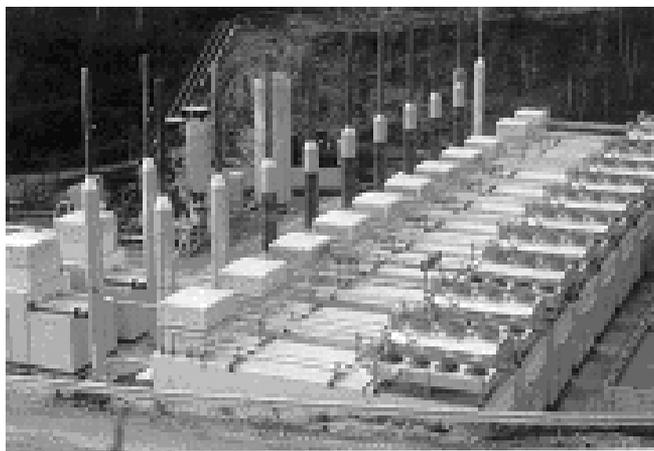


Рис. 2. 13-модульная электростанция, использующая лэндфилл-газ в Мон-Сант-Гуиберт, Бельгия. Перерабатывает 300 тысяч тонн ТБО в год, мощность электростанции 9,5 МВт, мощность модуля — 700 кВт, скорость производства лэндфилл-газа с 50% -м содержанием метана — 5500 м³/час.

Достижения различных стран — развитых и развивающихся — в области производства и потребления биотоплив представляют значительный интерес для решения локальных энергетических проблем в современной России.

Современное состояние и потенциальные возможности биоэнергетики в России

Приведенные ниже потенциальные возможности производства биотоплив в России рассчитаны на основании запасов сырья различного вида, мощности существующих или существовавших относительно недавно производств, а также современных достижений отечественной науки и техники.

Использование древесины

Россия может стать крупным экспортером древесной щепы и пиллет для Европы и других стран. Россия — мировой лидер по лесным ресурсам — обладает четвертой частью мировых запасов древесины, оцениваемых в 82 миллиарда м³ или 41 млрд. т. Леса занимают 2/3 территории России, их площадь составляет ≈ 1,2 млрд. га.

В целях энергетики без нанесения ущерба для лесных плантаций можно перерабатывать, как минимум, до 0,16% ежегодно, или 130 м³ древесины (65 млн. т). Стоимость экспорта такого количества может составить 3,9 млрд. EURO, а энергоемкость — $1,1 \cdot 10^{18}$ Дж.

Для производства пиллет можно использовать солому злаковых и крупяных культур, масса которой ежегодно составляет 80 – 100 млн. т.

Экспорт пиллет только из половины этой массы может дать до 1,2 млрд. EURO. Суммарные же потенциальные возможности от производства и экспорта пиллет для России могут составить 5,1 млрд. EURO в год.

Однако переработка соломы и древесины в таком объеме требует больших инвестиций для создания производственных мощностей и инфраструктуры.

Газогенерация и пиролиз

В этой области биоэнергетики и в создании современного оборудования для газификации твердой биомассы (древесины, лузги, ТБО) в России достигнуты вполне реальные успехи.

Компанией «ЭНЕРГОТЕХНИКА» создано несколько типов газогенераторов:

газогенератор Г-3М мощностью 4 МВт, использующий в качестве топлива лузгу подсолнечника. Расход топлива — 30 т/час, к.п.д. = 86%, место установки — г. Пологи Запорожской обл., Украина;

газогенератор Г-50 мощностью 100 кВт с расходом топлива 40 кг/час, к.п.д. 76% и выходом сухого газа 70 м³/час;

газогенератор УТГ-600 мощностью 600 кВт с к.п.д. = 83%, расходом топлива 380 кг/час и выходом сухого газа 500 м³/час (рис. 3).



Рис. 3. Газогенератор УТГ-600

При переработке вышеуказанных потенциальных объемов древесины и соломы методами газификации в «синтезгаз» можно получать в год до 85 млрд. м³ «синтезгаза» на сумму 15 млрд. EURO [5].

Перспективы получения этанола

Экспорт транспортного этанола также может стать в перспективе серьезным источником ва-

люты и экологически чистым энергетическим товаром России на международном топливном рынке. Для этого Россия располагает мощностями, использующими гидролизные технологии и позволяющими производить до 0,2 млн. т гидролизного спирта.

В 2003 г. в России произведено из пищевого сырья (главным образом, из зерна) 1,31 млн. м³ этанола, производство синтетического этанола составило 0,15 млн. м³, технического гидролизного этанола — 0,044 млн. м³.

Однако гидролизные технологии, основанные на использовании серной кислоты, являются экологически вредными. Необходимо разрабатывать современные экологически чистые технологии эффективного разложения древесины на целлюлозу (полимер глюкозы) и лигнин.

Другими видами сырья, обеспечивающими производство этанола в России, могут быть меласса (отходы сахарного производства), свекловичный жом, картофельный крахмал, сладкое сорго.

Объемы производства мелассы в 2003 г. составили 1,1 млн. т, из которых можно получить 330000 м³ этанола стоимостью 99 млн. USD. Объемы производства свекловичного жома в 2003 г. составили 17,4 млн. т, выход этанола из которого может составить 380 тысяч м³ на сумму 114 млн. USD. Общий выход этанола только из отходов производства сахара может составить 710 тысяч м³ на сумму 213 млн. USD.

Для производства этанола можно использовать непосредственно сахарную свеклу, урожай которой в 2003 г. в России составил 21,7 млн. т, при среднем содержании сахара в ней 16%; выход этанола мог бы составить 1,7 млн. м³ на сумму 510 млн. USD.

Вторым сырьевым источником крахмала для производства этанола в России является картофель. Из 1 тонны картофеля можно получить до 60 л этанола. При урожае картофеля в России в 2004 году \approx 36,6 млн. т объем произведенного из него этанола мог бы составить 2,2 млн. м³ на сумму 660 млн. USD. Таким образом, производство картофеля для производства этанола могло бы оказать существенное влияние на подъем экономики во многих регионах страны. Для выхода на производство этанола в объемах современного его производства в США в России нужно засеять картофелем до 15 млн. га.

Третьим потенциальным сырьем для производства этанола в России может стать сладкое сорго, культивируемое на Северном Кавказе, Даль-

нем Востоке и в Поволжье. Из 1 тонны сорго получают 800 — 850 л сока с содержанием 20% углеводов или \approx 80 л этанола, или с 1 га при урожайности сорго \approx 20 — 30 т/га можно получить около 2 м³ этанола на сумму \approx 600 USD.

Таким образом, перспектива развития производства этанола в России с последующим его экспортом достаточно оптимистичны. Но, совершенно очевидно, что основным сырьем для его производства в России должна стать древесина, что требует создания современных технологий ее разложения на лигнин и целлюлозу.

Получение биоводорода

Основными методами получения биоводорода из биомассы являются ацетоно-бутиловое или бутиловое брожение сахарозы или крахмала, получаемых из сахарной свеклы.

Схема ацетоно-бутилового брожения: 2М глюкозы = 1М бутанола + 1М ацетона + 4М Н₂ + 5М СО₂.

Выход водорода из 1 т мелассы — 80 м³; при имеющейся средней урожайности с 1 га плантаций сахарной свеклы (мелассы) можно получить до 140 м³ водорода, то есть из всей произведенной в 2003 г. сахарной свеклы (мелассы) могло быть получено 88 млн. м³. Помимо водорода с 1 т мелассы получают также до 114 кг бутанола и до 36 кг ацетона, или со всего годичного объема мелассы может быть произведено 125 000 т бутанола и 40 000 т ацетона.

Схема бутилового брожения: 3М глюкозы = 1М бутирата + 1М ацетата + 6М СО₂ + 9М Н₂ + 4М Н₂О

На 1 т мелассы можно получить до 140 м³ водорода, с 1 га плантаций сахарной свеклы — 245 м³ или из всего урожая сахарной свеклы 2003 года — 154 млн. м³ водорода.

В СССР до конца 80-х годов прошлого столетия работало 4 ацетоно-бутиловых завода: в Грозном, Нальчике, Талице (Свердловской обл.) и Ефремове (Тульской обл.). Суточное производство на Ефремовском заводе при полной загрузке составляло до 50 тонн растворителей (бутанола, ацетона, этанола в их весовом соотношении 13 : 4 : 1) и до 29 тыс. м³ водорода, или в год 15000 т растворителей и до 8,7 млн. м³ водорода. Грозненский завод давал в сутки до 74 т растворителей и 43 тыс. м³ водорода (или в год 22 тыс. т растворителей и до 13 млн. м³ водорода).

В то время весь образующийся в ходе производства водород выпускался в атмосферу (углекислота шла на производство жидкой и твердой углекислоты).

В 1967 г. на Ефремовском и в 1969 г. на Грозненском ацетано-бутиловых заводах были введены в эксплуатацию цеха по производству кормового витамина В-12 методом термофильного метанового брожения жидких отходов этих производств — барды (3000 м³/сутки). Кроме витамина В-12 каждый цех производил в сутки до 30 тыс. м³ биогаза, который целиком использовался для производства тепловой энергии для всего производственного цикла.

Таким образом, к 70-м годам в СССР впервые в мире были созданы промышленные производства биотоплив из биомассы (биоводорода, биометана, биобутанола, биоацетона, биоэтанола).

К сожалению, к концу 90-х годов действующими остались только Грозненский и Ефремовский заводы, производство на которых сильно сократилось. В настоящее время, видимо, еще можно восстановить имевшиеся мощности Ефремовского ацетано-бутилового завода.

Перспективным является производство биоводорода и из картофеля, при ацетанобутиловом брожении которого с 1 т картофеля можно получить 25 м³ водорода, 340 кг бутанола и 110 кг ацетона. С 1 гектара картофельных плантаций при средней урожайности производится 875 м³ водорода + 12 т бутанола + 4 т ацетона. При бутиловом брожении выход водорода с 1 т картофеля составляет 42 м³ или с 1 гектара плантаций — 1500 м³ водорода.

При производстве водорода из сладкого сорго из 1 т стеблей можно получить до 30 м³ водорода, 114 кг бутанола и 40 кг ацетона (соответственно с 1 га плантаций сладкого сорго: 900 м³ водорода, 3,4 т бутанола и 1,2 т ацетона) при ацетанобутиловом брожении и до 50 м³ (соответственно с 1 га плантаций сладкого сорго ≈ 900 м³) водорода при бутиловом брожении.

Биодизельное топливо — перспективы производства в России

Россия имеет все возможности для выработки растительных масел с целью производства и экспорта биодизельного топлива. Основным сырьем для этого являются подсолнечник, лен, горчица; небольшой объем занимают кукуруза, соя и рапс.

Ведущее место занимает подсолнечник. В 2000 г. Россия произвела более 4 млн. т растительных масел.

Очень перспективным для этих целей является расширение посевов льна в средней полосе России — традиционно русской сельскохозяй-

ственной культуры — с производством льняного волокна и семян для отжима масла, а также подсолнечника, сои и рапса в южных регионах.

Производство биогаза

В силу целого ряда топливно-энергетических, экономических, экологических и климатических причин в России (ранее в СССР) с начала 80-х годов в соответствии с решениями Правительства ведущее место в направлении использования биомассы для целей энергетики, помимо газификации древесины и лигно-целлюлозных материалов, занимало развитие биогазовых технологий по производству биогаза, тепловой и электрической энергии из органических отходов сельскохозяйственного производства, пищевой и легкой промышленности, а также стоков и твердых бытовых отходов городов. В данном направлении были достигнуты ощутимые практические результаты, позволяющие внедрять эти технологии в любой глубинке России, в любом маленьком городке, деревне или отдельном хуторе.

Например, научно-производственным центром «ЭКОРОС» разработаны и реализованы высокорентабельные биогазовые технологии и оборудование со сроком окупаемости 1 – 1,5 года, которые могут эффективно эксплуатироваться в любом климатическом регионе России.

Переработка 1 т отходов крупного рогатого скота (85% влажности) дает до 40 м³ биогаза, содержащего 55 – 60% метана (22 – 24 тыс. кДж/нм³) и 40 – 45% СО₂, не содержащего сероводорода в отличие от других биогазовых технологий. Биогаз перерабатывается в электрическую (75 – 80 кВт*час/сут.) или тепловую энергию (220 кВт*час/сут.) и в органические удобрения (до 1 т/сут.), заменяющие до 100 – 150 т исходных отходов. Расход таких удобрений на 1 гектар в зависимости от выращиваемых культур составляет 1 – 3 т. 1 т исходных отходов КРС в Московской области стоит 100 – 120 руб., а рыночная цена произведенных удобрений по месту производства составляет 4500 – 5000 руб. при розничной цене (в сезон 2004 г.) — 8000 – 10 000 руб./т.

ИБГУ-1 перерабатывает до 200 кг отходов крупного рогатого скота и производит в сутки до 10 – 12 м³ биогаза при температуре процесса 52 – 55°C (рис. 4).

В 2002 г. в агрохозяйстве «Красная пойма» Всероссийским институтом электрификации сельского хозяйства введена в эксплуатацию биогазовая установка с реактором-метантенком объемом 65 м³, перерабатывающая 6,5 т



Рис. 4. Индивидуальная биогазовая установка для крестьянского хозяйства — ИБГУ-1

отходов КРС в сутки и производящая 65 м³/сут. биогаза и 6,5 т/сут. удобрений [14]. Отпускная цена 1 т таких удобрений, получивших название «БИОУД-1» и достаточных для обработки 1 га угодий с соответствующим повышением урожая картофеля до 20% (на 60 ц/га), для оптовых покупателей в сезон 2004 г. составляла 5 тыс. руб.

Россия ежегодно накапливает до 300 млн. т (по сухому веществу) органических отходов: 250 млн. т в сельскохозяйственном производстве, 50 млн. т — ТБО, являющихся прекрасным сырьем для производства биогаза. Потенциальный объем ежегодно производимого биогаза может составить 90 млрд. м³, что эквивалентно 40 млн. т н. э. на сумму ≈ 20 млн. EURO. Общая потенциальная стоимость производимых в России биотоплив (сингаз и биогаз) может быть доведена до 35 млрд. EURO в год.

Таким образом, Россия имеет все возможности для интенсивного развития, практически, всех современных направлений по использованию биомассы (пиллеты, биоводород, биоэтанол, биодизельное топливо, сингаз, биогаз) в целях энергетики и последующем экспорте отдельных видов биоэнергосистем, и в первую очередь пиллет и транспортного этанола.

Все вышеизложенное может представлять большой практический интерес для российских и иностранных лесоперерабатывающих компаний, Газпрома, нефтяных компаний, предприятий сельского хозяйства.

Современные российские реалии — особенность экономического развития на данном этапе и в ближайшие годы, климатические особенности регионов, неравномерное распре-

Таблица 5
Экономическая эффективность биоэнергетических установок ИБГУ-1 и БИОЭН-1 и органических удобрений «БИОУД-1»

№	Показатели	ИБГУ-1	БИОЭН-1
1	Стоимость установки, тыс.руб., 2004 г.	170	360
2	Годовая производительность по удобрениям, тонн	72	360
3	Общая стоимость удобрений, тыс. руб.	360	1800000
4	Окупаемость установки, месяцев	6	5
5	Максимальное количество обрабатываемых угодий, га	72	360
6	Общий дополнительный урожай картофеля (20%), тонн	430	2160
7	Стоимость дополнительного урожая, тыс. руб. (себестоимость на 2004 г. 4000 руб./т)	1296	6480
8	Окупаемость установок за счет реализации всего урожая, год	1/8	1/18

*Данные исследований почвенно-экологического Центра «Чашниково» МГУ им. Ломоносова [13]

деление природных источников энергоносителей, необходимость резкого улучшения в обеспечении индивидуального потребителя тепловой и электрической энергией в требуемом масштабе для создания комфортных условий обитания и по более дешевым тарифам, независимость такого обеспечения от местонахождения потребителя и возможных природных катаклизмов — требуют серьезного пересмотра стратегии и тактики в создании и распределении энергоносителей с переходом от политики жесткого централизованного обеспечения к политике рационального сочетания централизованного и автономного (индивидуального) энергообеспечения, или к созданию более широкой сети автономных энергосистем и оборудования от кустовых (на небольшой поселок — село или несколько домов) до одиночных (на каждый дом — особняк, виллу и т.д.) в зависимости от местонахождения потребителя и его обеспеченности энергоносителями.

И в этом случае ведущая роль будет принадлежать биотопливам.

Но для решения этой проблемы необходимо рассмотреть и решить две основных задачи:

экономическую — провести оценку экономической целесообразности создания широкой сети кустовых и индивидуальных систем производства и потребления топлива и энергии с учетом особенностей каждого конкретного региона;

техническую — создание технологий и широкого производства оборудования по подготовке сырья и его переработки в эффективные энергоноси-

тели с последующим получением тепловой и электрической энергии для кустовых и индивидуальных систем производства и потребления энергии.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Интервью академика *Е. Велихова* — директора Курчатовского атомного Центра России. В газете «Поиск» №3 за 13 марта 2001 г. 2. *A. Zervos, Ch. Lius, O. Schrafer*, Tomorrow's world, Renewable energy world, 2004, v. 7, n. 4. 3. *S.C. Bhattacharya*. Fuel for thought, Renewable energy world, 2004, v. 7, n. 6. 4. *W. Raldow*. Reseach in the 6th FP-future calls, Bio-energy enlarged perspectives, Budapest, 16 - 17 October, 2003. 5. *European Commission*, 2004, Refined Bio-fuels Pellets and Briquettes (LAMNET). 6. *Ch. Rakos*, Hotting up, Renewable energy world, 2004, v. 7, n. 4. 7. *W. Kaizer and M. Shimizu*. High-temperature gasification., Waste management world, 2004, November-December. 8. *R. Tonsing*. The new black gold, Renewable energy world, 2004, v. 7, n. 3. 9. *L. Fulton*. Driving ahead, Renewable energy world, 2004, v. 7, n. 4. 10. *Экспрессинформ*. Интернет — [www.einform.com.ua /agronovost/ Obeny_proyzvods_1181109.html](http://www.einform.com.ua/agronovost/Obeny_proyzvods_1181109.html). 11. *Панцхава Е. С., Пожарнов В. А.* Российские биогазовые технологии и их коммерциализация. //Сб. научных трудов Международной конференции «Энергоэффективность крупного промышленного региона», 7 - 9 июня 2004 г. Донецк, Украина. 12. *H. Willumsen*. Landfill gas recovery plants. Waste management world, 2004, July - August. 13. *Головков А. М., Лазарчик В. Е., Черкашина Н. Ф., Лазхарчик В. М.* Влияние нетрадиционного органического удобрения на урожай и качество сельскохозяйственных культур. //Сб. «Эколого-агрохимические проблемы воспроизводства плодородия почв в современных условиях, М.: МГУ им. Ломоносова, 2004. 14. *Чернышов А. А.*, Совершенствование биогазовых установок для производства удобрений из навоза КРС. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва: ВИЭСХ, 2004.

ЕСТЬ ЛИ ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОТОПЛИВА В ЖКХ?

Ракитова О.С., к.э.н., координатор биоэнергетических проектов, НП «Конфедерация ЛПК Северо-Запада»

Возможность использования биотоплива в жилищно-коммунальном хозяйстве — вопрос, который сейчас начинает обсуждаться в кругу российских специалистов. Конфедерация Лесопромышленного комплекса (ЛПК) Северо-Запада, предложив проект Государственной Программы Развития Биоэнергетики в СЗФО, вносит в настоящий момент коррективы в документ. Заостряется внимание на потенциальной возможности применения биомассы в городских и сельских котельных.

В России биотопливо в основном используется в частном секторе и на промышленных предприятиях. При этом пока доля биоэнергетики в общей энергетической системе страны менее 0,3%. В Европейском Союзе, напротив, коммунальное хозяйство активно переводит котельные на щепу, древесные гранулы, брикеты, жидкое биотопливо и другие экологически нейтральные к CO₂ источники энергии. Сейчас в среднем в Европе на основе биотоплива получают порядка 6% тепло- и электроэнергии. К 2010 году этот показатель должен вырасти до 12%. Активнее всего биоэнергетику развивает Швеция: эта страна небогата ископаемыми ресурсами, лес — основное достояние 9-миллионной скандинавской страны.

Около 80% систем теплоснабжения Швеции базируются на возобновляемых энергоресурсах, главным образом на древесном топливе.

В России, богатой нефтью, газом и углем, о биотопливе вспоминают в последнюю очередь, тем не менее сейчас, когда Россия ратифицировала Киотский Протокол, вопрос перехода на нейтральные к выбросам углекислого газа виды топлива становится все более и более актуальным.

Биотопливо делится на различные виды: это как жидкие, так и твердые производные биомассы.

Жидкое биотопливо получают из разнообразных растительных культур:

этанол — из сахарного тростника, зерна, сахарной свеклы; путем гидролиза или термохимической газификации древесины;

рапсовый метиловый эфир — из семян рапса;

К твердому биотопливу относят как простые дрова, щепу, опилки, древесный уголь и порошок, так и более сложные технологические продукты, такие как древесные гранулы, брикеты, пеллеты из соломы, куриного помета, навоза, переработанные бытовые отходы и др.

По мнению Конфедерации ЛПК Северо-Запада, сейчас при переводе котельных ЖКХ на использование биотоплива речь может идти, в

первую очередь, об утилизации твердых древесных и бытовых отходов. Сегодня зачастую отходы лесопиления, деревообработки, не говоря о бытовом мусоре, просто выкидываются. Это негативно отражается на экологическом состоянии территорий.

Использование биотоплива в котельных Северо-Запада в ряде регионов более экономично, чем сжигание мазута или угля, который завозится из других областей. Дрова использовались в частном секторе издревле, сейчас при строительстве частных коттеджей начинают применяться котельные на древесных гранулах и брикетах. В многоквартирных домах также возможно использование местной системы теплоснабжения: в подвале дома или парадной может быть установлен котел на несколько квартир. Это удобнее для жильцов дома, т.к. они не зависят от центральной системы теплоснабжения. С другой стороны, не в каждом регионе данный способ выгоден с точки зрения себестоимости. Однако, если в ближайшем будущем государство прекратит дотировать ЖКХ, о чем сейчас идет речь, то домовые котельные могут стать конкурентоспособными.

Только по древесным отходам биоэнергетический потенциал Северо-Запада при сегодняшнем уровне лесозаготовки, лесопиления и деревообработки по расчетам Конфедерации ЛПК Северо-Запада, — 16 млн. м³ в год. Это порядка 48 ТВт·ч энергии в год. К приведенной цифре необходимо добавить также большие объемы не утилизируемой неликвидной древесины, отходы сельского хозяйства, солому и другие виды биомассы, которые могут быть использованы для производства тепловой и электрической энергии как в частном секторе, так и в промышленности и ЖКХ.

Более широкое применение торфа в коммунальной энергетике, который на Западе не относится к биотопливу, а в России считается альтернативным источником энергии, также мо-

жет быть рассмотрено при решении проблем тепло- и электроснабжения регионов, богатых данным ресурсом.

Преимущества использования биотоплива перед нефтью, углем и газом:
возобновляемый источник энергии;
экологически нейтральное топливо;
в отдаленных регионах более дешевое, чем ископаемые ресурсы.

К недостаткам, которые могут препятствовать широкому внедрению биотоплива в коммунальном хозяйстве, можно отнести то, что в России котельное оборудование приспособлено под использование, как правило, мазута, угля или газа. Переоборудование не всегда экономически выгодно. Другая проблема: поставки ископаемых ресурсов в котельные налажены более менее удовлетворительно; логистика в области биотоплива пока не отлажена, здесь велика зависимость от заводов-производителей биотоплива и поставщиков биомассы. Использование биомассы в котельных выгодно, если заводы, где образуются большие древесные отходы, находятся не более чем в радиусе 100 км. Бесперебойность работы данных комбинатов пока сложно прогнозировать.

Несмотря на отмеченные недостатки, будущее биотоплива в России существует: сейчас идет активное строительство пеллетных заводов на Северо-Западе, которые пока ориентируются на экспорт продукции. Ряд регионов — Карелия, Ленинградская область и другие — переводят свои котельные на биотопливо, но массовости данное явление еще не получило.

Обсуждаемая реформа ЖКХ заставляет задумываться над новыми видами получения энергии, которые будут наиболее выгодными для каждого региона. В СЗФО — самом лесном европейском регионе России (на Северо-Западе произрастает порядка 60% лесов Европейской части страны) — использование древесного биотоплива в ряде районов может стать более эффективным и дешевым, чем другие виды топлива.

P.S. Конфедерация ЛПК Северо-Запада готова к публичному обсуждению проекта Государственной Программы Развития Биоэнергетики на Северо-Западе, может предоставить проект программы заинтересованным СМИ для публикации, открыта к приему отзывов и мнений по поводу биоэнергетики.

РАЗВИТИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

Поваров О.А., д.т.н., МЭИ, Томаров Г.В., д.т.н., ЗАО «Геотерм-М»

Мировое потребление энергоресурсов и сырья за последние 35 лет возросло почти в 10 раз. Современная энергетика базируется на углеводородных ресурсах (газ, нефть, уголь), которые в основном расположены в так называемом «Стратегическом эллипсе», включающем Каспийское море, Ирак, Саудовскую Аравию, и в России. В Каспийском регионе и Персидском заливе сосредоточено 70% мировых запасов нефти и 40% природного газа. Если к ним добавить российские энергоресурсы (12% мировых запасов нефти и 35% природного газа), получится соответственно 82% и 75% мировых запасов нефти и газа [1].

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) сегодня являются единственной, реальной альтернативой экологически чистого энергообеспечения на ближайшую перспективу. Рост цен на органическое топливо и повышение эффективности современных технологий на основе ВИЭ, способных конкурировать на открытом рынке, позволяют рассматривать ВИЭ как важнейшую составляющую стратегического развития мировой энергетики.

Европейский Союз (ЕС) уже в ближайшие годы начнет испытывать дефицит в новых энергетических мощностях (по причине резкого роста цен на газ, нефть и уголь), который к 2020 г. может составить около 300 млн. кВт. Поэтому Европа интенсивно развивает ВИЭ и планирует уже к 2020 г. до 20%, а к 2040 г. до 50% энергии получать за счет ВИЭ.

Динамика роста цен на внутреннем топливном рынке России (так 1 литр бензина уже сегодня в Москве дороже, чем в Вашингтоне) позволяет ожидать, что в ближайшие 2–3 года тарифы на электроэнергию и тепло достигнут мирового уровня, т.е. 4–6 центов за кВт·час и 15–40 долларов за Гкал соответственно. В таких условиях существенно повышается конкурентоспособность российских энергетических технологий на основе ВИЭ, особенно геотермальной энергетики.

Северный климат России определяет значительное энергопотребление. Так, на теплоснабжение в стране расходуется до 45% всех потребляемых энергоресурсов (рис. 1). При этом эффективно используется лишь их треть — на теплоэлектростанциях (ТЭЦ), где одновременно вырабатывается электроэнергия и тепло.



Рис. 1. Структура теплоснабжения России

Централизованное теплоснабжение на базе ТЭЦ — это выдающееся достижение советских ученых и энергетиков. В котельных же топливо до сих пор сжигается неэффективно и с большими выбросами вредных веществ в атмосферу. В то же время в России имеются геотермальные ресурсы, которых в 10–12 раз больше, чем энергии всех запасов органического топлива. Поэтому надо научиться более дешево доставать их (по сравнению с добычей органического топлива) и эффективно использовать. За счет геотермальных ресурсов и новых технологий (геотермальные тепловые насосы и бинарные электрические станции) можно в ближайшие 10–15 лет сократить в целом на 20–30% потребление органического топлива в стране.

Конкурентоспособность геотермальной энергии

Современные технологии нетрадиционной энергетики, использующие ВИЭ (геотермальное тепло Земли, солнце, ветер, приливы и т.д.), выгодно отличаются экологической чистотой и в ряде случаев реально приближаются по эффективности к традиционным. Производство электроэнергии на основе ВИЭ составляет порядка 100 тыс. ГВт·час в год, что соответствует менее чем 1% от мирового производства электроэнергии. В то же время вклад геотермальной энергетики в национальную электроэнергетику ряда стран достиг весомых величин — на Филиппинах до 21,5%, Сальвадоре и Кении до 20% и т.д. [2].

Геотермальные электрические станции (ГеоЭС), уступая ветроэнергетике в суммарной эксп-

Геотермальная энергетика

луатационной мощности (42% против 52%, рис. 2), существенно превосходят по выработке электроэнергии (70% против 27%), что свидетельствует о высокой эффективности геотермальных энергетических технологий. Выработка электричества на основе использования энергии солнца и приливов мала и составляла соответственно 2% и 1%, от мирового производства электроэнергии на основе ВИЭ на 1998 год. Анализ технико-экономических показателей технологий производства электричества на различных возобновляемых источниках энергии (рис. 3) свидетельствует о ряде преимуществ ГеоЭС [3]. Так, на современных ГеоЭС — самый высокий в нетрадиционной энергетике коэффициент использования мощности, который достигает 90%, что в 3–4 раза выше, чем для технологий с использованием солнечной, ветровой и приливной энергии.

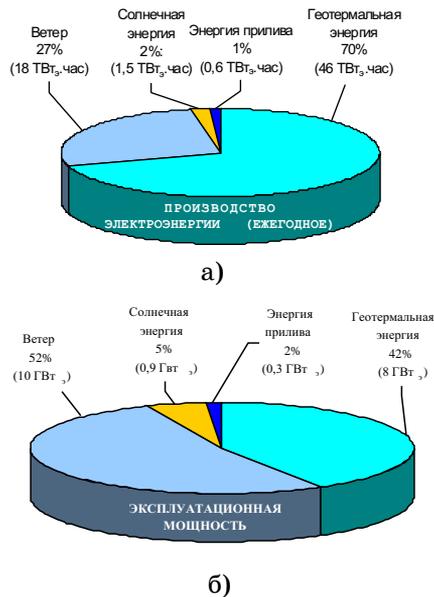


Рис. 2. Мировая выработка электроэнергии (а) и электроэнергетические мощности (б) на основе ВИЭ за 1998 год

Стоимость производимой на современных ГеоЭС электроэнергии в среднем на 30%, 50% и в несколько раз ниже, чем на ветровых, приливных и солнечных электростанциях, соответственно. Инвестиционная привлекательность геотермальных энергетических проектов, безусловно, определяется также приемлемым уровнем удельных капиталовложений — около 800-3000 долларов США на кВт установленной мощности.

Важнейшим экологическим преимуществом ГеоЭС по сравнению с традиционными электростанциями является значительное снижение выбросов ответственной за «парниковый эффект» двуокиси углерода (CO₂) на традиционных ГеоЭС и полное исключение выбросов CO₂ на современных ГеоЭС, использующих технологию обратной закачки отработанного геотермального теплоносителя в георезервуар. Выбросы CO₂ на несколько порядков ниже на ГеоЭС, чем на ТЭС, работающих на угле, мазуте и природном газе (рис. 4).

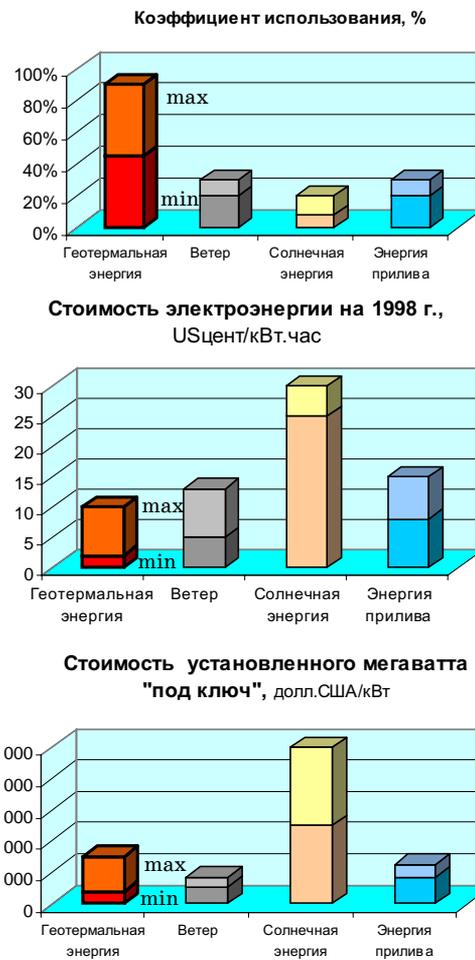


Рис. 3. Сравнение технико-экономических показателей технологий производств электроэнергии в мире на различных ВИЭ

факт» двуокиси углерода (CO₂) на традиционных ГеоЭС и полное исключение выбросов CO₂ на современных ГеоЭС, использующих технологию обратной закачки отработанного геотермального теплоносителя в георезервуар. Выбросы CO₂ на несколько порядков ниже на ГеоЭС, чем на ТЭС, работающих на угле, мазуте и природном газе (рис. 4).

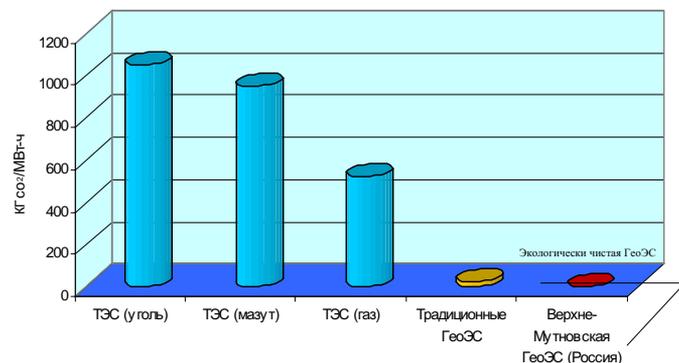


Рис. 4. Выбросы CO₂ в атмосферу на традиционных и геотермальных электростанциях

Таким образом, высокая эффективность, экологичность, региональная значимость и большой суммарный потенциал геотермальных ресурсов стимулируют активное развитие геотермальной энергетики.

Использование геотермальных ресурсов в мире

В 2004 г. суммарная установленная электрическая мощность ГеоЭС в мире составила 8785 МВт (э). За последние 30 лет ежегодный прирост мощностей составил 7%. В 27 странах мира используют геотермальное тепло для получения электроэнергии. В табл.1 представлены данные об установленных мощностях и производстве электроэнергии на геопоях мира [2]. Ожидается, что суммарная установленная мощность ГеоЭС в мире к 2010 г. может составить 20000 МВт (э).

Таблица 1
Производство электроэнергии и тепла в мире на основе геотермальных ресурсов

Континент	Электроэнергия			Тепло		
	Установленная мощность, МВт (э)	Общее производство		Установленная мощность, МВт (т)	Общее производство	
		ГВт·час/год	%		ГВт·час/год	%
Африка	134	1130	2,1	125	500	0,8
Америка	3722	24490	44,8	8500	9260	15,8
Азия	3381	18300	33,5	4610	24220	41,3
Европа	1065	6970	12,8	5720	22660	38,6
Океания	483	3700	6,8	345	2060	3,5
Всего:	8785	54590	100	19300	58700	100

В последнее десятилетие активно развивают технологии прямого использования геотермальных ресурсов в теплоснабжении. С 1995 по 2004 год суммарная установленная мощность геотермальных систем теплоснабжения возросла от 8667 МВт (т) до 19300 МВт (т) [2]. Это связано, прежде всего, со значительным увеличением количества геотермальных тепловых насосов, особенно в США.

В Исландии 86% потребностей теплоснабжения обеспечивается геотермальными ресурсами. В Турции суммарная мощность систем геотермального теплоснабжения составляет 820 МВт (т), а к 2010 году планируется довести до 3500 МВт (т), что позволит за счет георесурсов обогреть около 30% жилых помещений

страны [2]. Предполагается, что к 2010 г. суммарная мощность геотермальных систем теплоснабжения достигнет почти 45000 МВт (т).

Геотермальные ресурсы России

Россия, наряду с огромными ресурсами органического топлива, располагает также значительными запасами тепла земли.

Недра России хорошо исследованы, и сегодня известны основные ресурсы тепла земли, которые имеют значительный энергетический и промышленный потенциал. В России занимают проблемами использования тепла земли почти в 50-ти научных организациях, которые находятся в ведении РАН и ряда министерств.

Практически на всей территории России имеются запасы тепла земли с температурой от 40° до 300°С, имеющие практическое применение (рис. 5).



Рис. 5. Запасы тепла Земли на территории России

Еще в 1983 г. во ВСЕГИНГЕО был составлен атлас ресурсов термальных вод СССР. На территории России разведано 47 геотермальных месторождений с запасами термальных вод, которые позволяют получить более 240x10³ м³/сутки и парогидротерм производительностью более 105 x10³ т/сутки [4].

На территории России пробурено более 3000 скважин с целью использования геотермальных ресурсов. Стоимость выполненных исследований геотермии и буровых работ в современных ценах составляет более 4 миллиардов USD.

Так, например, на Камчатке уже пробурено на геотермальных полях 365 скважин глубиной от 255 до 2266 м и израсходовано в советское время около 300 млн. USD (в современных ценах).

По данным института Вулканологии ДВО РАН [5] уже выявленные геотермальные ресурсы позволяют полностью обеспечить Камчатку электричеством и теплом более чем на 100 лет.

Наряду с высокотемпературным Мутновским месторождением мощностью 300 МВт (э) на юге Камчатки известны значительные запасы геотермальных ресурсов на Кошелевском, Большом Банном, а также на севере Камчатки — Киреунском месторождениях. Всего месторождения обеспечивают около 2000 МВт (э). Запасы геотермальных вод Камчатки оцениваются в 5000 МВт (тепловых). Сегодня особый интерес представляет Верхне-Паратунское геотермальное месторождение (горячая вода с температурой 85°C), которое позволяет полностью обеспечить теплом и горячей водой г. Елизово и его район.

Чукотка также имеет значительные запасы геотермального тепла на границе с Камчатской областью. Уже открытые здесь запасы тепла земли могут в настоящее время активно использоваться для энергообеспечения.

Курильские острова располагают значительными запасами тепла земли, которых достаточно для их тепло- и электрообеспечения на 50–200 лет. На острове Итуруп много лет ведутся исследования Океанского геотермального месторождения и уже обнаружены запасы двухфазного геотермального теплоносителя, достаточно для производства 30 МВт (э) для удовлетворения энергопотребностей всего острова на ближайшие 100 лет. На южном острове Кунашир имеются и используются запасы геотермального тепла для получения электроэнергии и теплоснабжения. Недра Северного острова Парамушир менее изучены, однако известно, что и на этом острове имеются значительные запасы геотермальной воды температурой от 70° до 95°C.

На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения с температурой в резервуаре от 70° до 180°C, которые находятся на глубине от 300 до 3000 м (рис. 6). Много лет здесь используется геотермальная вода для теплоснабжения и горячего водоснабжения. В Дагестане в 2000 г. было добыто более 6 млн. м³ геотермальной воды. На Северном Кавказе около 500 тыс. человек используют геотермальное водоснабжение.

Приморье, Прибайкалье, Западно-Сибирский регион также располагают запасами геотермального тепла пригодного для широкомасштабного использования в промышленности и сельском хозяйстве.



Рис. 6. Геотермальные месторождения Северного Кавказа

В России доля геотермальной электроэнергии может составить, в лучшем случае, 1–1,5%. В то же время такие районы, как Камчатка, Курильские острова, ряд районов Северного Кавказа, Калининградская область могут получать значительную часть электроэнергии за счет геотермальных ресурсов.

В то же время в теплоснабжении России доля геотермальной энергии может достигнуть 60%. На большей части территории страны имеется коммерчески пригодное геотермальное тепло.

Современные российские геотермальные энергетические технологии и оборудование

Выполнение фундаментальных исследований в МЭИ, ЦНИИТМАШ, АО «Наука» и других научно-исследовательских организациях обеспечило решение ряда сложных научно-технических задач при проектировании и создании отечественного геотермального энергетического оборудования, обусловленных особенностями геотермального теплоносителя.

МЭИ и ВНИИАМ совместно разработали высокоэффективные (степень влажности пара на выходе не более 0,05 %) сепараторы, расширители и паросборники, изготавливаемые АО «ЗИО-Подольск» (табл. 2), которые являются принципиально новыми сепараторами горизонтального типа. В основе их создания лежит опыт проектирования подобных устройств в атомной энергетике с использованием механизма гравитационного осаждения жидких частиц.

При большей эффективности влагоудаления эти сепараторы превосходят зарубежные аналоги других типов по таким показателям, как

Таблица 2
Технические характеристики сепараторов и расширителей производства АО «ЗИО-Подольск»

Наименование аппарата	Давление пара, бар	Степень влажности на входе, %	Степень влажности на выходе (не более), %	Расход пара, т/час	Гидравлическое сопротивление (не более), бар	Масса, кг
Сепаратор С-55	5,0-9,0	15-80	0,05	55,0	0,1	7500
Сепаратор С-85	5,0-9,0	15-80	0,05	85,0	0,1	9500
Сепаратор С-115	5,0-9,0	15-80	0,05	115,0	0,1	10500
Сепаратор вторичн. с промывкой пара С-180	5,0-9,0	0-2	0,01	180,0	0,1	17000
Сепаратор двухступенчатый С-45	5,0-9,0	15-80	0,05	45,0	0,1	9700
Расширитель Р-23	9,0		0,05	23,0	0,1	7500
Сепаратор для испытаний скважин СС-100	1,0	0-100	0,05	100	-	7000

компактность и металлоемкость. Преимуществом гравитационных сепараторов является также их нечувствительность к паросодержанию разделяемой пароводяной смеси, в то время как эффективность центробежных сепараторов зависит от паросодержания потока и с его уменьшением падает. Более предпочтительна у гравитационных систем сепарации также и зависимость между паровой нагрузкой и влажностью, которая характеризуется непрерывным уменьшением влажности по мере снижения нагрузки.

Конструкция сепаратора гравитационного типа представлена на рис. 7. В отличие от сепараторов циклонного типа, которые, как правило, снабжаются отдельным сепаратосборником (вертикальным или горизонтальным) и поплавковым предохранительным клапаном, в данном сепараторе все устройства размещены в едином корпусе.

Сепарация влаги осуществляется последовательно: сначала на отбойном листе, затем в водяном объеме, на сепарационном щите и, наконец, в паровом объеме. Перед выходом осушенного пара установлен дырчатый успокоительный лист для аэродинамического выравнивания потока.

Особые требования, предъявляемые к чистоте поступающего в турбину пара, определяют

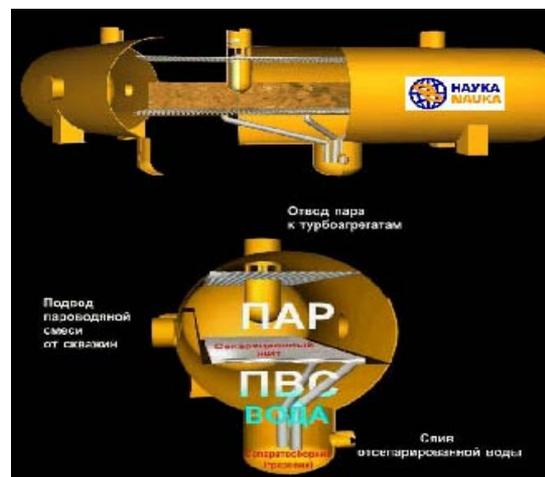


Рис. 7. Горизонтальный сепаратор гравитационного типа в разрезе

ся тем, что примеси, содержащиеся в нем, оседают в проточной части и приводят к снижению вырабатываемой мощности турбины и ее экономичности. Кроме того, возникает опасность коррозионно-эрозионного воздействия на металл турбины и другого оборудования.

Для снижения количества примесей в паре на отечественных ГеоЭС используется двухступенчатая система сепарации с промывкой пара чистым конденсатом в сепараторе второй ступени.

Такая схема подготовки пара реализована на Мутновской ГеоЭС (МГеоЭС). Пароводяная смесь с содержанием пара от 30 до 100 % (по массе) поступает от семи продуктивных скважин по отдельным магистральным трубопроводам в два сепаратора первой ступени.

После сепараторов первой ступени пар с влажностью $u < 0,0005$ поступает в коллектор, из которого двумя трубопроводами по эстакаде подается к энергоблокам, расположенным в главном корпусе ГеоЭС.

Перед подачей к турбинам пар проходит промывку и вторичную сепарацию в сепараторах второй ступени, расположенных в главном корпусе ГеоЭС. Для промывки пара используется чистый конденсат, образовавшийся в проточной части турбины. Отсепарированная вода с температурой около 160°C используется для нагрева сетевой воды в системе теплоснабжения МГеоЭС, а затем при температуре 145°C закачивается в скважины реинжекции.

В отдельные реинжекционные скважины закачивается также и конденсат пара, причем наличие в паре неконденсирующихся газов, и прежде всего CO_2 и H_2S , приводит к тому, что

показатель рН конденсата пара может составлять 2...3,5. Такая среда является высоко коррозионно-агрессивной и требуется применение специальных материалов.

При создании МГеоЭС для трубопровода реинжекции конденсата впервые были применены трубы, изготовленные из базальтового волокна. Такие трубы дешевле труб из нержавеющей стали, способны выдерживать большие механические нагрузки, не подвержены коррозии и очень перспективны для применения на ГеоЭС.

Блочно-модульные ГеоЭС малой мощности были разработаны при поддержке Министерства промышленности, науки и технологий Российской Федерации совместными усилиями специалистов АО КТЗ, Научно-учебного центра МЭИ, АО «Наука», ВНИИАМ и других российских организаций.

Поставка на площадку строительства оборудования ГеоЭС в контейнерах вагонного типа при 100% -ной заводской готовности не требует значительных строительных работ и обеспечивает быстрый монтаж в труднодоступных районах с суровыми климатическими условиями. ГеоЭС предназначены для работы как в энергосистеме, так и в автономных условиях.

Первая блочно-модульная ГеоЭС «Омега-500» была изготовлена и поставлена на о. Кунашир (Курильские острова) в 1993 г. Ее турбогенератор был выполнен без конденсатора, с выхлопом в атмосферу и рассчитан на начальное давление 0,7 МПа, расход пара 10 т/ч. Все оборудование блочной ГеоЭС «Омега-500», установленное рядом со скважиной у подножия вулкана Менделеевский, показало высокую надежность и успешно перенесло сильное землетрясение 1994 г.

На АО КТЗ разработаны и производятся турбогенераторы с противодавлением для блочных ГеоЭС мощностью от 0,5 до 2,5 МВт (табл. 3).

Таблица 3

Технические характеристики турбин с противодавлением для геотермальных электрических станций, разрабатываемых и производимых АО КТЗ

Показатель	Название		
	Омега-500	Туман-2	Туман-2,5
Мощность, МВт	0,5	1,7	2,5
Давление на входе, МПа	0,7	0,5	0,7
Давление за турбиной, бар	0,1	0,1	0,1
Расход пара, т/ч	10,0	38,0	40,3
Частота, Гц	50	50	60

Турбоустановки могут быть изготовлены и поставлены с турбогенераторами на 50 и 60 Гц. Особенностью этих турбин является то, что они соединены с генератором напрямую без редуктора. Турбина вместе с генератором устанавливается на общей раме, которая одновременно является маслобаком. На раме также размещены маслоохладители и другое вспомогательное оборудование.

Четыре блочных ГеоЭС с турбинами с противодавлением мощностью по 1,7 МВт изготовлены в 1994 г. и поставлены на Курильские острова для АО «Энергия» (рис. 8).



Рис. 8. Энергомодуль «Туман-2» в составе Менделеевского геотермального энергетического комплекса (о. Кунашир)

Особенностью производства турбин на Калужском турбинном заводе является то, что все выпускаемые турбогенераторы проходят стендовые испытания при полной и частичной нагрузке.

Две блочных ГеоЭС с турбогенераторами в тропическом исполнении мощностью по 2,5 МВт на 60 Гц изготовлены для ГеоЭС Сан-Хасинто в Никарагуа (рис. 9).

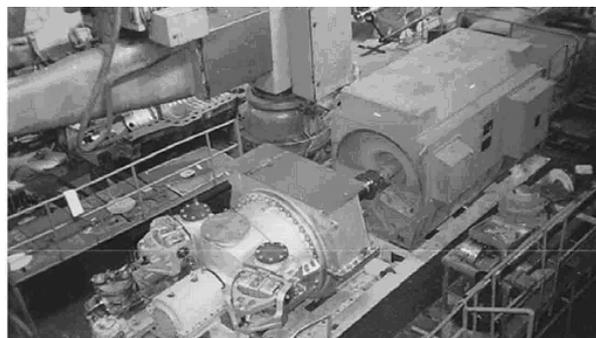


Рис. 9. Турбогенератор мощностью 2,5 МВт ГеоЭС «Сан-Хасинто» на заводском стенде

Важно отметить, что блочные ГеоЭС, производимые на АО КТЗ, отличаются наличием пускового маслонасоса с приводом от отдельной малой турбины, работающей на геотермальном паре, и незначительными нагрузками собственных нужд. Это позволяет осуществлять их автономный пуск без внешних энергоисточников и

использовать их в качестве аварийных пусковых генераторов для ГеоЭС большой мощности. Блочные ГеоЭС имеют и следующие преимущества:

более низкую стоимость установленного 1 кВт мощности (на 30...40 %);

компактность и 100 % -ый внутриблочный монтаж оборудования на заводе-изготовителе;

простую конструкцию, транспортабельность, легкость и короткие сроки монтажа, что делает эти небольшие турбогенераторы особенно привлекательными для использования на геотермальных месторождениях на этапе их освоения и строительства ГеоЭС;

возможность установки непосредственно на площадке геотермальной скважины без прокладки длинных трубопроводов;

не требуют больших затрат на строительство ГеоЭС, и поэтому со временем могут быть перемещены на новые геотермальные месторождения.

Экологически чистая Верхне-Мутновская ГеоЭС была первым проектом, реализованным АО «Геотерм» (пуск в эксплуатацию состоялся в 1999 г.).

Труднодоступность района строительства и короткий (4 месяца в году) строительный сезон, отсутствие инфраструктуры и суровые климатические условия предопределили концепцию строительства этой ГеоЭС — блочно-модульная электростанция с расположением всего оборудования в модулях-контейнерах вагонного типа, соединенных между собой закрытыми переходами (рис. 10) [6,7].



Рис. 10. Экологически чистая Верхне-Мутновская ГеоЭС мощностью 12(4x3) МВт

Для повышения экономичности ГеоЭС были созданы конденсационные турбины мощностью 4 МВт с воздушными конденсаторами. Применение воздухоохлаждаемых конденсаторов поверхностного типа позволило создать экологически чистую ГеоЭС, в которой весь геотермальный теплоноситель, добытый из-под земли и от-

работавший в технологической схеме ГеоЭС (включая сепарат, конденсат пара и неконденсирующиеся газы), закачивается обратно в геотермальный резервуар.

Наиболее перспективным направлением развития геотермальных электростанций является создание компактных (модульных) турбоустановок, которые поставляются на строительную площадку в собранном виде. Мощность таких конденсационных турбоустановок может достигать 25 МВт. Именно эта концепция создания и строительства серии ГеоЭС в Никарагуа была выбрана Российско-Никарагуанской акционерной компанией «Интергеотерм» по рекомендации АО «Наука» и МЭИ.

По заданию АО «Интергеотерм» два турбогенератора с частотой 60 Гц мощностью по 23 МВт каждый были изготовлены на АО КТЗ для ГеоЭС Сан-Хасинто [5]. При их создании учитывались новейшие технические достижения, а также многолетний опыт эксплуатации турбин КТЗ на Паужетской ГеоЭС. Были использованы отечественные металлы, применяемые в энергетике, в том числе атомной, и в судостроении.

Прототипом этих турбин являются турбины АО КТЗ, которые давно и широко используются для привода питательных насосов на АЭС. Эти турбины отличаются высокой экономичностью проточной части (по испытаниям на электростанциях КПД составляет 88 %) и надежностью (за 20 лет эксплуатации не было поломок лопаток, разрушения роторов и других аварий).

Современные отечественные научно-технические достижения позволили создать компактный, легкий и высоконадежный турбогенератор мощностью 23 МВт.

Высокая экономичность и надежность турбин АО КТЗ для ГеоЭС достигнуты благодаря применению высокоэкономичных профилей сопловых и рабочих лопаток, паровпускных устройств и выхлопных патрубков, а также развитой системы удаления (сепарации) влаги из проточной части турбин.

Проточная часть турбины состоит из семи ступеней. Для повышения экономичности и надежности турбины на месте четвертой ступени установлена специальная турбинная ступень-сепаратор, применение которой, в зависимости от режима работы, позволяет удалить из проточной части от 20 до 80 % влаги.

Ступень-сепаратор по сравнению с обычной ступенью имеет несколько пониженный КПД. Однако удаление влаги из проточной части

турбины (перед пятой, шестой и седьмой ступенями) повышает КПД турбины в целом на 2...4 % (в зависимости от условий работы).

Для внутриканальной сепарации влаги применяются полые сопловые лопатки, которые обеспечивают одновременный отсос влаги через выходные кромки и щели, расположенные на спинке профилей в зоне косого среза.

Удаление неконденсирующихся газов производится пароструйными эжекторами, установленными на секциях конденсатора. Парогазовая смесь отсасывается первыми ступенями эжекторов и направляется в охладители смешивающего типа.

Первая Мутновская ГеоЭС усилиями АО «Геотерм», РАО «ЕЭС России», ГУП «Технопром-экспорт», АО «Наука», АО «Геотерм-М», НУЦ ГеоМЭИ и другими организациями была пущена в октябре 2002 г. в эксплуатацию (рис.11). При фиксированном расходе пара с геотермального поля 320 т/ч электрическая мощность, вырабатываемая МГеоЭС, составляет 50 МВт.



Рис. 11. Первая Мутновская ГеоЭС мощностью 50 МВт

Анализ экономичности зарубежных турбогенераторов показал, что энергоблоки Мутновской ГеоЭС имеют наивысший КПД и наименьший расход пара на выработку электроэнергии. Достижение столь высоких показателей стало возможным благодаря созданию новой двухпоточной высокоэкономичной геотермальной паровой турбины, надежно работающей при глубоком вакууме в конденсаторе (рис. 12).

Разработка и создание подобной турбины — это результат многолетних активных творческих связей Калужского турбинного завода с кафедрой паровых и газовых турбин МЭИ, где были выполнены многочисленные научные исследования по оптимизации проточных частей турбин АО КТЗ. В результате этих исследований были найдены,



Рис. 12. Паровая турбина мощностью 25 МВт, разработанная и изготовленная ОАО КТЗ для Мутновской ГеоЭС

теоретически обоснованы, экспериментально подтверждены и реализованы на турбинах конструктивные решения, позволяющие существенно повысить экономичность проточной части и ее надежность при работе на влажном паре.

В проточной части турбины, начиная с четвертой ступени, применена развитая система периферийной сепарации влаги, а в седьмой и восьмой ступенях — внутриканальная сепарация на сопловых лопатках. Одним из наиболее эффективных методов удаления влаги является использование специальной турбинной ступени-сепаратора, которая также разработана совместно МЭИ и АО КТЗ.

Главным достоинством указанных методов сепарации является то, что с их помощью удаляется практически вся крупнодисперсная влага, которая вызывает эрозию рабочих лопаток. Кроме того, применение ступени-сепаратора позволило увеличить КПД всей турбины почти на 2,0 %. Для уменьшения потерь энергии в выходном патрубке за последней ступенью установлен высокоэффективный осекольцевой диффузор с косым срезом.

Основные технические характеристики турбины

Тип турбины	К-25-06-Гео
Номинальная электрическая мощность на клеммах генератора, МВт	25,0
Номинальные расчетные параметры пара и охлаждающей воды:	
давление пара, МПа	0,62
степень сухости пара перед турбиной	0,9998
содержание в паре неконденсирующихся газов, % (по массе)	0,4
давление пара в конденсаторе, кПа	5,0

Российские бинарные энерготехнологии

Создание в 1967 г. советскими учеными Паратунской ГеоЭС, первой в мире электростанции с бинарным циклом, открыло возможность получения электроэнергии из низкопотенциальных источников тепла, в том числе из горячей воды. Эта идея получила широкое распространение, и сегодня в мире на геотермальных полях работают сотни энергоблоков, использующих технологию бинарного цикла. Спустя более чем 30 лет в России вновь активно ведутся работы по созданию бинарных электростанций.

Израильская фирма ORMAT, мировой лидер в строительстве бинарных ГеоЭС, использует в качестве рабочих тел легковоспламеняющиеся и взрывоопасные углеводородные соединения (бутан, пентан, изопентан), что определяет открытые компоновки энергоблоков, расположенных вне зданий. Такие проектные решения могут быть реализованы в странах с жарким и умеренным климатом, однако они неприемлемы для России с ее продолжительными и снежными зимами.

Применение в бинарных циклах органических рабочих тел, не замерзающих при низких температурах, позволяет максимально использовать суровые климатические условия России для повышения термического КПД. В АО «Наука» разработан проект новой бинарной электрической станции (рис. 13), в которой для выработки электроэнергии может использоваться низкопотенциальное тепло различных источников (геотермальная вода, горячая вода системы теплоснабжения, сбросное тепло промышленных предприятий и др.). В настоящее время ведутся работы над созданием четвертого энергоблока Верхне-Мутновской ГеоЭС с комбинированным циклом, который позволит увеличить общую мощность станции с 12 до 18 МВт.



Рис. 13. Бинарная электрическая станция. Первая спутниковая система связи и управления ГеоЭС

Особенностью разработанной в АО «Наука» бинарной электростанции является круговое расположение секций воздушного конденсатора, позволяющее оптимально использовать для охлаждения силу ветра независимо от его направления. Энергетическая установка полностью автоматизирована и контролируется по безлюдной технологии с удаленного щита управления.

Мутновская ГеоЭС (МГеоЭС) — полностью автоматизированная электростанция, оснащенная распределенной системой управления на базе программно-технологического комплекса Teleperm ME фирмы Siemens. Разработанные российской компанией «Интеравтоматика» алгоритмы и пошаговые программы позволяют нажатием одной кнопки пустить или остановить энергоблоки.

АО «Наука» предложило и совместно со специалистами ОКБ МЭИ и фирмы Siemens создало космическую систему связи и управления МГеоЭС (рис. 14). Спутниковая система связи и управления позволяет в режиме реального времени вести мониторинг технологического процесса и состояния оборудования электростанции и геотермального поля. Система позволяет помимо передачи данных о технологическом процессе транслировать изображение с 16 управляемых видеокамер, расположенных на станции, а также обеспечивает телефонную связь по двум каналам. Операторы центра управления, находящегося в Москве, могут получить на мониторах своих компьютеров любую информацию в форме видеogramм, аналогичных тем, которые имеют операторы на электростанции.

Созданная система дает возможность силами ведущих специалистов заводов-изготовителей, проектных и научных организаций оказывать постоянную поддержку операторам ГеоЭС, особенно необходимую в период освоения нового оборудования и технологий.

Таким образом, многолетние фундаментальные исследования и научно-технические разработки российских ученых, а также объединенные усилия специалистов ведущих институтов, компаний и заводов-изготовителей вновь вывели Россию в число стран, разрабатывающих самые передовые геотермальные технологии и производящих все оборудование для геотермальных электрических и тепловых электростанций.

За фундаментальные исследования в области геотермальной энергетики и создание на их основе ГеоЭС указом Президента Российской Федерации 17 сентября 2004 г. присуждены



Рис. 14. Спутниковая система связи и управления Мутновской ГЭС

звания Лауреатов Государственной Премии авторскому коллективу под руководством профессора Поварова О. А.

Геотермальное теплоснабжение

Прямое использование геотермальных ресурсов Земли давно известно человечеству. В последние годы в мире отмечается значительный рост мощностей геотермального теплоснабжения.

Наибольший уровень прямого использования геотермальной энергии, как и в 1995 г., отмечается в Китае, Исландии, США и Турции — более 54% от мирового объема. Существенный рост (почти в 2 раза) использования геотермальной энергии в последние пять лет отмечен в Австрии, Канаде, Швеции, Швейцарии и Турции, причем в первых четырех — за счет развития геотермальных тепловых насосов (ТН), а в Турции — благодаря системам теплофикации.

Около 42,25% мощностей приходится на ТН, 30,56% — на теплофикацию, 8,46% — на тепличные хозяйства, 11,08% — на теплые бассейны и бани, 3,24% — на сельское хозяйство, 3,05% — на промышленное применение. Значительное увеличение (на 56%) отмечено в области использования геотермальной энергии в теплоснабжении.

Системы геотермального централизованного теплоснабжения в основном применяются в Европе (лидеры — Франция и Испания), а также в Китае, Японии и Турции. В США преоблада-

ют системы геотермального отопления отдельных домов. Наиболее активно и широко (в 26 странах) развиваются геотермальные ТН. С 1995 по 2000 год увеличение их мощностей составило почти 59% и достигло 6850 МВт, при этом фактически работает более 600000 ТН. Диапазон единичной мощности ТН варьируется от 5,5 кВт (Польша и Швеция) для применения в жилом секторе до 150...200 кВт (Германия и США) для промышленных нужд.

Примером успешной реализации крупного геотермального теплофикационного проекта является создание системы геотермального теплоснабжения столицы Исландии г. Рейкьявика, которая обеспечивает около 99% потребностей тепла (рис. 15). Схема организации теплоснабжения г. Рейкьявика потребляет 2348 л/с геотермальной горячей воды температурой от 86 до 127°C и включает в себя деаэратор, насосную станцию, аварийные (резервные) баки (рис. 16), пиковую котельную и разветвленную сеть раздачи тепла.

С 1975 по 2000 год Исландия отказалась от мазута и практически полностью перевела все теплоснабжение на геотермальную и в некоторых станциях на электрическую энергию.

В России имеются огромные возможности развития ряда регионов по такому же пути — отказ от дорогого привозного топлива и перевод энергоснабжения на местные, прежде всего, геотермальные ресурсы. Особенно хорошо изучена

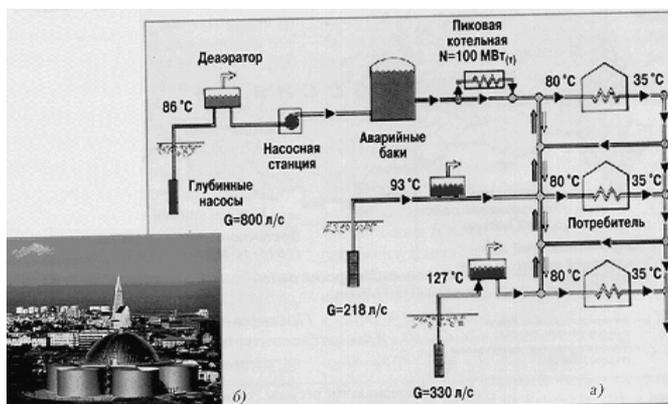


Рис. 15. Схема организации теплоснабжения в г. Рейкьявике, Исландия, (а) и внешний вид резервных баков ($V=96000 \text{ м}^3$) с горячей водой ($t=80^\circ\text{C}$) с рестораном наверху (б)



Рис. 16. Расход энергии на отопление в Исландии

эта проблема и наиболее подготовленными в этом смысле являются Камчатка, Северный Кавказ, Калининградская область и другие.

Хорошим примером комплексного использования геотермальных ресурсов является реализуемый в настоящее время в Краснодарском крае проект создания локальной системы теплоэлектроснабжения г. Лабинска. Энергия геотермального теплоносителя максимально используется для выработки электроэнергии на бинарной электростанции, теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ), обогрева тепличных хозяйств, гостиничного комплекса, больницы, горячих плавательных и бальнеологических бассейнов, а также производственных нужд сахарного завода и других предприятий. Включение в проект бинарной электростанции позволяет значительно повысить эффективность всего проекта за счет использования геотермального тепла для выработки электроэнергии в летний сезон.

В последние годы широко используются в системах теплоснабжения ТН на основе геотермальных источников энергии.

ТН предназначен для передачи внутренней энергии от теплоносителя с низкой температурой к теплоносителю с высокой температурой.

Источником низкопотенциального тепла может быть энергия окружающей среды и отработанное тепло, в том числе геотермальное тепло грунтов и подземных вод, охлаждающая вода после конденсаторов паротурбинных установок температурой от нуля до $40...50^\circ\text{C}$ и т.д.

Применяются ТН для теплоснабжения, вентиляции и других производственных нужд.

Высокая эффективность ТН объясняется возможностью получения количества тепловой энергии, в несколько раз превышающей энергию, затраченную на привод компрессора. В основном ТН используют низкопотенциальные (так называемые «фоновые») геотермальные ресурсы, лежащие «у нас под ногами» на глубине нескольких сот метров.

Экологическая чистота и высокая эффективность послужили причиной активного развития в последние годы геотермальных ТН в мире. К концу 2000 г. общая установленная мощность геотермальных ТН в мире составляла около 7 000 МВт, а годовая выработка тепла с их использованием превышала 23 000 ТДж.

Широкое распространение получили следующие способы извлечения первичного тепла:

- скважины с геотермальной водой;
 - горизонтальные грунтовые теплообменники;
 - скважинные теплообменники типа «труба в трубе»;
 - конструкционные теплообменники в опорах фундаментов и элементах конструкций зданий.
- В большинстве случаев для работы компрессоров ТН применяется электропривод. Наблюдается тенденция снижения верхнего температурного уровня (температуры потребителя) в системах теплоснабжения до $30...40^\circ\text{C}$ с применением подпольного обогрева, что позволяет уменьшить электропотребление компрессоров и повысить эффективность ТН в целом.

Наибольшее развитие эти технологии получили в США, Швеции, Канаде, Германии, Швейцарии и Австрии. В последние годы ТН представляют собой быстро растущий сегмент в технологиях, использующих геотермальное тепло Земли. Особенно это ярко выражено в США, где в 1997 г. работало около 45 000 ТН. Сегодня ежегодный прирост их количества составляет около 50 000 штук в год. Среди них 46% — с использованием закрытых вертикальных теплообменников, 38% — горизонтальных и 15% — открытых систем.

Ожидается дальнейший ежегодный рост на 10 % установленной мощности ТН в США (сегодня в США установлено более полумиллиона тепловых насосов на территории страны). Лидером в данной области является Швейцария, где в среднем один тепловой насос приходится на 2 км² территории. Нормы проектирования и строительства зданий в Швейцарии требуют обязательного использования ТН для их теплоснабжения.

Россия, как северная страна с большой территорией, в первую очередь нуждается в развитии локальных систем теплоснабжения с использованием ТН.

Использование ТН на основе грунтового тепла является высокоэффективным при создании локальных систем теплофикации и подачи горячей воды в крупных городах. Это направление активно развивается в Европе и других странах мира.

В настоящее время эти технологии получили развитие в Москве и других городах России. При строительстве аквадрома и ряда зданий Москвы предусмотрено применение ТН для систем нагрева воды и отопления.

На юго-западе Москвы успешно работает система горячего водоснабжения 18-этажного жилого дома (рис. 17). Использование грунтового тепла в тепловых насосах вместе с утилизацией тепла вентиляционных выбросов позволяют обеспечить более дешевое, бесперебойное, круглогодичное горячее водоснабжение дома.



Рис.17. Схема комплексной утилизации теплоты на горячее водоснабжение (а) 18-этажного жилого дома в Москве (б) с использованием геотермальных ТН (в)

В то же время Елизовский район обладает уникальными запасами геотермального тепла Земли, достаточными для полного энергообеспечения района теплом и электроэнергией.

Теплоснабжение ряда потребителей Елизовского района, расположенных в 20...30 км от г.

Елизово, в пос. Паратунка и Термальный, базируется на прямом использовании геотермального тепла. Горячая вода для теплоснабжения поступает с Паратунского месторождения термальных вод (утвержденные эксплуатационные запасы составляют 23,3 тыс. м³/сут. воды со средней температурой 77 °С), которое эксплуатируется ГП «Камчатбургеотермия» с 1969 г.

Использование геотермальной воды позволило надежно обеспечить теплом население, предприятия и лечебно-оздоровительные учреждения, расположенные в долине р. Паратунка. В этом районе тепло Земли используется для отопления и горячего водоснабжения, выращивания овощей, фруктов и цветов, разведения лососевых рыб, в оздоровительных целях в бассейнах с термальной водой (рис. 18).

С целью перевода теплоснабжения г. Елизово на местные геотермальные ресурсы предполагается создать экологически чистую геотермальную систему теплофикации с теплонасосной станцией, обеспечивающей нагрев сетевой воды в отопительный период максимум до 95 °С и максимальное использование потенциала геотермального теплоносителя.

Обеспечение электроэнергией Елизовского района, включая питание компрессоров тепловых насосов, будет осуществляться также за счет использования геотермальных ресурсов. Электроэнергия будет подаваться от комплекса ГеоЭС, уже работающих на Мутновском месторождении.

Международное сотрудничество и новые российские геотермальные проекты

Реализация современных международных геотермальных энергетических проектов в последние годы характеризуется расширением применяемых финансовых схем.

Высокая инвестиционная привлекательность геотермальных проектов позволяет финансировать их на основе контрактов типа «BOOT» (строю, владею, эксплуатирую, передаю), «BLT» (строю, передаю в аренду, передаю). Становится выгодно инвестору за счет собственных средств и привлеченных кредитов построить ГеоЭС, затем в течении определенного времени владеть и эксплуатировать ее (обеспечивая возврат вложенных средств и получение прибыли) и впоследствии передать ГеоЭС ранее оговоренному новому владельцу, в лице государственной или частной энергетической компании или концессионеру геотермального месторождения.



Рис. 18. Использование геотермальных ресурсов Елизовского района Камчатки

Заказчик-управляющая компания при таких схемах финансирования существенно сокращает срок строительства и повышает эффективность механизмов финансирования.

В условиях современной России и реструктуризации энергетики нельзя ожидать мощного централизованного финансирования строительства электрических станций, их перевооружения и организации теплоснабжения городов.

Энергетические компании, регионы, большие города и отдельные районы должны сами обеспечивать население и промышленность устойчивым электро- и теплоснабжением на основе современных электростанций, систем теплоснабжения и использования имеющегося опыта ряда стран.

Развитие энергетики должно базироваться на привлечении российских и зарубежных инвестиций и кредитов. Для этого необходимо обеспечивать финансово-экономическую привлекательность проектов и надежность возврата заемных средств.

Успешным примером проектного финансирования строительства новой Мутновской электростанции является сотрудничество ОАО

«Геотерм» с Европейским банком реконструкции и развития (ЕБРР) и получения кредита порядка 100 млн. USD.

На начальном этапе подготовки к созданию Мутновской ГеоЭС работы велись за счет ОАО «Камчатскэнерго» и госбюджетных средств Минэнерго РФ и Миннауки РФ; подготовка международного ТЭО (Feasibility Study) выполнялась за счет гранта ЕБРР (≈ 1 млн. USD). Создание Мутновской ГеоЭС осуществлялось в соответствии с современными международными требованиями, и все контракты (всего 12) на поставки, работы и услуги заключались ОАО «Геотерм» на открытой конкурсной (тендерной) основе. Около 60 различных организаций, институтов и фирм проявили интерес к участию в создании Первой Мутновской ГеоЭС.

На рис. 19 показана схема организации международного энергетического проекта (несколько фаз) с привлечением крупного кредита. С целью повышения эффективности использования кредитов целесообразно строить серию ГеоЭС поэтапно.

Опыт строительства Мутновской ГеоЭС на основе кредитных средств и инвестиций РАО «ЕЭС

Геотермальная энергетика



Рис.19. Схема организации и этапы реализации современных геотермальных энергетических проектов в Камчатской области

России» продемонстрировал определяющую роль государства и региональных властей в обеспечении гарантийных обязательств по кредитам.

В последние годы широко используются в системах теплоснабжения ТН на основе геотермальных источников.

Практически впервые в отечественной энергетике организация финансирования и управления проектом по строительству электростанции выполнены в соответствии с международными правилами ведения торгов, осуществления бухгалтерского учета и финансово-экономической отчетности, а также технического контроля. Главным условием для начала геотермального энергетического проекта являются наличие лицензии на геополе, подписанный контракт на гарантированную куплю-продажу будущей электроэнергии (на 30 лет) и собственные средства компании (до 30%).

Эффективная и надежная эксплуатация Верхне-Мутновской ГеоЭС в суровых климатических условиях, успешная реализация проекта строительства МГеоЭС-1 с пуском первого энергоблока в декабре 2001 г. и наличие подтвержденных геотермальных запасов, линии электропередачи, перспектива вытеснения производства электроэнергии на основе мазута экологически чистыми, независимыми от привозного топлива геотермальными энергетическими технологиями стали основанием для выделения мировым экологическим фондом (Мировой банк) гранта АО «Геотерм» на подготовку расширенного бизнес-плана на строительство второй очереди Мутновской ГеоЭС (МГеоЭС-2) мощностью до 100 МВт.

Программа развития электроэнергетики промышленного центрального района Камчат-

ской области, включающая на Мутновском геотермальном месторождении строительство экологически чистых геотермальных электростанций МГеоЭС-2 (100 МВт), МГеоЭС-3 (50 МВт), МГеоЭС-4 (50 МВт), IV блока В-МГеоЭС (10 МВт) позволит значительно снизить выбросы двуокиси углерода по сравнению со сценарием развития электроснабжения на базе природного газа (рис. 20).

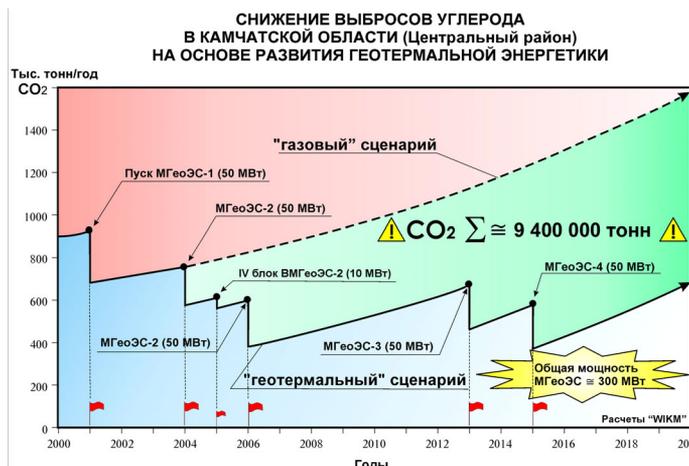


Рис. 20. Снижение выбросов углерода (CO_2) в Камчатской области за счет развития геотермальной энергетики

Расчеты показывают, что в перспективе только на продаже (переуступке) квот снижения выбросов двуокиси углерода на Мутновских ГеоЭС можно получить от 5 до 10 млн. USD.

Реализация геотермальных энергетических проектов в России имеет особую привлекательность в свете развития механизмов Киотского Протокола и Рамочной конвенции ООН об изменении климата.

После подписания Россией Киотского протокола стало возможным получение безвозмездных авансовых денежных выплат под будущие сокращения выбросов парниковых газов на стадии строительства объекта. Подобные инвестиции вместе с другими механизмами Киотского Протокола могут составлять в среднем от 10% до 50% от общей стоимости проекта, улучшая эффективность инвестиционных проектов.

Эффект от реализации геотермальных проектов в части снижения выбросов парниковых и других вредных газов чрезвычайно высок и может быть оформлен как часть российской квоты с последующей ее продажей на международном рынке.

В настоящее время ОАО «Геотерм», Российская Ассоциация «Геотермальное Энергетическое Общество» (ГЭО) совместно с Энергетическим углеродным фондом РАО «ЕЭС России» работают над подготовкой документов для представления на углеродный рынок о снижении выбросов парниковых газов при выработке электроэнергии на экологически чистой Верхне-Мутновской ГеоЭС 12 МВт, работающей с 1999 г.

Подобные механизмы углеродного рынка предполагается использовать для действующей МГеоЭС, проектируемого IV блока Верхне-Мутновской ГеоЭС с бинарным циклом, геотермального теплоснабжения г.Лабинска и других российских проектов.

В начале 2001-2002 гг. Всемирный банк разработал Программу поддержки развития геотермальной энергетики Восточной Европы и Центральной Азии, которая предполагает выделение в рамках Геофонда 25 млн. долл. США в ближайшие 2–3 года на техническое содействие, частичные гарантии рисков и инвестирование геотермальных проектов.

ГЭО при финансовой поддержке и участии Мирового банка/Геофонда, Международной Геотермальной Ассоциации, Немецкой Геотермальной Ассоциации, Минпромнауки РФ, Минэкономразвития РФ, РАО «ЕЭС России», ОАО «Геотерм», АО «Наука», Администраций Краснодарского края, Камчатской области и других организаций успешно провели Международные Геотермальные Семинары в г. Сочи (МГС-2003) и в г.Петропавловск-Камчатский (МГС-2004). В результате были определены перспективные российские геотермальные энергетические проекты:

строительство IV блока Верхне-Мутновской ГеоЭС (стоимость проекта 10,3 млн. USD);

тепло- и электроснабжение г. Лабинска Краснодарского края (стоимость проекта 26,5 млн. USD);

тепло- и электроснабжение Елизовского района Камчатской обл. (стоимость проекта 55,0 млн. USD);

реконструкция и расширение Паужетской ГеоЭС (стоимость проекта 10,0 млн. USD);

строительство второй очереди Мутновской ГеоЭС 100 (50+50) МВт (э), (стоимость проекта 230-250 млн. USD);

комплексное использование геотермальных ресурсов Казьминского месторождения в Ставропольском крае (стоимость проекта 18,0 млн. USD);

тепло- и электроснабжение п. Светлый в Калининградской области (стоимость проекта 21,0 млн. USD);

теплоснабжение г. Кизляр в Республике Дагестан (стоимость проекта 19,5 млн. USD);

теплоснабжение г.Махачкалы (стоимость проекта 75,0 млн. USD);

теплоснабжение п.Чистово в Омской области (стоимость проекта 9,0 млн. USD);

тепло- и электроснабжение отдельных районов Томской области (стоимость проекта 20,0 млн. USD);

комплексное использование ресурсов Речинского геотермального месторождения в Дагестане (стоимость проекта 16,0 млн. USD);

тепло- и электроснабжение Курильских островов (стоимость проекта 30,0 млн. USD).

В 2005 г. Геофонд планирует выделить гранты и техническую помощь для реализации проектов по созданию геотермального теплоэлектроцентрализованного теплоснабжения г.Лабинска, строительства IV блока Верхне-Мутновской ГеоЭС с бинарным циклом, сооружение Паужетской бинарной ГеоЭС, а также поддержать проекты в Калининградской области и Ставропольском крае.

ЛИТЕРАТУРА: 1. *Мировая энергетика* а3, 2002. 2. *Дж. Лунд* Использование геотермальной энергии в мире. Геотепловой центр, ОТИ, Оригона, США. 2004. 3. *Поваров О.А., Томаров Г.В.* Геотермальные электростанции — путь к экологически чистой энергетике. //Известия Академии Промышленной Экологии. Проблемы и перспективы экологии. 2001, а3. 4. *Шпак А.А., Стрелетов В.П., Огородов Н.В.* Гидротермальные ресурсы России: проблемы изучения и освоения России. Проблемы геотермальной энергии. Т.1 С-Пб.: СПГИ, 1995. 5. *Sugrovov V.M.* Utilization of geothermal resources of Kamchatka, prognostic assessment and future development //Proc. WGC. Florence. 1995. Vol. 3. 6. *Поваров О.А., Лукашенко Ю.Л., Томаров Г.В., Циммерман С.Д.* Геотермальные промышленность и технологии в России //Тяжелое машиностроение 2001. №1. 7. *Бритвин О.В., Поваров О.А., Клочков Е.Ф.* и др. Мутновский геотермальный энергетический комплекс на Камчатке //Теплоэнергетика. 2001. а2.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ РЫНКА МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

(По результатам работы Международной конференции «Малая энергетика -2004»)

Пейсахович В. Я., к.т.н., ОАО «Малая энергетика»

12 – 13 ноября 2003 г. в Москве состоялась четвертая Международная конференция «Малая энергетика-2004». Организаторы конференции — Министерство Российской Федерации по атомной энергии, концерн «Росэнергоатом», Министерство энергетики РФ, РАО «ЕЭС России», Ядерное общество России, ОАО «Малая энергетика».

Основной организацией, обеспечившей проведение конференции, является ОАО «Малая энергетика», одним из важных направлений деятельности которой является проведение международных конференций, совещаний и семинаров.

За весь период своей деятельности предприятием организовано несколько конференций, связанных с основной тематикой работы компании, — формированием рынка малой энергетики. Проведенная в ноябре 2004 г. конференция является четвертой по данной теме. По представительности участников и по их активности она может быть отнесена к одной из наиболее успешных.

В работе конференции и круглого стола приняли участие представители более 40 организаций из более чем 6 стран, а также производители и потребители электро- и теплоэнергии, известные зарубежные специалисты энергетики из стран Европы, Азии, Африки и СНГ, а также представители СМИ. Было представлено более 80 докладов, в том числе около 10 стендовых.

В рамках международной конференции «Малая энергетика-2004» проведен круглый стол, посвященный инвестиционным и институциональным проблемам рынка малой энергетики. Председателем и ведущим круглого стола был А.К. Полушкин. Состоялось обсуждение вопросов, посвященных различным тенденциям и развитию малой энергетики и формированию ее рынка.

Как и на прошедших в предыдущие годы конференциях, тематика конференции «Малая энергетика-2004» охватывала два важнейших аспекта развития малой энергетики — малую атомную энергетику и энергетику на традиционных видах топлива и возобновляемых ресурсах. В настоящей статье основное внимание уделено второму аспекту.

С Приветствиями участникам конференции выступили:

от Совета Федерации — Шудегов В. Е., Председатель Комитета СФ ФС РФ по науке, образованию, культуре, здравоохранению и экологии;

от Государственной Думе — Чилингаров А.Н., заместитель Председателя ГД РФ;

от Правительства Московской области — Пархоменко И.О., первый заместитель Председателя Правительства;

от Минпромэнерго РФ — Яновский А.Б., директор Департамента ТЭК;

от Миннауки — Клименко А.В., заместитель Руководителя Федерального Агентства по науке и инновациям;

от Росатома — Рачков В.И., начальник Управления атомной энергетики.

На пленарном заседании с докладами выступили: Кузин Е.А., (ОАО «Малая энергетика», Москва) «Роль и место малой энергетики в решении проблем энергетического обеспечения стратегически важных объектов, энергетической безопасности ЖКХ и промышленных предприятий регионов России», Редько И.Я. (НППЦ «Малая энергетика» РАО ЕЭС России, Москва) «Основные направления развития малой и нетрадиционной энергетики РАО ЕЭС России», Великанова М.Д. (РКС, Москва) «Реформирование коммунальной энергетики. Проблемы и решения», Рачков В.И. (Росатом, Москва) «Малая атомная энергетика России: состояние и перспективы», Некрасов А.С. (Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва) «Экономические и социальные последствия неэффективного теплоснабжения в России», Дубинин В.С. (Научная группа «Промтеплоэнергетика» факультета довузовской подготовки МАИ, Москва) «Сопоставление централизованных и децентрализованных систем энергоснабжения в связи с ожидаемой ситуацией в энергетике России», Парников Н.М. (Сахаэнерго, Якутск) «Программа развития малой энергетики Республики Саха (Якутия) на 2005–2010 гг. и на период до 2015 года»

Из наиболее интересных можно назвать следующие секционные доклады:

«Опыт промышленного внедрения чистой угольной технологии кипящего слоя на водо-

угольном топливе» — Листратов И.В., (ГУП НПО «Гидротрубопровод», Москва), Захаров П.А. (ООО «Эривелт» Москва);

«Проблемы развития малой нетрадиционной энергетики в России» — Перминов Э.М. (ОАО НПО «Нетраэл», Москва);

«Перспективы применения баромембранных технологий в ВПУ» — Кривобок С.М., Стариков Е.Н., Судиловский П.С. (ООО «Гиротех», Москва, Россия);

«Ветрогенераторы «Бриз 5000» и ветродизельные комплексы «Бриз». Электроснабжение локальных объектов» — Брызгунов И.М. (НПО «Электросфера», Санкт-Петербург);

«ГТЭС производства ОАО «Авиадвигатель» для малой энергетики» — Д.Д. Сулимов (ОАО «Авиадвигатель», Пермь);

«Опыт эксплуатации роторных машин ПРОМ» — Смоляницкий В.Г. (РОЭЛ, Москва);

«Применение малогабаритных котлов конструкции СКБК для нужд малой энергетики» — Зинин В.И. (ОАО «СКБ Котлостроения», Санкт-Петербург);

«Эффективные ГТУ мощностью 1000 кВт различного назначения при использовании природного газа» — Осипов М.И. (МГТУ им. Н.Э.Баумана, Москва);

«Оптимизация режимов работы автономных систем с ветроэлектростанциями» — Лукутин Б.В. (Томский политехнический университет, Томск);

«Методика и результаты ретроспективного прогноза энергетической эффективности ветроэлектрической станции в поселке Куликово Калининградской области России» — Николаев В.Г. (НИЦ «АТМОГРАФ», Москва);

«Расширение возможности применения газовых электроагрегатов и электростанций на их базе» — Разуваев А.В. (ОАО «Волжский дизель имени Маминых», г. Балаково, Саратовской обл.);

«Перспективы развития системы автономного энергоснабжения в Московской области на базе объектов малой энергетики» — Айрапетянц Д.Г. (Энергетический комитет Московской области, Москва);

«Проблемы развития малой энергетики в Беларуси», Сивак А.В. (Министерство энергетики Республики Беларусь, Минск, Беларусь), Казазян В.Т. (Национальная академия наук, Минск, Беларусь);

«Настоящее и будущее рынка малой ветроэнергетики» — Минаев Н.А., (ЦНИИ «Электроприбор», Санкт-Петербург);

«Оценка технико-экономической эффективности использования комбинированной теплопроизводящей установки на базе теплового насоса для теплоснабжения микрорайона г. Слюдянки» — Клер А. М. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского Отделения РАН);

«Некоторые аспекты выбора типа привода при строительстве минитеплоэлектростанций» — Петров А.В. (ОАО «Электрозавод», Москва);

«Сравнение эффективности надстройки котельных газотурбинными и паровинтовыми агрегатами» — Стёпина Е.М. (ЗАО «Независимая энергетика», Москва)

По единодушному мнению всех участников, принятое решение прошлогодней конференции сделать такие конференции ежегодными является правильным и не должно быть пересмотрено.

В выступлениях участников конференции отмечено, что либерализация рынка и свободное ценообразование в энергетике должны быть прежде всего напрямую увязаны с демонополизацией и созданием условий для свободной конкуренции. Однако в проектах нормативно-правовых актов, разрабатываемых в ходе реформирования электроэнергетики, такой увязки в настоящий момент нет. РАО «ЕЭС России» только приступило к созданию необходимых предпосылок для формирования подлинно конкурентного рынка, работающего в интересах отечественного потребителя. Одним из субъектов такого рынка должен стать рынок малой энергетики.

Еще раз отмечена настоятельная необходимость ускорения разработки и принятия Законов РФ прямого действия «О теплоснабжении» и «О малой энергетике».

Среди докладов, представленных на конференции, были доклады по новым технологиям производства и сжигания топлива, по новым установкам по производству электроэнергии и тепла, по нетрадиционной энергетике.

В докладах институтов «Гипротрубопровод», МГТУ им.Н.Э.Баумана и др. изложены новые технологии производства экологически чистого топлива из угля и биомассы и предложены методы его применения в малой энергетике.

В докладах НЕТРАЭЛ («Проблемы развития малой нетрадиционной энергетики в России»), ЦНИИ «Электроприбор» («Рынок малой ветроэнергетики в России»), ООО «Ветрогидроэнергетика» («Бесплотинная всепогодная гидроэлек-

тростанция (БВГЭС) — насущная необходимость нашего времени»), ОАО «НИИЭС» («Перспектива использования новых ортогональных гидроагрегатов в малой и приливной энергетике»), Астраханского Инженерно-строительного института («Ветроотопловые электростанции») показаны перспективы, возможности и особенности внедрения нетрадиционной возобновляемой энергетике в регионах России.

Сдерживающим фактором широкого практического использования энергии ВИЭ является недостаточная изученность региональных энергетических кадастров ВИЭ и отсутствие критериев и методик оценки эффективности их применения.

Испытательным полигоном для решения представленных выше проблем Центром энергосбережения РАО «ЕЭС России» была выбрана Томская область. В ходе научно-исследовательских работ был разработан энергетический кадастр ВИЭ Томской области: солнца, ветра, малых рек, геотермальной энергии, биомассы. Предложены критерии и методика оценки эффективности применения ВИЭ. Успехам работы по этой тематике Томского политехнического института посвящен доклад Лукутина Б.В.

Экономическая эффективность применения ВИЭ определяется по приведенным годовым затратам на 1 кВт установленной мощности системы.

В качестве социально-экологических критериев эффективности применения различных вариантов электроснабжения в их исследовании принимались следующие:

- потенциальная угроза жизни людей;
- наличие топливной составляющей;
- отчуждение земли;
- влияние на птиц и животных;
- акустическое воздействие и вибрация;
- электромагнитное излучение;

Из-за сложности количественной оценки социально-экологических критериев производится их качественная оценка, которая может служить в качестве дополнительного критерия при выборе наиболее рационального варианта электроснабжения объекта.

Основным фактором, определяющим энергоэффективность возобновляемых энергоисточников для производства электроэнергии, является их концентрация в рассматриваемом регионе.

В докладе Э.М. Перминова показано, что в настоящее время в мире наблюдается бурное развитие ветроэнергетики. Она становится одним из направлений использования экологически чистой

возобновляемой энергии и энергосбережения. Установленная мощность ветроэлектростанций (ВЭС) за последние 10 лет увеличилась в 9 раз. Особым достоинством ветроэнергетики являются малые сроки строительства и ввода новой мощности. Монтаж ВЭУ мощностью 1 – 2 МВт может быть осуществлен за 3 – 10 дней. А весь строительномонтажный цикл составляет 1,5 – 2 месяца. Значительно упрощается и удешевляется ветроэнергетическая установка, предназначенная для выработки тепла, когда требования к качеству электроэнергии снижаются, что особенно важно для суровых климатических условий Севера.

Ветроэнергетика за рубежом уже сегодня в состоянии конкурировать с новыми электростанциями на угле, в некоторых случаях способна конкурировать с электростанциями, работающими на природном газе. В соответствии с программой Wind Force-12 доля ветроэнергетики в общем мировом производстве электроэнергии в 2020 г. составит 12 %, а в Дании уже сегодня на ветроустановках производится более 15 % от всего ее объема.

По данным американского электроэнергетического института (EPRI) стоимость 1 кВт*ч электроэнергии на современных ВЭС за последние десять лет снизилась с 15 – 20 до 5 – 7 центов и сегодня сравнима со стоимостью электроэнергии, получаемой на традиционных электростанциях - 5 – 9 центов/кВт.ч на АЭС, 4 – 5 на ТЭС на угле и газе и 5 – 20 на ГЭС различной мощности.

Районы Крайнего Севера и Сибири имеют большую потребность в развитии ветроэнергетики, где на значительной части этих районов дуют ветры с хорошим энергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет 5 – 9 м/с). Использование этого ветропотенциала позволит решить многие вопросы энергоснабжения, «северного завоза», улучшить социально-экономическую и экологическую обстановку.

Ветроэнергетические ресурсы большинства районов Севера в сотни раз превышают потребность населения в тепловой и электрической энергии.

Особенностями энергообеспечения удаленных районов нашей страны являются:

- децентрализованное энергоснабжение потребителей;
- разобщенность населенных пунктов и значительные расстояния между ними, а также отсутствие развитой сети коммуникаций;

суровые климатические условия;
высокая стоимость строительства энергоисточников;

в силу экстремальных условий проживания населения необходимость надежного и постоянного по времени производства электрической и тепловой энергии;

ограничение по мощности локальной электростанции, которая определяется уровнем энергопотребления конкретным населенным пунктом;

ограниченное по времени проживание в местах освоения и добычи полезных ископаемых и т.п.

Следовательно, специфика и условия работы электростанций на возобновляемых источниках энергии в нашей стране значительно отличаются от условий работы этих электростанций за рубежом.

Совместная работа ДВСэлектростанций и ВЭС позволит повысить надежность и эффективность функционирования автономных систем энергоснабжения.

Для реализации указанных требований специалистами РАО «ЕЭС России» разработан и предлагается проект по созданию многофункционального энергокомплекса на базе гибридной ДВСэлектростанции (МЭЖ) по производству преимущественно из местных энергетических ресурсов генераторного газа, электрической и тепловой энергии с аккумулярованием тепла и электричества с использованием нетрадиционных источников энергии.

На Конференции были подняты и вопросы энергетической безопасности нашей страны. Состояние отечественной энергетики в настоящее время повсеместно характеризуется:

закритическим старением с перспективой массового выбытия из рабочего состояния оборудования большой энергетики, износ которого в среднем уже превышает 70 %;

отсутствием действенного инвестиционного механизма, сложившейся системой неплатежей потребителей электрической и тепловой энергии, затрудняющими инвестиционную деятельность и не позволяющими развернуть программу технического перевооружения энергетики в необходимых объемах, требующихся в связи с критическим износом оборудования и возможностью внедрения новейших экономически и экологически более выгодных средств малой энергетики;

развалом строительного и энергомашиностроительного пространства;

обострением экологической ситуации;

проведением разорительной тарифной политики и пр.

Исходя из экономической оценки к числу наиболее жизнеспособных средств эффективного энергообеспечения большинства регионов страны относятся установки малой энергетики.

Таким образом, с целью ускорения инвестиционного цикла подъема энергетики далее приоритет следует отдавать не мощным дорогостоящим и долго строящимся объектам, а сооружению энергообъектов относительно малой мощности, соответствующих реальным потребностям территориального пообъектного спроса в энергоресурсах с использованием преимущественно местных видов топлива и переработки отходов производства.

Целесообразна ориентация в регионах на строительство установок малой энергетики преимущественно за счет средств самого заказчика, в большей степени способная решать проблему энергобезопасности в целом ряде регионов. Что особенно относится к наиболее удаленным регионам России. В центральных же регионах страны необходимо рациональное сочетание действующей большой энергетики РАО «ЕЭС России» и вновь создаваемой малой энергетики. Вполне оправданы в настоящее время будут усилия, направленные на решение организационно-технических и финансово-экономических вопросов, а также нормативно-правовое обеспечение проблемы энергобезопасности страны как на федеральном, так и на региональном уровнях.

Развитие малой региональной энергетики способно существенно сократить затраты на производство энергии, охрану окружающей среды и повысить надежность системы теплоэлектроэнергоснабжения в целом.

Установки малой энергетики мощностью 1 – 25 МВт способны уже в настоящее время явиться резервом на важнейших стратегически важных объектах и оперативно преодолевать кризисные явления при возникновении аварийных чрезвычайных ситуаций.

Наиболее рациональным развитием энергорынка в сложившейся конъюнктуре является привлечение поставок зарубежного оборудования малой энергетики в сочетании с энергоустановками отечественных заводов.

Для эффективного развития общей энергетики с внедрением на местах оборудования альтернативной энергетики необходимо создание условий для всемерного развития альтернативной энергетики как базовой в удаленных хронически энергодефицитных регионах страны.

Традиционной и важной сферой применения малой энергетики являются удаленные изолированные потребители, особенно северные, при сравнительно малых объемах электропотребления и удаленности друг от друга.

Таким образом, малая энергетика выполняет многие важные, в том числе, системные функции в электроэнергетике. Для стимулирования развития малой энергетики необходима соответствующая экономическая и правовая поддержка, связанная с созданием в определенной степени льготных условий для инвестирования в малые энергетические объекты, привлекая различные источники инвестиций и создавая благоприятную налоговую и кредитную среду, поддерживаемую необходимым законодательством. При этом фактически стимулируются независимые производители электроэнергии, что создает дополнительные положительные факторы для реализации механизмов конкуренции в электроэнергетике.

Необходимо отметить, что широкое внедрение объектов малой энергетики в ЭЭС изменяет их функциональные свойства. Вследствие небольших мощностей малые энергообъекты устанавливаются в распределительной сети в непосредственной близости от конкретных потребителей, формируя так называемую распределенную генерацию. Это разгружает как основную, так и распределительную электрическую сеть, что способствует повышению надежности и вносит дополнительные возможности для реализации рынков электроэнергии, освобождая пропускные способности связей. В то же время требуется определенный пересмотр принципов управления режимами ЭЭС и обеспечения устойчивости системы при наличии боль-

шой доли распределенной генерации, однако эти вопросы пока проработаны недостаточно.

Серьезное внимание в работе конференции было отведено участию организаций и предприятий в реализации жилищной реформы и, в частности, вопросам коммунальной энергетики.

На основе заслушанных докладов и выступлений в прениях и за круглым столом участники конференции приняли развернутое решение, основные положения которого следующие:

проведенный в ходе конференции обмен мнениями еще раз подтвердил, что формирование рынка малой энергетики — это сложный и продолжительный процесс, и принятие необдуманных, скоропалительных решений в данном вопросе недопустимо. При формировании рынка малой энергетики должны быть учтены как ошибки, так и достижения наших иностранных коллег;

участники конференции выразили единодушное мнение о том, что принимаемые решения по вопросу реализации модели рынка малой энергетики в Российской Федерации возможны только тогда, когда созданы условия для конкуренции и утверждена соответствующая нормативно-правовая база;

важным результатом конференции является осмысление целей, содержания и методов, необходимых для успешного развития рынка малой энергетики;

во избежание ошибок, допущенных в ходе реформирования энергетики различных стран, участники конференции предлагают особое внимание уделить важным документам (Федеральные и региональные законы и Постановления Правительства РФ и исполнительных органов регионов и муниципальных образований), подлежащим разработке в ходе реформирования электроэнергетики и коммунального хозяйства. В числе новых законов РФ, подлежащих разработке и принятию в кратчайшие сроки, должны стать Законы РФ прямого действия «О теплоснабжении» и «О малой энергетике».

О РАБОТЕ СЕКЦИИ «МАЛАЯ И НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА» НТС ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

На заседаниях секции «Малая и нетрадиционная энергетика», которые состоялись в период с 30 июня 2004 г. по 31 марта 2005 г., были заслушаны доклады на тему:

«О технико-экономическом и социальном значении строительства малых ГЭС на примере Правдинской ГЭС на реке Лава и Хоробровской ГЭС на реке Нерль» (30 июня 2004 г.);

«Программа нормативно-правового обеспечения развития малой и нетрадиционной энергетики. Программа нормативно-правового обеспечения развития ветроэнергетики» (30 сентября 2004 г.);

«Результаты реализации Программы развития малой энергетики Республики Саха (Якутия)» (09 декабря 2004 г.);

«Программа развития малой энергетики Республики Саха (Якутия) на 2005-2010 гг. и на период до 2015 года» (31 марта 2005 г.).

В результате рассмотрения и обсуждения данных докладов секция «Малая и нетрадиционная энергетика» НТС ОАО РАО «ЕЭС России» приняла ряд решений, которые приводятся ниже.

По докладу на тему: «О технико-экономическом и социальном значении строительства малых ГЭС на примере Правдинской ГЭС на реке Лава и Хоробровской ГЭС на реке Нерль»:

1. Одобрить работу, проводимую ОАО «Янтарьэнерго», ОАО «Сахаэнерго», НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» в области малой и нетрадиционной энергетики и, в частности, в области разработки новых технических решений по повышению эффективности строительства и эксплуатации малых ГЭС. Рекомендовать названным организациям рассмотреть и утвердить на советах директоров долгосрочные программы развития малой и нетрадиционной энергетики соответствующих территорий и опубликовать их в отраслевой прессе.

2. Рекомендовать ОАО «НИИЭС» завершить в 2004-2005 гг. испытания автоматических затворов типа «Гидроплюс» на Хоробровской ГЭС, находящейся в ведении Института, испытания модельного ряда ортогональных гидротурбин на микроГЭС «Барвиха», малой ГЭС «Сенеж» и Кислогубской ПЭС и подготовить на основе результатов этих испытаний рекомендации по производству и применению этого оборудования в малой гидроэнергетике.

3. Рекомендовать НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» осуществить в 2004-2005 гг. совместно с территориальными органами управления разработку региональных программ развития малой гидроэнергетики с привлечением хозяйствующих субъектов и независимых частных инвесторов.

4. Рекомендовать руководству Бизнес-единицы «Гидрогенерация» изучить потенциальную коммерческую эффективность бизнеса по направлению «Малая гидроэнергетика» и принять на себя задачи координации работ в области малых ГЭС с последующим формированием корпоративной программы развития малой гидроэнергетики.

5. Учитывая социальную значимость малой гидроэнергетики, рекомендовать НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» совместно с филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» «Институт Гидропроект»:

разработать программу подготовки законопроектов и нормативно-правовых актов федерального и регионального уровня по проблемам развития малой гидроэнергетики;

провести работу по совершенствованию существующих методик определения гидроэнергетического потенциала малых рек и энергетической эффективности малых ГЭС;

подготовить в 2005 г. программу переоценки гидроэнергетического потенциала малых рек России и согласовать ее с региональными органами управления.

6. Рекомендовать НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» совместно с Калининградским государственным техническим университетом разработать методику и комплекс технических мероприятий, направленных на повышение устойчивости работы ВЭС и МГЭС в составе энергосистем соизмеримой мощности.

7. В целях повышения эффективности проектирования малых ГЭС рекомендовать НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» совместно с филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» «Институт Гидропроект» обобщить в 2004-2005 гг. наработки российских организаций по поставкам комплектного оборудования, основным проектным решениям по гидротехническим сооружениям, системам автоматики и управления малых ГЭС различных типов и выпустить Атлас МГЭС России.

8. Рекомендовать НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» совместно с БЕ «Гидрогенерация» и территориальными органами управления подготовить в 2005 г. справочник действующих и выведенных из эксплуатации МГЭС, разработать методику переоценки их стоимости и организовать привлечение потенциальных инвесторов к восстановлению и коммерческому использованию этих энергоустановок.

9. Рекомендовать НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» совместно с ОАО «Сахаэнерго» завершить в 2004 г. ТЭО МГЭС на притоке реки Бытантай для энергоснабжения населенного пункта Батагай-Алыта и представить его на рассмотрение секции «Малая и нетрадиционная энергетика» в I квартале 2005 г. с участием представителей заказчика и поставщиков оборудования.

По докладу «Программа нормативно-правового обеспечения развития малой и нетрадиционной энергетике. Программа нормативно-правового обеспечения развития ветроэнергетики»:

1. Одобрить представленный Научно-производственным центром малой энергетики ОАО «НИИЭС» и ЗАО «Лидесм» перечень нормативно-правовых документов для обеспечения развития малой и нетрадиционной энергетике и представить его в КЦ, ЦУР, БЕ «Сервис», БЕ «Гидрогенерация» и НП «ИНВЭЛ».

2. Рекомендовать КЦ, ЦУР, БЕ «Сервис», БЕ «Гидрогенерация» и НП «ИНВЭЛ» включить указанный Перечень НТД в разрабатываемую пограмму национальных и корпоративных стандартов Холдинга для последующей их разработки.

3. Просить Дирекцию по организации и методологии конкурсных закупок КЦ:

привлечь ОАО «НИИЭС», Научно-производственный центр малой энергетики ОАО «НИИЭС», ЗАО «ЛИДЕСМ» к разработке нормативно-правовых документов согласно указанному перечню;

определить совместно с НП «ИНВЭЛ» средства, необходимые для разработки и пересмотра в 2005 году нормативно-правовых документов по развитию малой и нетрадиционной энергетике и предусмотреть указанные средства в ПЭП Общества на 2005 год.

4. Рекомендовать Бизнес-единицам обеспечить включение в бизнес-планы АО-энерго и АО-электростанций средства для выполнения п. 3.

5. Рекомендовать БЕ «Сервис» и БЕ «Гидрогенерация» использовать в подведомственных

ДЗО методические рекомендации «Типовая программа и комплекс мероприятий по развитию малой энергетики АО-энерго ОАО РАО «ЕЭС России» при формировании региональных энергетических программ развития малой и нетрадиционной энергетике.

По «Результатам реализации Программы развития малой энергетики Республики Саха (Якутия)» были приняты решения:

1. Одобрить деятельность ОАО АК «Якутскэнерго» по реализации Программы развития малой энергетики в республике.

2. Рекомендовать НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС», ОАО АК «Якутскэнерго» распространить опыт развития малой энергетики в республике Саха (Якутия) среди ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России», включая публикации по этому вопросу в отраслевых журналах.

3. Рекомендовать отечественным заводоизготовителям использовать наработанный в ОАО АК «Якутскэнерго» положительный опыт эксплуатации ДЭС зарубежного производства, в том числе принципы и объем автоматизации производственных процессов, а также методы улучшения технического уровня отечественных ДЭС.

По Программе развития малой энергетики Республики Саха (Якутия) на 2005 – 2010 гг. и на период до 2015 г., разработанной ОАО АК «Якутскэнерго»:

1. Одобрить Программу развития малой энергетики Республики Саха (Якутия) на 2005 – 2010 гг. и на период до 2015 г., разработанную ОАО АК «Якутскэнерго».

2. Внести в существующую Программу дополнения, расширяющие использование возобновляемых источников энергии с указанием мест размещения объектов и их предполагаемой мощности.

3. Рекомендовать ОАО АК «Якутскэнерго» совместно с НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» и организациями НПК ОАО РАО «ЕЭС России» ускорить разработку и внедрение в пос. Тикси пилотного объекта многотопливного энерготехнологического комплекса, обеспечивающего использование местных видов топлива, и провести комплексные работы по уточнению значений ветропотенциала на площадке размещения ВЭС в п. Тикси.

4. Принимая во внимание отсутствие в рассматриваемой программе конкретных оценок потенциала местных возобновляемых источников энергии и его размещения на территории

Республики Саха (Якутия) рекомендовать ОАО АК «Якутскэнерго» провести в 2005-2006 гг. с привлечением специализированных организаций работы по исследованию соответствующих ресурсов и доработать Программу с учетом результатов этих исследований.

5. Рекомендовать Энергетическому углеродному фонду ОАО РАО «ЕЭС России» разработать применительно к ОАО АК «Якутскэнерго» механизм и методику инвестирования в проекты малой и нетрадиционной энергетики с учетом положений Киотского протокола и создаваемой законодательной базы малой энергетики РФ.

6. Рекомендовать НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» разработать комплекс мер по повышению квалификации, подготовке и переподготовке кадров в области малой и возобновляемой энергетики, в том числе в Учебном центре ветроэнергетики ОАО «НИИЭС» и оказать в этом вопросе помощь ОАО АК «Якутскэнерго».

7. Рекомендовать БЕ-1, 2, БЕ «Гидрогенерация», БЕ «Сервис», ОАО «НИИЭС» и ЗАО НПО «Нетраэл» активизировать усилия по принятию Закона «О малой и нетрадиционной энергетике», а также по адаптации к российским условиям международных стандартов, используемых в малой энергетике.

/Материал подготовлен Л.В. Вარიгиной/

О СЕМИНАРЕ “НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ”

13 – 14 апреля 2005 г. ОАО РАО “ЕЭС России” совместно с Компанией General Electric Inc. провели Семинар под председательством Председателя правления ОАО “ГидроОГК” В.Ю. Синюгина на тему “Нормативно-правовые вопросы обеспечения развития возобновляемой энергетики в России”.

В плане обмена опытом на Семинаре были заслушаны доклады представителей ряда зарубежных компаний: от “General Electric, США” – М. Беркенкампа (“Возобновляемые ресурсы для 21 века – технологии и схемы поддержки”), “GAMESA ENERGIA, Испания” — Х. Кортина (“Опыт использования мер законодательной поддержки развития ветроэнергетики в Испании”), Датского энергетического агентства – Х. Кристенсена (“Развитие системы мер законодательной поддержки ветроэнергетики в Дании”), “PERI, США” – Д. Анконы (“Трансформация практики законодательной поддержки развития возобновляемой энергетики США”), от “RECS International” — Ш. Зислер (Опыт использования системы “зеленых” сертификатов в Европе и проблемы формирования международного европейского рынка “зеленых” сертификатов и условия участия в нем России), от ЗАО “Нетраэл” — Э.М. Перминов (“Тенденции изменения законодательной базы развития возобновляемой энергетики в Германии”).

Наиболее общим и практически важным во всех зарубежных выступлениях был вывод о необходимости эффективной государственной законодательной и финансовой поддержки возоб-

новляемой энергетики на начальном этапе ее развития, что в разных формах, но в той или иной степени имело место во всех ведущих ныне в данном направлении странах.

От России с сообщениями по теме Семинара выступили П.П. Безруких (Институт энергетических стратегий) — “Возможные варианты законодательной поддержки развития возобновляемой энергетики в России и их экономическая оценка”, С.А. Михайлов (Минпромэнерго РФ) — “Использование системы мер Киотского протокола для стимулирования развития возобновляемой энергетики”, В.В. Каргиев (“Интерсоларцентр”) — “Механизмы стимулирования возобновляемой энергетики – что выбрать России”, И. Зерчанинова (“Информэлектро”) — “Возможные механизмы реализации “зеленой” сертификации в России для стимулирования развития возобновляемой энергетики”, А.Е. Копылов (ОАО “ГидроОГК”) — “Основы формирования концепции законодательного регулирования развития возобновляемой энергетики в России”.

В рамках Семинара проведен Круглый стол и дискуссия на тему “Дальнейшие перспективы развития мер законодательной поддержки возобновляемой энергетики”, в которых приняли участие В.Ю. Синюгин (ОАО “ГидроОГК”), В.У. Межевич (Член Совета Федерации), С.А. Михайлов (Минпромэнерго РФ), В.И. Виссарионов (“ВИЭН”), В.В. Елистратов (СПбГТУ), В.М. Каргиев (“Интерсоларцентр”), П.П. Безруких (Институт энергетических стратегий), А.Е. Копылов (ОАО “ГидроОГК”).

Большинство выступающих подчеркивало целесообразность разработки и скорейшего принятия закона РФ о возобновляемой энергетике с соответствующим пакетом мер и постановлений Правительства по государственной поддержке данного направления. Результаты проведенного на Семинаре системного

анализа передового зарубежного опыта с учетом условий и современных российских реалий представляют практический интерес и несомненную пользу для разработки проектов Российского законодательства по поддержке отечественной возобновляемой энергетики.

/Материал подготовлен В. Г. Николаевым/

**30 МАЯ 2005 Г. В МОСКВЕ СОСТОЯЛСЯ МЕЖДУНАРОДНЫЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ
«МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ – ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ. ВОЗМОЖНОСТИ
МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА»,
организованный Технологическим центром (Россия – Европейский Союз)**

Основной целью Международного Круглого Стола по вопросам развития малой гидроэнергетики России было обсуждение текущего состояния использования энергии малых рек и водотоков в России, а также рассмотрение мер по преодолению барьеров на пути развития этого направления энергетики в России. В работе Круглого Стола приняли участие 58 человек – руководители, специалисты, разработчики проектов, эксперты, бизнесмены, представители средств массовой информации из России, Великобритании, Бельгии, Австрии, Германии, Греции, Боснии и Герцеговины.

В основной части выступлений подчеркивалась актуальность и важность развития малой гидроэнергетики, особенно в районах удаленных от линий электропередач и более крупных электростанций, экологическая чистота и минимальное воздействие на окружающую среду. Подчеркивалась необходимость создания комплексных электростанций из-за сезонных проблем с эксплуатацией малых ГЭС в северных районах России, возникающих в зимний период, когда водоток промерзает практически на всю глубину. В выступлениях также отмечалось, что современные технологии малой гидроэнергетики позволяют генерировать качественную электроэнергию при минимальных эксплуатационных затратах и незначительной нагрузкой на экосистемы. В настоящее время потенциал малых рек России используется очень мало, несмотря на то что в некоторых регионах малая гидроэнергетика может быть основой системы энергоснабжения.

На заседании Международного Круглого Стола обсуждалась необходимость создания нормативной базы для проектирования сооружений МГЭС. Несмотря на то что экономические показатели малых и микроГЭС обычно

хуже, чем у больших гидроэлектростанций, однако у малой гидроэнергетики есть ряд других преимуществ, а именно:

позволяют использовать потенциал малых рек и водотоков;

оказывают меньшую нагрузку на экосистему рек;

способствуют развитию местной промышленности;

позволяют решать социальные проблемы региона;

требуют меньших затрат на строительство и эксплуатацию и т.п.

В процессе работы Круглого Стола с докладами выступили специалисты ОАО «НИИЭС»: Лятхер В.М. и Юрченко А.Н.. В докладе Лятхера В.М. «Гидроэлектростанции с ортогональными агрегатами» представлена полная ретроспектива развития турбин ортогонального типа, указаны их достоинства и область применения. В докладе Юрченко А.Н. «Развитие малой гидроэнергетики как одно из перспективных направлений деятельности ОАО «НИИЭС» был представлен ряд мероприятий, способствующих реконструкции и строительству МГЭС в России, а также отмечалась необходимость восстановления объектов малой гидроэнергетики и возможности ОАО «НИИЭС» для осуществления указанных выше задач.

По итогам работы Круглого Стола была подготовлена «Резолюция», в которой перечислены основные препятствия на пути развития малой энергетики России и даны рекомендации по усилению международного сотрудничества в области малой энергетики. Более подробно с резолюцией и материалами круглого стола можно ознакомиться на сайте: www.intersolar.ru.

/Подготовил А.Н. Юрченко/

21 АПРЕЛЯ МОСКОВСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ТОРЖЕСТВЕННО ОТМЕТИЛ СВОЕ 75-ЛЕТИЕ

История Московского энергетического института началась в далеком 1930 г., когда был издан приказ об объединении двух факультетов – электротехнического и электропромышленности, - принадлежащих отраслевым ВУЗам МВТУ имени Н.Э.Баумана и ИНХ имени Г.В.Плеханова, в единый вуз, получивший название Московский энергетический институт (МЭИ).

Со дня своего основания институт остается одним из ведущих учебных вузов страны по обучению молодых специалистов по более чем 80-ти специальностям по дневной и вечерней формам обучения. В 2000 г. МЭИ приобрел статус технического университета и его официальное название – Московский Энергетический Институт (Технический Университет).

В настоящее время — это один из крупнейших технических университетов России по подготовке высококвалифицированных инженерно-технических кадров в области энергетики, электротехники, электроники, информатики. Располагает современными учебными корпусами, учебными и научными лабораториями, мощной экспериментальной базой, опытным заводом, учебно-научной теплостанцией, учебно-научным телецентром, мощной сетью довузовской подготовки и послевузовского образования. С 1946 г. институт готовит инженерные и научные кадры для иностранных государств: в настоящее время обучаются студенты и аспиранты из 68 стран мира. За успехи в подготовке инженеров и научных

кадров институт награжден двумя орденами России и шестью орденами зарубежных стран.

Институт не только готовит молодые кадры, но и ведет широкую научную деятельность, осуществляя фундаментальные, поисковые, методические и прикладные научные исследования по многогранному кругу энергетических проблем. На кафедрах и в подразделениях института ведут научную работу более 1600 преподавателей и 750 сотрудников научного штата, в том числе 3 академика и 7 член-корреспондентов РАН, более 80 лауреатов Государственных премий, премий Президента РФ и премий Совета Министров, более 1300 докторов и аспирантов. Высокий научный потенциал, современная материальная база обеспечивают проведение уникальных научных разработок на самом совершенном уровне.

Множество выпускников института трудятся на благо энергетической отрасли России и по контрактам в зарубежных странах. Ежегодно МЭИ (ТУ) выпускает кадры, конкурентноспособные как на российском, так и на международном рынке.

Несмотря на столь солидный возраст институт трудится в новых экономических условиях и идет в ногу со временем и научно-техническим прогрессом.

В дни торжеств хочется пожелать ВУЗу-Юбиляру успехов в образовательной, научной и практической тесно связанных с энергетикой сферах деятельности.

О ПОВЫШЕНИИ КВАЛИФИКАЦИИ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЭНЕРГЕТИКОВ

19 – 21 апреля 2005 г. в Учебном центре ветроэнергетики РАО «ЕЭС России», образованном на базе Научно-производственного центра малой энергетики РАО «ЕЭС России», Калининградского Технического Университета и Научно-информационного центра «Атмограф», был проведен первый учебный курс по повышению квалификации отечественных энергетиков по специальности «Ветроэнергетика».

Проведению курсов предшествовала большая организационная и методическая работа: разработана программа курсов обучения, подобран состав преподавателей требуемой квалификации и проведена их методическая подготовка в соответствии с программой обучения, подготовлен лекционный, практический и методический материал, организован технический тур на ветроэнергетическую станцию (ВЭС) в г. Зеленограде, подготовлены условия для учебно-практической работы, комфортного проживания и отдыха слушателей.

Программа курсов включает:

данные о историческом опыте, современном уровне, о роли и перспективах развития мировой и отечественной ветроэнергетики;

физико-технические основы преобразования энергии в ветроэнергетических установках (ВЭУ);

основные типы, элементы и системы конструкции, основные технические и энергетические характеристики и технологии производства современных ВЭУ.

Проведен анализ точности и эффективности известных методик определения ветроэнергетического потенциала (ВЭП) и используемых при этом метеорологической информации и компьютерных баз данных, а также представления о пространственно-временных закономерностях и особенностях распределения ВЭП на территории России, стран СНГ и Балтии; изложены цели и

способы проведения ветровой разведки.

Даны основные понятия и методические рекомендации определения экономической эффективности ВЭУ (себестоимости электроэнергии, окупаемости и других экономических показателей) на территории России и стран СНГ с учетом их технических характеристик и данных о ВЭП в месте предполагаемой установки ВЭУ. Изложен опыт проведения предпроектных изысканий и разработки технико-экономических обоснований ВЭС на базе серийных зарубежных и отечественных ВЭУ.

Проведен сравнительный анализ экономических показателей ВЭС с альтернативными традиционными и возобновляемыми источниками энергии. Изложены пути повышения эффективности и снижения стоимости ВЭС при проектировании, закупках и доставке оборудования, а также на этапе строительства и эксплуатации ВЭУ.

Даны рекомендации по выбору типа, мощности и количества базовых ВЭУ, а также их конфигурации в составе ВЭС и мест их оптимального возведения. Изложены возможности и перспективы разработок и производства ВЭУ в России.

Обобщен опыт сооружения и эксплуатации ветроэнергетических комплексов на базе отечественных ВЭУ, в том числе в арктических условиях. Дан анализ проблем становления и развития отечественной ветроэнергетики и возможные пути их решения.

Обучение предусматривало широкий обмен мнениями преподавателей и слушателей, обсуждение региональных проблем, углубленные дискуссии.

Прошедшие обучение слушатели получили документы государственного образца о прохождении курсов повышения квалификации.

Комитет по проблемам использования возобновляемых источников энергии РосНИО и ЗАО «Интер Экспо РСПП» сообщают, что в рамках второго международного Форума «Энергетика и экология» в Москве в выставочном комплексе «Крокус Экспо» с 9 по 11 ноября 2005 года проводится **Вторая Международная выставка «Возобновляемая и малая энергетика»** («Renewable & Small Energy»).

Выставка проводится при поддержке Федерального Агентства по науке и инновациям РФ, РАН РФ, Совета Федерации России, Торгово-промышленной Палаты РФ, Российского союза промышленников и предпринимателей (работодателей).

На выставке будут демонстрироваться новейшие достижения отечественной и зарубежной техники по всем видам возобновляемых источников энергии, малой энергетики, системам аккумулирования и преобразования энергии, системам мониторинга окружающей среды и системам, обеспечивающим бесперебойную работу и качество энергии, а также оборудование для добычи, переработки и получения энергии из местных видов топлива.

Заявки на участие направлять:

e-mail: expo@inter.expo.ru, renew5@mail.ru,

факс: +095 970-10-27, 970-10-28.



В издательстве «Наука» вышла книга *Малик Л.К. «Факторы риска повреждения гидротехнических сооружений. Проблемы безопасности»* [отв. ред. Н.И. Коронкевич]. - 354 с. - ISBN 5-02-033729-3.

В книге рассмотрены перспективы и проблемы развития гидроэнергетики РФ в новых социально-экономических условиях. Проанализированы природные и антропогенные факторы риска повреждения гидроузлов и формирования волн прорыва. Обосновано использование метода географических аналогий для оценки параметров волн прорыва, дан прогноз последствий гипотетического повреждения плотин ГЭС при различных сценариях развития событий. Проанализирова-

ны экстремальные гидроэкологические ситуации в случае аварийного или преднамеренного спуска водохранилищ. Рассмотрены безопасность объектов энергетики в условиях меняющегося климата, возможности и эффективность использования потенциала малых рек и нетрадиционных источников энергии. Сформулированы основные задачи и мероприятия по предупреждению и снижению вероятности аварий в области гидроэнергетики.

Книга рекомендуется для географов, гидрологов, специалистов в области водного хозяйства и гидроэнергетики.

Приобрести книгу можно в **Институте географии РАН** по адресу: Старомонетный пер. д. 29, ком. 14 и в **магазинах Академкнига**.



НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» предлагает Вам принять участие в регулярном семинаре, посвященном **проблемам и перспективам развития малой энергетики в России.**

В связи с ратификацией Россией Киотского протокола, а также с рассмотрением и подготовкой к принятию Федерального закона «О малой энергетике» особое значение приобретает расширение знаний о современных проблемах и перспективах развития малой энергетики в РФ.

Настоящий семинар ставит своей целью углубление представлений слушателей о современных «чистых» технологиях выработки электроэнергии ветроэлектростанциями, малыми ГЭС, современными дизельными станциями, об энергосберегающих технологиях в области малой энергетики, а также о путях и возможностях их реализации на территории РФ.

Семинар проводит НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» совместно с ОАО «Янтарьэнерго» и Калининградским государственным техническим университетом в живописном курортном месте балтийского побережья в г. Светлогорске Калининградской области на базе пансионата ОАО «Янтарьэнерго». *К проведению семинара привлечены ведущие специалисты в области малой энергетики РФ.* Основное время обучения посвящено изучению современных проблем и перспектив развития ветроэнергетики в РФ на базе действующей ветроэлектростанции в пос. Куликово. Рассматриваются также перспективы развития малых гидроэлектростанций и дизельных электростанций. Продолжительность обучения — 7 дней.

После завершения обучения слушатели получают **документ о повышении квалификации государственного образца.**

Стоимость обучения одного участника включает оплату за лекционные и практические занятия, учебно-методическую литературу, проживание в пансионате, 3-х разовое питание, оздоровительные процедуры и культурную программу.

Для участия в семинаре необходимо направить заявку по факсу (095) 497-40-00 или e-mail: smallenergy@bk.ru

Дополнительную информацию можно получить по телефону (095) 492-71-21.

Контактное лицо — *Варигина Лариса Владимировна.*

Издательство ОАО «НИИЭС» предлагает приобрести следующие издания:

Научно-технический и производственный сборник *«Безопасность энергетических сооружений»* (БЭС). Выпуски 2 – 14.

Журнал *«Малая Энергетика»* №1. (декабрь 2004 г.).

Методику определения размера вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварий гидротехнических сооружений предприятий топливно-энергетического комплекса, утвержденную приказом МЧС России и Минэнерго России от 29 декабря 2003 № 776/508. (2004 г.).

Пособие к «Методике определения критериев безопасности гидротехнических сооружений», утвержденное Департаментом научно-технической политики и развития ОАО РАО «ЕЭС России». (2004 г.).

Стандарт предприятия. Методика оценки уровня безопасности гидротехнических сооружений (2004 г.).

Заявки с перечнем заказываемой литературы и указанием почтового адреса, кодов ОКПО и ОКОНХ для оформления счета-фактуры принимаются по факсу (095)363-56-51, e-mail: melihova@niies.ru;

Телефоны для справок: (095) 497 21 51, 497 56 01

ОАО «Институт энергетических сооружений (ОАО «НИИЭС») является учредителем периодического научно-технического журнала *«Малая энергетика»*. Издание ежеквартальное. Формат журнала 60x90/8 (А4), объем 9–10 п.л. Предполагается цветная вкладка.

Журнал публикует на своих страницах и на обложке рекламные материалы предприятий, институтов, объединений, фирм, акционерных обществ и прочих организаций по вопросам научно-производственной деятельности, развития нормативно-правовой базы, информационного обеспечения и маркетинга, образования и повышения квалификации, организации семинаров, совещаний, конференций по вопросам малой и нетрадиционной энергетики, производства энергетического оборудования и технических средств, а также их метрологии и сертификации.

Предлагаем разместить рекламные материалы в нашем журнале.

Ориентировочные расценки на информационно-рекламные услуги (без учета НДС):

Первая и четвертая страницы обложки (полноцветные)	— 16 000 руб
Вторая и третья страница обложки (полноцветные)	— 14 000 руб
Одна страница внутри журнала (черно-белая) формата А4	— 10 000 руб
Одна страница внутри журнала (полноцветная) формата А4	— 16 000 руб

Оплата предварительная. Заявки необходимо сопроводить гарантийным письмом с указанием почтового адреса, кодов ОКПО и ОКОНХ для оформления счета-фактуры. Факс: (095)363-56-51, e-mail: melihova@niies.ru; Телефоны для справок: (095) 497 21 51, 497 56 01