О.О. Зарипов,
А.Б. Саъдуллаев,
И.И. Бахадиров,
Ф.М. Рахимов,
Ш.О. Зарипова

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



31.29-5
A56

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Зарипов О.О., Саъдуллаев А.Б., Бахадиров И.И., Рахимов Ф.М., Зарипова Ш.О.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ü/3
332104
GDU QİROATXONASI

Ташкент
«Excellent polygraphy»
2021

УДК: 621.3(075)
КВК: 31.29-5
А 56

Альтернативные источники энергии в системе электроснабжения [Текст]: Учебное пособие / О.О. Зарипов [и др.]. – Ташкент: «Excellent polygraphy», 2021. – 168 с.

Возобновляемая энергетика сегодня является наиболее динамично развивающимся направлением в энергетической системе.

В учебном пособии рассмотрены энергетические характеристики основных видов природных возобновляемых источников энергии (ВИЭ): ветра, потоков воды, солнечного излучения, геотермальных вод, биомассы и способы их преобразования в электроэнергию. Значительное внимание уделено вопросам повышения энергоэффективности преобразования первичного энергоресурса и рациональному построению автономных систем электроснабжения с использованием электростанций, использующих различные виды ВИЭ.

Рассмотрены экономические аспекты использования возобновляемой энергетики в автономном электроснаб-жении. Пособие предназначено для студентов специаль-ности 5310200-Электроэнергетика (Электроснабжение).

Рецензенты:

Ташатов А.Қ. – КарГУ, д.ф.-м.н., профессор

Хушмуродов А.Р. – ведущий инженер Кашкадарьинской магистральной электрической сети.

УДК: 621.3(075)
КВК: 31.29-5

ISBN 978-9943-7821-4-3

© О.О. Зарипов [и др.].
© «Excellent polygraphy», 2021.

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие энергетики в Мире характеризуется ростом стоимости производства энергии.

Мировой опыт показывает, что ряд стран и регионов успешно решают сегодня проблемы энергообеспечения на основе развития возобновляемой энергетики. Для интенсификации практического использования возобновляемых энергоресурсов в этих странах законодательно устанавливаются различные льготы для производителей «зеленой» энергии. Однако решающий успех возобновляемой энергетики определяется в конечном счете ее эффективностью в сравнении с другими более традиционными на сегодня энергоустановками топливной энергетики. Развитие технической и законодательной базы возобновляемой энергетики и устойчивые тенденции роста стоимости топливно-энергетических ресурсов уже сегодня определяют технико-экономические преимущества электростанций, использующих возобновляемые энергоресурсы. Очевидно, что в перспективе эти преимущества будут увеличиваться, расширяя области применения возобновляемой энергетики и увеличивая ее вклад в мировой энергетический баланс.

Программой мер по сокращению энергоемкости, внедрению энергосберегающих технологий и систем в отраслях экономики и социальной сфере на 2015 - 2019 годы, одобренной постановлением Президента Республики Узбекистан от 5 мая 2015 года № ПП-2343, в республике в последние годы реализуется широкий комплекс мер по обеспечению энергосбережения в отраслях экономики и социальной сфере. Введены стандарты по энергетическому менеджменту производства и энергетической маркировке бытового оборудования. Осуществляется внедрение энергоэффективных технологий в системе уличного освещения и энергосберегающих ламп для жилых и общественных зданий, прекращена реализация на территории республики ламп накаливания мощностью свыше 40 Вт.

В бюджетных учреждениях Министерства народного образования, Министерства здравоохранения и Центра среднего специального, профессионального образования ведется замена энер-

гоемких котлов отопления на энергоэффективные. Реализуются инвестиционные проекты по внедрению современных газотурбинных, паротурбинных установок в энергетической отрасли.

В рамках принятой Программы мер по дальнейшему развитию гидроэнергетики на 2017 - 2021 годы предусматривается дальнейшее развитие гидроэнергетического потенциала республики на основе строительства 42 новых и модернизации 32 действующих гидроэлектростанций, с расширением к 2025 году мощностей экологически чистой гидроэнергии республики в 1,7 раза.

Вместе с тем, несмотря на принимаемые меры, энергоемкость отечественной экономики остается высокой, уровень диверсификации топливно-энергетического баланса за счет вовлечения в промышленное производство возобновляемых источников энергии не отвечает мировым тенденциям. В структуре первичного топлива для производства электрической и тепловой энергии доминируют природный газ и другие традиционные виды углеводородного топлива.

При производстве электрической и тепловой энергии практически не используется имеющийся достаточно высокий потенциал возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой и биогазовой, гидроэнергии малых естественных и искусственных водотоков).

В целях расширения использования возобновляемых источников энергии, сокращения энергоемкости производства, целевого внедрения в практику отечественных научно-технических разработок и исследований передовых апробированных международных энергосберегающих технологий, реализации приоритетных направлений в этой сфере, определенных Стратегией действий по пяти приоритетным направлениям развития Республики Узбекистан в 2017 - 2021 годах:

Установить, что:

Микро - и малые гидроэлектростанции с установленной мощностью до 0,2 МВт и 30 МВт соответственно, потребители электрической энергии, вырабатывающие ее с использованием возобновляемых источников энергии, а также производители энергии из возобновляемых источников энергии и с использованием вторичных энергетических ресурсов, независимо от организационно-правовой формы, могут подключаться к сетям единой электроэнергетической системы потребителей электрической энергии на условиях блок-станций в соответствии с требованиями законодательства;

установки возобновляемых источников энергии и с использованием вторичных энергетических ресурсов имеют приоритетность в диспетчерском графике оператора единой электроэнергетической системы по покупке энергии перед генерирующими мощностями, использующими ископаемое топливо;

затраты, необходимые для реконструкции или расширения действующих электрических сетей, связанные с подключением оборудования (установок) возобновляемых источников энергии, несет их владелец, а до точки подключения к единой электроэнергетической системе - производитель энергии из возобновляемых источников энергии;

расчеты за поставляемую электрическую энергию из возобновляемых источников (кроме организаций АО «Узбекгидроэнерго») в единую электроэнергетическую систему производятся по величине действующего тарифа для потребителей (без учета налога на добавленную стоимость), уменьшенного на величину себестоимости передачи единицы электроэнергии по единой электроэнергетической системе, а также на величину стоимости распределения и продажи единицы электрической энергии предприятиями территориальных электрических сетей [2].

В учебном пособии излагаются научно-технические основы использования возобновляемых источников энергии и рассматриваются технологии их использования для производства электроэнергии в локальных системах электроснабжения.

Пособие включает пять разделов:

1. Возобновляемые энергоресурсы территории и условия их использования для генерирования электроэнергии;

2. Электростанции, использующие энергию ветра;

3. Малая гидроэнергетика в децентрализованном электроснабжении;

4. Геотермальные и солнечные электростанции;

5. Электростанции, использующие химическую энергию биомассы.

В первой главе приведена классификация возобновляемых источников энергии и определены их энергетические характеристики для производства электрической энергии.

В второй главе рассмотрены ветроэлектростанции и их энергетические характеристики. Показаны способы повышения энергоэффективности рабочих режимов и дана методика оценки технико - экономических характеристик автономных ветроэлектростанций. Даны рекомендации по созданию локальных систем электроснабжения с участием ветроэлектростанций.

В третьей главе описаны наиболее распространенные типы микрогидроэлектростанций автобалластного типа, дан анализ их режимов работы и приведена методика технико – экономического анализа их характеристик и концепции.

В четвертой главе дано описание принципов построения и конструктивных особенностей геотермальных и солнечных электростанций. Показаны особенности их применения для децентрализованного электроснабжения. Приведены технико-экономические характеристики этих энергоустановок.

Пятая глава посвящена возможностям преобразования химической энергии биомассы в электроэнергию. Приведены технико-экономические характеристики автономных электростанций, использующих биотопливо.

ГЛАВА 1.

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ТЕРРИТОРИИ И УСЛОВИЯ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ ГЕНЕРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.1. Классификация возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – это энергоресурсы постоянно существующих природных процессов на планете, а также энергоресурсы продуктов жизнедеятельности биоценозов растительного и животного происхождения. Характерной особенностью ВИЭ является их неистощаемость, либо способность восстанавливать свой потенциал за короткое время – в пределах срока жизни одного поколения людей.

Почти 30 лет назад Генеральной Ассамблеей ООН в соответствии с резолюцией 33/148 (1978 г.) введено понятие «новые и возобновляемые источники энергии», в которое включаются следующие формы энергии: солнечная, геотермальная, ветровая, энергия морских волн, приливов океана, энергия биомассы древесины, древесного угля, торфа, тяглового скота, сланцев, битуминозных песчаников, гидроэнергия.

Чаще всего к возобновляемым источникам энергии относят энергию солнечного излучения, ветра, потоков воды, биомассы, тепловую энергию верхних слоев земной коры и океана.

ВИЭ можно классифицировать по видам энергии:

- механическая энергия (энергия ветра и потоков воды);
- тепловая и лучистая энергия (энергия солнечного излучения и тепла Земли);
- химическая энергия (энергия, заключенная в биомассе).

Если использовать понятие качества энергии – коэффициент полезного действия, определяющий долю энергии источника, которая может быть превращена в механическую работу, то ВИЭ можно классифицировать следующим образом: возобновляемые источники механической энергии характеризуются высоким качеством и используются в основном для производ-

ства электроэнергии. Так, качество гидроэнергии характеризуется значением 0,6…0,7; ветровой – 0,3…0,4.

Качество тепловых и лучистых ВИЭ не превышает 0,3…0,35. Еще ниже показатель качества солнечного излучения, используемого для фотоэлектрического преобразования, – 0,15…0,3. Качество энергии биотоплива также относительно низкое и, как правило, не превышает 0,3.

Энергетический потенциал ВИЭ может оцениваться различными значениями в зависимости от степени учета технико-экономических аспектов применения возобновляемой энергетики. С этих позиций принято выделять валовый потенциал ВИЭ, технический потенциал ВИЭ и экономический.

Валовый потенциал – это количество энергии, заключенное в данном виде энергоресурса, при условии ее полного полезного использования.

Технический потенциал – это часть валового потенциала, преобразование которого в полезную энергию целесообразно при соответствующем уровне развития технических средств.

Экономический потенциал ВИЭ – часть технического потенциала, который экономически целесообразно преобразовывать в полезную энергию при конкретных экономических условиях.

Целесообразность и масштабы использования возобновляемых источников энергии определяются в первую очередь их экономической эффективностью и конкурентоспособностью с традиционными энергетическими технологиями. Основными преимуществами ВИЭ по сравнению с энергоисточниками на органическом топливе являются практическая неисчерпаемость ресурсов, повсеместное распространение многих из них, отсутствие топливных затрат и выбросов вредных веществ в окружающую среду. Однако они, как правило, более капиталоемки, и их доля в общем энергопроизводстве пока невелика (за исключением гидроэлектростанций). Согласно большинству прогнозов, эта доля останется умеренной и в ближайшие годы. Вместе с тем во многих странах мира возрастает интерес к разработке и внедрению нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Это объясняется несколькими причинами.

Во-первых, ВИЭ, уступая традиционным энергоисточникам при крупномасштабном производстве энергии, уже в настоящее время при определенных условиях эффективны в малых автономных энергосистемах, являясь более экономичными (по сравнению с энергоисточниками, использующими дорогое привозное органическое топливо) и экологически чистыми.

Во-вторых, применение даже более дорогих, по сравнению с традиционными энергоисточниками, ВИЭ может оказаться целесообразным по другим, неэкономическим (экологическим или социальным) критериям. В частности, применение ВИЭ в малых автономных энергосистемах или у отдельных потребителей может существенно повысить качество жизни населения.

В-третьих, в более отдаленной перспективе роль ВИЭ может существенно возрасти и в глобальном масштабе. В ряде стран и международных организаций проводятся исследования долгосрочных перспектив развития энергетики мира и его регионов. Интерес к этой проблеме обусловлен определяющей ролью энергетики в обеспечении экономического роста, ее существенным и все возрастающим негативным воздействием на окружающую среду, а также ограниченностью запасов топливно-энергетических ресурсов. В связи с этим, в будущем неизбежна кардинальная перестройка структуры энергетики с переходом к использованию экологически чистых и возобновляемых источников энергии. Мировым сообществом признана необходимость перехода к устойчивому развитию, предполагающему поиск стратегии, обеспечивающей, с одной стороны – экономический рост и повышение уровня жизни людей, особенно в развивающихся странах, с другой – снижение негативного влияния деятельности человека на окружающую среду до безопасного предела, позволяющего избежать в долгосрочной перспективе катастрофических последствий. В переходе к устойчивому развитию важная роль будет принадлежать новым энергетическим технологиям и источникам энергии, в том числе ВИЭ.

Оценим грубо потенциальные возможности источников возобновляемой энергии, предполагая, что при рациональном её использовании для создания комфортных условий жизни требуется в среднем 2 кВт на человека. С каждого квадратного метра

земной поверхности можно получать, используя различные ВИЭ, в среднем 500 Вт мощности. Если считать, что эффективность преобразования этой энергии в удобную для потребления форму всего 4 %, то для мощности 2 кВт требуется площадь 100 $м^2$. Средняя плотность населения в городах с учетом пригородной зоны примерно 500 человек на 1 $км^2$. Для обеспечения их энергией из расчета 2 кВт на человека необходимо с 1 $км^2$ снимать 1000 кВт, т. е. достаточно занять всего 5 % площади. Таким образом, ВИЭ могут вполне обеспечить удовлетворительный уровень жизни, если будут найдены приемлемые по стоимости методы её преобразования, с учетом ресурсного потенциала. Общие ресурсы ВИЭ в мире в табл. 1.1. Однако, вклад этих источников в мировой энергетический баланс в настоящее время достаточно скромен.

Таблица 1.1

Ресурсы ВИЭ в мире.

Вид энергии	Теоретические ресурсы, млн, т.у.т.	Технические ресурсы, млн, т.у.т.
Энергия солнца	$1,3*10^8$	$5,3*10^4$
Энергия ветра	$2,0*10^5$	$2,2*10^4$
Геотермальная энергия (до глубины 10 км)	$4,8*10^9$	$1,7*10^5$
Энергия мирового океана	$2,5*10^5$	-
Энергия биомассы	$9,9*10^4$	$9,5*10^3$
Гидроэнергия	$5,0*10^3$	$1,7*10^3$

К основным недостаткам, ограничивающим применение ВИЭ, следует отнести относительно низкую энергетическую плотность и крайнюю изменчивость. Низкая удельная мощность потока энергоносителя приводит к увеличению массогабаритных показателей энергоустановок, а изменчивость первичного энергоресурса, вплоть до периодов его полного отсутствия, вызывает необходимость в устройствах аккумулирования энергии или резервных энергоисточников. В результате, стоимость производимой энергии оказывается высока даже при отсутствии топливной составляющей в совокупной цене энергии.

Повышение энергетической эффективности установок, использующих ВИЭ, является весьма актуальной проблемой, ко-

торая решается различными путями, предусматривающими как улучшение технико экономических характеристик собственно энергетического оборудования, так и оптимизацию его энергетических балансов и режимов с учетом изменяющейся нагрузки и энергии возобновляемого источника. С точки зрения процесса энергопреобразования первичного энергоносителя в электроэнергию и ее потребления, возобновляемую энергетику следует разделять на автономную и связанную с электроэнергетической системой относительно большой мощности. В первом случае энергобаланс децентрализованной системы электроснабжения определяется соотношением графика электрических нагрузок системы и изменением энергетического потенциала возобновляемого энергоресурса.

Указанные обстоятельства вызывают необходимость согласования энергоустановок возобновляемой энергетики с потребителем. В процессе согласования должны решаться следующие задачи.

1. Обеспечение максимально эффективного использования возобновляемого энергоресурса.

2. Согласование вырабатываемой и потребляемой электроэнергии, что, в большинстве случаев, требует включения в энергосистему накопителей энергии.

3. Управление режимами работы преобразователей энергии, регулирование параметров генерируемой электроэнергии.

Для решения указанных задач используются различные схемные решения энергоустановок.

1. Система со сбросом излишков энергии (рис. 1.1). Данный способ согласования мощностей, возобновляемых энергоисточников и потребителей отличается максимальной простотой и заключается в использовании части потенциала первичного энергоносителя, необходимой для энергообеспечения текущего значения нагрузки потребителя. Оставшаяся энергия возобновляемого источника не используется. Системы энергообеспечения такого типа широко применяются в конструкциях гидроэлектростанций, ветроэлектростанций с изменяемым шагом ветротурбин, в системах солнечного обогрева с управляемыми заслонками и др.

2. Системы с накопителями энергии. Излишки энергии первичного энергоносителя, по отношению к текущему значению полезной нагрузки, могут аккумулироваться и, в свою очередь, питать нагрузку в периоды недостатка потенциала возобновляемого энергоресурса. В качестве накопителей энергии могут использоваться различные устройства: гидроаккумулирующие системы, маховики, аккумуляторные батареи и др.

Данные системы более эффективно используют первичный энергоресурс и широко применяются практически во всех типах энергоустановок возобновляемой энергетики.

3. Системы с регулированием нагрузки. Такие системы обеспечивают полное использование первичного энергоресурса за счет управления текущей мощностью нагрузки. Регулирование нагрузок обычно осуществляется автоматически с помощью полупроводниковых автобалластных систем. В качестве балластных нагрузок низкого приоритета применяются нагревательные устройства.

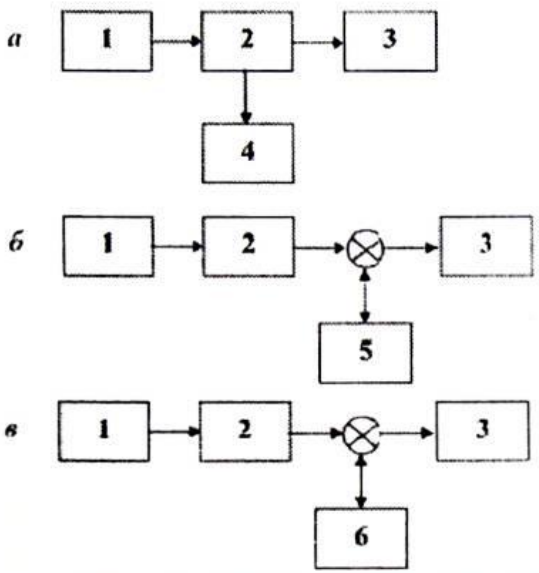


Рис. 1.1. Схемы согласования возобновляемых источников энергии с потребителями:

а) система со сбросом энергии; б) система с накопителем энергии; в) система с регулируемой нагрузкой.
1-ВИЭ; 2-преобразователь энергии; 3-потребитель; 4-сброс в окружающую среду; 5-накопитель; 6-регулятор.

Следует отметить, что кроме максимального использования первичного энергоресурса подобные системы позволяют эффективно управлять режимом первичного преобразователя энергии и, в ряде случаев, параметрами выходного напряжения.

Сетевые электростанции, использующие возобновленные энергоресурсы, не требуют устройств аккумулирования и резервирования электроэнергии. Мощная электрическая система способна полностью принять всю энергию, вырабатываемую электростанцией. Кроме того, энергосистема способна эффективно влиять на режим станции, работающей синхронно с сетью. Отмеченные особенности несколько упрощают и удешевляют конструкцию сетевых установок возобновляемой энергетики по сравнению с автономными электростанциями. Увеличение суммарной мощности установок возобновляемой энергетики по отношению к мощности энергосистемы приводит к необходимости решения некоторых проблем, характерных для энергобалансов автономных систем. В частности, приходится решать проблему перераспределения мощностей между топливными электростанциями и электростанциями на ВИЭ с целью энергообеспечения потребителей при минимальном расходе топлива. Такие проблемы успешно решаются в некоторых странах - лидерах в практическом использовании возобновляемой энергетики, например, в Германии.

Интенсивные работы по совершенствованию технико-экономических характеристик энергоустановок и комплексов на основе возобновляемых источников энергии, проводимые во многих странах, определили впечатляющую динамику снижения затрат на производство «зеленой» электроэнергии.

Экологически чистые возобновляемые источники энергии и установки на их основе могут сократить объемы вредных выбросов в атмосферу. В качестве примера в табл. 1.2 приведены статистические данные, показывающие, насколько могут умень-

шаться вредные выбросы в атмосферу при уменьшении выработки энергии на традиционных видах электростанций на 1 кВт*ч и на 10^6 кВт*ч [12].

Перевод энергетики на широкое использование атомной энергии позволяет решить проблемы выбросов твердых веществ и углекислого газа, однако массовое строительство АЭС поставило не решенную пока проблему использования или захоронения радиоактивных отходов. Кроме того, остается проблема теплового загрязнения, поскольку ядерное топливо в естественном состоянии практически не влияет на тепловой баланс планеты.

Таким образом, ясна необходимость перехода от ископаемых, невозобновляемых источников энергии – нефти, газа, угля и в определенной степени радиоактивного топлива, к источникам более высокого экологического качества. Такими являются возобновляемые источники энергии.

Как отмечалось ранее, их важнейшей особенностью является то, что они в своем естественном состоянии в полной мере принимают участие в энергетическом (тепловом) балансе планеты, и поэтому их использование человеком не приведет к изменению этого баланса, что позволит поднять уровень потребления энергии до любого разумного, требуемого соответствующим этапом развития индустриального общества, значения.

Таблица 1.2.

Сокращение вредных выбросов в атмосферу при уменьшении выработки энергии на традиционных видах электростанций [10,11]

Сокращение выработки	CO_2	SO_2	NO_x	Зола	Пыль
10 кВт*ч	(750 ч 1250) тонн	(5 ч 8) тонн	(3 ч 6) тонн	(40 ч 70) тонн	(0,25 ч 0,47) Тонн
1 кВт*ч	(750 ч 1250) грамм	(5 ч 8) грамм	(5 ч 8) грамм	(40 ч 70) грамм	(0,25 ч 0,47) тонн

Действующая энергетическая политика представляет собой безжалостную, недальновидную эксплуатацию природы и ископаемых ресурсов, что может привести к глобальным изменениям на нашей планете с последствиями, которые даже трудно представить.

Выработка электроэнергии за счет возобновляемых источников, конечно, не представляет собой абсолютно экологически «чистый» вариант. Эти источники энергии обладают принципиально иным спектром воздействия на окружающую среду [9, 12], но не имеющим глобального характера по сравнению с традиционными энергоустановками на органическом и минеральном топливе.

Расчеты экологического ущерба от электростанций, использующих возобновляемые источники энергии [1], показывают, что заметное воздействие на окружающую среду могут оказывать объекты большой мощности. Однако, установки средней и малой мощности можно считать практически безвредными в отношении окружающей среды, экологический эффект от их эксплуатации будет неизмеримо выше их возможного экологического ущерба.

Вклад нетрадиционных возобновляемых источников энергии в мировой энергетический баланс в перспективе оценивается от 1...2 % до 10 %, хотя уже сегодня есть страны, где доля этих источников превышает половину национального энергетического баланса. Доля возобновляемых источников энергии в топливо-энергетическом комплексе разных стран мира постоянно возрастает. Это касается развитых стран как (США, Германия, Япония, Франция, Италия и др.), так и, особенно, развивающихся. Например, в 2000 г. доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии составила: Норвегия – 99,7 %, Исландия – 99,9 %, Новая Зеландия – 72 %, Австрия – 72,3 %, Канада – 60,5 %, Швеция – 57,1 %, Швейцария – 57,2 %, Финляндия – 33,3 %, Португалия – 30,3 %. Последнее десятилетие прошлого века для мира в целом характеризовалось неуклонным ростом доли возобновляемых источников энергии в общем энергобалансе большинства стран мира. Например, Великобритания – с 2,1 % до 2,7 %; Германия – с 3,7 % до 6,3 %; Франция – с 13,3 % до 14,6 %; Италия – с 16,4 % до 18,9 % и т. д. [8].

По различным экспертным оценкам общая установленная мощность в мире энергоустановок на базе возобновляемых источников энергии, составлявшая на конец 2000 г. около 123 ГВт по электроэнергии и 230 ГВт по тепловой энергии, должна увеличиться к 2010 г. примерно в три раза по электрической (380...390 ГВт) и в два раза (400...420 ГВт) по тепловой мощности. Наибольшими темпами в последние годы развивается мировая ветровая и солнечная энергетика (до 30 % прироста мощности ежегодно) [7, 17].

Контрольные вопросы:

1.Чем определяется решающий успех ВИЭ?

2. На какие классы делятся ВИЭ по видам энергии?

3. Какие существуют причины возрастания интереса к разработке и внедрению нетрадиционных и возобновляемых источников энергии?

4. Перечислите основные недостатки, ограничивающие применение ВИЭ?

5. Какие решаются задачи в процессе согласования энергоустановок ВИ с потребителями?

1.2. Энергия ветра

Строго говоря, все виды возобновляемых энергоресурсов Земли взаимосвязаны и имеют общее происхождение от солнечной энергии. Общей теории современных возобновляемых энергоресурсов планеты пока не создано. Подход к независимой оценке потенциала конкретного энергоресурса имеет условный детерминированный характер, позволяющий определить масштабы и условия его практического использования.

Ветер характеризуется скоростью, являющейся случайной переменной в пространстве и времени. Поэтому, на современном уровне исследований, энергетические характеристики ветра представляются вероятностным описанием случайного процесса изменения ветроэнергетического потенциала. Основой вероятностного подхода является дискретизация временного процесса, позволяющая считать независимыми и постоянными все

определяемые параметры на интервале дискретизации. В качестве временных интервалов стационарности обычно используется час, сутки, сезон, год.

Совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра объединяется в ветроэнергетический кадастр региона. Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скоростей ветра;
- вертикальный профиль средней скорости ветра;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра территории необходимо использовать значительные объемы измерений в течение достаточно длительного времени. Среднегодовая скорость ветра определяется как среднеарифметическое значение, полученное в результате измерений скорости через равные промежутки времени в течение заданного периода: сутки, месяц, год, несколько лет:

$$V_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} V_i \qquad (1.1)$$

где V_i – скорость ветра в интервале измерения i; n – количество интервалов измерений. Для численной оценки разброса скоростей ветра от среднего значения используется коэффициент вариации средних скоростей, который определяется выражением:

$$C_v = \frac{S_v}{V_{cp}} \qquad (1.2)$$

где S_v – среднеквадратичное отклонение текущей скорости ветра от среднего значения; $V_{\text{ср}}$ – средняя скорость ветра за исследуемый период времени.

Известно, что скорость ветра по мере удаления от подстилающей поверхности возрастает и воздушный поток

GDU qiroatxo... si ... zi
332104

становится более устойчивым. Приближенно скорость ветра на высоте h может быть оценена по формуле:

$$V_h = V_\phi \cdot \left(h/h_\phi\right)^\alpha \qquad (1.3)$$

где V_h – скорость ветра на высоте h; V_ϕ – скорость ветра на высоте флюгера; h_ϕ – высота флюгера; α – коэффициент, зависящий от средней скорости ветра на высоте флюгера. Для открытой местности и небольшой шероховатости подстилающей поверхности принимается $\alpha = 1/7$. Зависимость значений α от скорости ветра иллюстрируется данными табл. 1.3.

Таблица 1.3.

Зависимость α от скорости ветра V_ϕ

V_ϕ	0…3	3,5…4	4,5…5	6…11,5	12…12,5	13…14
α	0,20	0,18	0,16	0,14	0,35	0,13

Важный энергетический показатель «Повторяемость различных градаций скорости ветра» можно рассматривать как процент времени, в течение которого наблюдалась та или иная градация скорости ветра. Эта характеристика важна для расчета энергетических и других параметров, необходимых для ветроэнергетических расчетов, связанных с оценкой интервалов времени работы ветроэлектростанции при различных скоростях ветра.

Среднее значение или математическое ожидание скорости ветра M(V) определяется по выражению:

$$M(V) = \int_0^\infty V f(V) dV \qquad (1.4)$$

Известны различные типы функций распределения скоростей ветра – Вейбулла, Рэлея, Грищевича и др [23].

Одной из наиболее распространенных на практике функций, дающей наиболее точные результаты в диапазоне скоростей ветра 4…20 м/с, является распределение Вейбулла, описываемое выражениями:

$$F\,(V) = e^{-(V/c)^k} \qquad (1.5)$$

$$(V) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^{k}} \qquad (1.6)$$

где коэффициент с, имеющий размерность скорости, характеризует масштаб изменения функции распределения по оси скоростей, а коэффициент k характеризует крутизну распределения. Графически функции распределения вероятностей имеют вид, показанный на рис.1.2 [23].

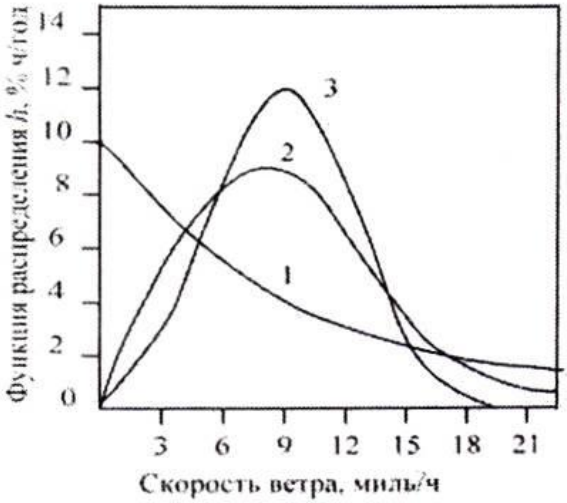


Рис. 1.2. Функция распределения вероятностей Вейбулла при значении масштабного коэффициента с = 10 и параметров распределения k = 1, 2 и 3 (кривые 1–3 соответственно)

Функция распределения Вейбулла при k=1 соответствует экспоненциальному распределению и применяется в основном в теории надежности. При k=3 распределение Вейбулла приближается к нормальному закону, который часто называется параболическим законом распределения Гаусса.

В качестве интегральной энергетической характеристики ветра широко используется удельная мощность ветрового потока, приходящаяся на единицу площади поперечного сечения потока. Теоретический ветроэнергетический потенциал оценивается с помощью формулы:

$$P = 0{,}5 \cdot p_{ср} \cdot (V^3)_{ср} \qquad (1.7)$$

где P – удельная мощность [Вт/м^2]; $p_{ср}$ – средняя плотность воздуха [кГ/м^3]; $(V^3)_{ср}$ – средний куб скорости.

Средний куб скорости ветра может быть выражен через среднюю скорость как:

$$(V^3)_{ср} = 1{,}9 \cdot\cdot (V^3)_{ср} \qquad (1.8)$$

а ветроэнергетический потенциал равен

$$P \cong 0{,}95 \cdot p_{ср} \cdot (V^3)_{ср} \qquad (1.9)$$

Для оценки ветрового потенциала территории, в частности валового, может быть использована следующая методика. Валовый потенциал рассчитывается как суммарная энергия системы ветроустановок высотой h, распределенных равномерно по территории на расстояниях, исключающих взаимное влияние энергоустановок. Обычно считается, что возмущенный ветровой поток полностью восстанавливается на расстоянии, равном 20h от ветроэлектростанции. Это условие определяет порядок размещения ветроустановок по территории.

Тогда, на территории площадью S (м^2) в течение времени T (обычно год), полная ветровая энергия всех установок определится как:

$$W_B = P \cdot T \cdot \frac{S}{20} = \frac{1}{40} p \cdot T \cdot S \cdot \sum_{i=1}^{n} V_i^{3\cdot} \cdot t_i \qquad (1.10)$$

где V_i, t_i – градации скорости ветра и их относительная продолжительность.

Технический ветровой потенциал территории может быть определен с учетом двух обстоятельств.

Первое - площадь территории, пригодной по хозяйственным и экологическим условиям для размещения ветроэлектростанций. Тогда площадь территории $S_т$, пригодной для использования ветровой энергии, равна:

$$S_т = q \cdot S \qquad (1.11)$$

где q – коэффициент, зависящий от конкретного региона.

Фактически $S_т$ - это часть территории S, остающаяся после вычитания площадей сельхозугодий, промышленных и водохозяйственных территорий, различных строений и пр.

При определении технического потенциала территории в настоящее время рекомендуется придерживаться некоторых правил [19]:

1. Для ветроэлектростанций большой мощности (более 100 кВт) коэффициент использования установленной мощности должен быть не ниже 20 %.

2. Эффективность использования ветровой энергии увеличивается с ростом мощности ветроэнергетических установок (в настоящее время их мощность доходит до 4…6 МВт).

3. Обычно для размещения ветроэлектростанций может использоваться не более 30 % территории.

Второе - технический уровень современных ветроэнергетических установок, характеризуемый генерируемой мощностью в зависимости от скорости ветра. Для сетевых ветроэлектростанций обычно используются ветротурбины с горизонтальной осью вращения на высоте башни 50 м. Кроме технических характеристик собственно ветроэлектростанций, необходимо учитывать порядок их размещения по условию максимального использования энергии ветра.

Мощность ветроэлектростанции P(V) с диаметром ветротурбины D определяется выражением:

$$P(V) = \frac{\pi}{8} D^2 \cdot pV^3 \cdot \eta(V) \qquad (1.12)$$

где $\eta(V)$ - КПД установки для скорости ветра V.

Среднестатистическое значение мощности определяется как;

$$P_{cp} = \frac{\pi}{8} D^2 \cdot p \sum_{i=1}^{n} V_i^3 \eta(V_i) \cdot t_i \qquad (1.13)$$

Для максимального использования ветрового потока рекомендуется размещать ветроэлектростанции рядами перпендикулярными преимущественному направлению ветра на расстоянии 20D друг от друга.

Если направление ветра может равновероятно меняться, то ВЭС целесообразно размещать в шахматном порядке между соседними станциями с расстояниями 20D.

Тогда, в первом случае на площади St можно разместить $S_т/(20D)^2$ установок, позволяющих получить за год (T = 8760 ч/год) энергию, равную;

$$W_T = \frac{P_{ср}}{1000} \cdot T \cdot \frac{S_T}{(20D)^2} \quad (1.14)$$

Во втором случае можно разместить St / (100D 2) установок, обеспечивающих технический потенциал энергии ветра территории

$$W_T = \frac{P_{ср}}{1000} \cdot T \cdot \frac{S_T}{100 \cdot D^2} \quad (1.15)$$

или, с учетом градаций ветра V_i ,

$$W_T = \frac{\pi}{8000} D^{2 \cdot} p \sum_{i=1}^{n} V_i^3 \eta(V_i) \cdot T \cdot \frac{S_T}{100 \cdot D^2} \quad (1.16)$$

Как следует из приведенных выражений, технический потенциал ветровой энергии не зависит от диаметра и, следовательно, единичной мощности ветроустановок.

Контрольные вопросы:

1. Назовите основные энергетические характеристика ветра.
2. Каким образом определить ветроэнергетический потенциал территории?
3. Перечислите основные характеристики ветроэнергетического кадастра.
4. Какие преимущества ветроэлектрические станции (ВЭС) в сравнении с традиционными?
5. Из каких основных сооружений состоит ВЭС?

1.3. Гидроэнергия

Гидроэнергетические ресурсы – это часть водных ресурсов территории, которая может быть использована для производства энергии.

Гидравлическая энергия рек обусловлена проекцией силы тяжести на направление движения потока воды, которая определяется разностью уровней воды в начале и в конце рассматриваемого участка реки. При разности уровней H [м] на длине

участка l [м] и среднем расходе воды Q [м^3/с], мощность водотока P [Вт] составит:

$$P = p \cdot g \cdot Q \cdot H = 9810 \cdot Q \cdot H \qquad (1.17)$$

где p – плотность воды, кг/м^3 ; g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Следовательно, гидроэнергетические установки осуществляют энергетическое преобразование либо напора воды, либо водности при некоторой минимальной скорости течения. Для определения полезной мощности, производимой гидростанцией, учитывают результирующий коэффициент полезного действия установки, состоящей из гидротурбины, генератора, системы стабилизации напряжения.

Как для ветроэнергетики, гидроэнергетический потенциал водотоков региона подразделяется на теоретический или валовый, технический и экономический.

Величина валовой потенциальной энергии водотока на участке реки длиной l, вырабатываемой за время T [час], равна

$$W_l = 9{,}81 \cdot Q \cdot H \cdot T \qquad (1.18)$$

Расход воды по длине участка непостоянен, поэтому обычно используется линейное приближение изменения расхода вдоль участка:

$$Q_{ср} = \frac{Q_1 + Q_2}{2} \qquad (1.19)$$

где Q_1 , Q_2 – расходы в начале и конце анализируемого участка водотока.

Таким образом, последовательно разбивая водоток на характерные участки, производится определение теоретического потенциала соответствующих участков и суммарного энергетического потенциала водотока. Границы участков обычно соответствуют местам изломов продольного профиля русла водотока. В качестве примера на рис. 1.3 приведен продольный профиль одной из малых рек.



Рис. 1.3. Продольный профиль реки.

Расчет продольного профиля водотока как правило производится помощью топографических карт масштаба не менее 1:100 000. Расчет расхода воды в каждом характерном створе может проводиться различными способами. Очевидный вариант – обработка многолетних наблюдений. Если таких данных нет, то следует использовать карты исследуемой территории масштаба 1:100000 с изолиниями модулей среднегодового стока М [л/(с·км^2)]. Для определения среднемноголетней нормы годового стока реки следует оконтурить территорию ее бассейна до рассматриваемого пункта и вычислить искомую величину как средневзвешенное по оконтуренной водосборной площади значение модуля.

Кроме указанных, существуют и другие способы расчета кадастров водотоков. Обычно водность рек, а с ней и гидроэнергетический потенциал сильно меняется по сезонам и месяцам. Минимальные расходы воды наблюдаются зимой, соответственно зимний сезон считается для гидроэнергетики лимитирующим. Наибольшая водность характерна для весеннего половодья. Во время снеготаяния, интенсивность которого в лесной зоне сравнительно невелика, огромное количество воды аккумулируется в поймах рек, озерах, болотах и других естественных резервуарах на поверхности территории. Одновременно происходит аккумуляция воды и в подземных водоносных горизонтах, сложенных рыхлыми породами. Эти

запасы поддерживают высокую водность рек в течение длительного времени, поэтому половодье получается большим по объему и растянутым во времени.

Увеличивают продолжительность половодья и подпорные явления на устьевых участках притоков со стороны рек – водоприемников. Фронт наступления половодья продвигается с юга на север. На юге оно начинается в середине апреля, а на севере и северо-востоке – в последней декаде этого месяца.

Продолжительность половодья составляет 50...100 дней и зависит от его водности, величины реки, района области. Во время половодья на реках проходит 40...50 % годового стока северных рек и 60...70 % южных.

Летние и осенние осадки формируют дождевые паводки и пополняют запасы подземных вод. В результате на реках, бассейны которых находятся в лесной зоне, создается более выровненное, чем в других зонах внутригодовое распределение стока.

Летне-осенний сезон на юге области начинается после спада половодья в июне–июле. В северных районах области этот сезон начинается на 20...30 дней позднее. Продолжительность сезона уменьшается с юга на север от 140 до 95 суток, а доля стока в общем объеме за год возрастает соответственно с 10 до 30 %.

Некоторые малые реки со слабым подземным питанием, при отсутствии дождей, летом могут пересыхать. Начало зимней межени определяется по началу ледостава. Это самый продолжительный гидрологический сезон, начинающийся в конце октября на северо-востоке области и в начале ноября на юге и продолжающийся, соответственно от 190 до 170 суток. В этом же направлении – с севера на юг с 10 до 20 % возрастает доля зимнего стока в годовом ходе. Продолжительные ледовые явления существенно ограничивают возможности практического использования гидроэнергии с помощью малых гидроэлектростанций.

Технический потенциал представляет собой часть валового потенциала энергии водотока. В традиционной гидроэнергетике технический потенциал определяется как валовый, уменьшен-

ный на величину потерь гидроэнергии в процессе ее преобразования в электроэнергию на ГЭС, а также потери от неиспользуемых участков водотока, различные поте ри в водохранилище и др.

Таким образом, в гидроэлектростанциях плотинного типа технический потенциал гидроэнергии – это энергетический максимум генерируемой электроэнергии, который может быть получен на данном водотоке с использованием современных технических средств и технологий энергопреобразования.

Кроме плотинных ГЭС в малой гидроэнергетике, особенно класса микро ГЭС, широко распространены деривационные и русловые гидроэнергоустановки. Такие ГЭС используют только часть руслового стока и, как правило, осуществляют его регулирование. В этом случае понятие технический потенциал практически не имеет смысла и следует рассматривать энергетические характеристики собственно микрогидроэлектростанции.

Следует отметить перспективность бесплотинных гидроэнергоустановок в микрогидроэнергетике, определяемую их экологичностью, простотой конструкции и малой стоимостью при достаточно высоком уровне надежности и качества электроснабжения потребителей.

Для практического применения бесплотинных ГЭС часто весьма эффективны малые реки. Кроме гидроэнергетического потенциала региона, для таких микроГЭС весьма важно выявление участков рек и территорий, подходящих для локального использования гидроэнергии: большие перепады отметок местности, высокая водность и скорость течения. Локальная оценка факторов, определяющих гидроэнергетический потенциал, позволяет обеспечить достаточно корректное согласование между его общими оценками и возможностями энергетического использования водотока с максимальной технико-экономической эффективностью.

Возможности использования гидроэнергии в значительной степени определяются реализуемым напором воды, который, прежде всего, зависит от рельефа местности, определяющего продольные уклоны рек на разных участках. Реки Западно-Сибирской равнины прокладывают свои русла в сравнительно

легко размываемых рыхлых грунтах. Поэтому продольный профиль их русла стремится к профилю равновесия, который характеризуется максимальными уклонами реки в верховьях с постепенным их уменьшением по направлению к устью. Однако различие в устойчивости подстилающих пород к размыву приводят к нарушению плавной формы продольного профиля русла.

Увеличения уклонов рек обычно характерны для участков пересечения поднимающихся тектонических структур. Там, где скорость поднятия превышает интенсивность врезания реки, уклоны русла увеличиваются, а долина становится более узкой. Уклоны малых рек часто могут быть более высокими.

Контрольные вопросы:

1. Что такое гидроэнергетические ресурсы?
2. Существуют ли гидроэлектростанции без водохранилищ?
3. Как подсчитать мощность водотока на конкретном участке русла?
4. Какие факторы являются определяющими для использования гидроэнергии в целях производства электроэнергии?
5. Какова степень значения гидроэнергетики в мире?

1.4. Солнечная энергия

Солнечная энергия, как и ветровая, присутствует в любой точке поверхности Земли. Количество энергии, посылаемое Солнцем на Землю, огромно. Так, мощность потока солнечной радиации, поступающей на площадь в 10 км^2, составляет в летний безоблачный день 7...9 млн кВт.

Лучистая энергия, проходя через атмосферу, рассеивается и поглощается. Достигая земной поверхности, солнечная радиация частично отражается. Неотраженная часть радиации поглощается, превращаясь в тепло. Нагретая поверхность, в свою очередь, становится источником собственного излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, нагревающаяся за счет теплообмена с земной поверхностью, также является источни-

ком излучения, направленного к земной поверхности и в мировое пространство.

Алгебраическая сумма приходных и расходных составляющих радиации представляет собой радиационный баланс, уравнение которого имеет вид:

$$B = S' + D + E_0 - R_k - E_з \qquad (1.20)$$

или

$$B = Q - R_k - E_{эф} \qquad (1.21)$$

где S' - прямая солнечная радиация на горизонтальную поверхность; D - рассеянная солнечная радиация; R_k – отраженная коротковолновая радиация; E_o – противоизлучение атмосферы; $E_з$ – излучение земной поверхности; Q – суммарная солнечная радиация;

$E_{эф} = E_з - E_o$ – эффективное излучение.

Под прямой солнечной радиацией S' понимают пучок параллельных лучей, исходящих непосредственно от солнца и околосолнечной зоны радиусом 5°. Доля этой радиации, приходящаяся на горизонтальную поверхность, вычисляется по формуле:

$$S' = S \cdot \sin h \qquad (1.22)$$

где h – высота солнца над горизонтом.

Рассеянная солнечная радиация поступает на поверхность земли от всех точек небесного свода за исключением диска солнца и около солнечной зоны радиусом 5°. Рассеянное излучение обусловлено молекулами атмосферных газов, водяными каплями или ледяными кристаллами облаков, твердыми частицами, взвешенными в воздухе.

Интенсивность радиации удобно измерять в Ваттах на 1 $м^2$, а ее энергию за определенное время в киловатт-часах на 1$м^2$ – кВт*ч/$м^2$.

Наиболее полной энергетической характеристикой солнечного излучения является суммарная солнечная радиация:

$$Q = S' + D \qquad (1.23)$$

На гелиоэнергетические ресурсы территории оказывают непосредственное влияние географические и климатические характеристики: продолжительность светового дня; средняя месячная и годовая продолжительность солнечного сияния; сред-

ние месячные и годовые характеристики прозрачности атмосферы и ряд других.

Оценка потенциала солнечной энергетики основывается на многолетних данных актинометрических наблюдений на возможно большем количестве станций, распределенных достаточно равномерно по территории.

Потенциальные возможности прихода солнечной радиации определяются географической широтой места. Климатические характеристики района, косвенно характеризуемые продолжительностью солнечного сияния, вносят существенные коррективы в возможность эффективного использования энергии солнца.

При оценке потенциальных гелиоэнергоресурсов важно учитывать следующие климатические характеристики:

- средние многолетние месячные и годовые суммы суммарной радиации Q;
- процентное соотношение прямой солнечной радиации в общей сумме Q. Прямая радиация, поступающая на приёмную поверхность солнечной установки, может преобразовываться в тепловую или электрическую энергию;
- экстремальные месячные суммы Q;
- среднеквадратичное отклонение месячных и годовых сумм Q;
- средние многолетние суточные суммы Q по месяцам;
- экстремальные суточные суммы Q по месяцам при реальных условиях облачности;
- среднеквадратичное отклонение суточных сумм Q;
- средние многолетние суммы Q за часовые интервалы;
- средние многолетние значения интенсивности Q по срокам;
- коэффициент вариации (%) суточных и месячных сумм Q;
- продолжительность светового дня, когда могут работать гелиоустановки;
- средняя месячная и годовая продолжительность солнечного сияния;
- повторяемость непрерывной продолжительности солнечного сияния более 6 ч;

➢отношение фактической продолжительности солнечного сияния к возможной;

➢средняя продолжительность солнечного сияния за день с солнцем;

➢число дней без солнца;

➢средние многолетние месячные и годовые значения коэффициента прозрачности атмосферы;

➢среднее многолетнее месячное и годовое количество общей и нижней облачности;

➢средняя месячная многолетняя повторяемость ясного (0…2 балла), полуясного (3…7 баллов), пасмурного (8…10 баллов) неба по общей и нижней облачности.

Приход солнечной радиации к земной поверхности зависит от многих факторов:

➢от широты места;

➢от времени года и суток;

➢от прозрачности атмосферы;

➢от облачности;

➢от характера подстилающей поверхности;

➢от высоты места над уровнем моря;

➢от закрытости горизонта.

Последние два фактора оказывают существенное влияние на поступающую солнечную радиацию в условиях изрезанного рельефа.

Количество радиации, получаемое земной поверхностью за сутки, зависит, прежде всего, от широты и времени года. На каждой широте время года определяет продолжительность дневной части суток (светового дня) и, следовательно, продолжительность притока радиации.

С увеличением широты продолжительность светового дня зимой уменьшается, а летом увеличивается.

Приток солнечной радиации на горизонтальную поверхность зависит не только от продолжительности дня, но и от высоты солнца. Высота солнца меняется в зависимости от широты места, времени года и суток.

Последние два фактора оказывают существенное влияние на поступающую солнечную радиацию в условиях изрезанного рельефа.

Количество радиации, получаемое земной поверхностью за сутки, зависит, прежде всего, от широты и времени года. На каждой широте время года определяет продолжительность дневной части суток (светового дня) и, следовательно, продолжительность притока радиации.

С увеличением широты продолжительность светового дня зимой уменьшается, а летом увеличивается. Приток солнечной радиации на горизонтальную поверхность зависит не только от продолжительности дня, но и от высоты солнца. Высота солнца меняется в зависимости от широты места, времени года и суток.

Максимальная (в истинный полдень) высота Солнца в день летнего солнцестояния равна:

$$h_{max} = 90^0 - \varphi + 23{,}5^0 \qquad (1.24)$$

где φ – широта места.

Наименьшая высота Солнца – в день зимнего солнцестояния

$$h_{min} = 90^0 - \varphi - 23{,}5^0 \qquad (1.25)$$

Зависимость прихода солнечной радиации от широты более чётко прослеживается зимой: в направлении к более высоким широтам количество солнечной радиации убывает. Летом с увеличением широты увеличивается продолжительность дня и прозрачность атмосферы, что способствует увеличению прямой и суммарной радиации. Увеличение же облачности уменьшает прямую и увеличивает рассеянную радиацию.

Поток рассеянной радиации, хотя частично и компенсирует ослабление потока прямой солнечной радиации в атмосфере, но эта компенсация не является полной. Поэтому поток суммарной радиации при наличии об лачности, если солнце не закрыто облаками, будет больше, чем при безоблачном небе.

Влияние роста прозрачности в реальных условиях может перекрываться влиянием облачности на приход радиации. Уменьшение прозрачности атмосферы приводит к увеличению рассеянной радиации.

Кроме прозрачности и облачности большое влияние на рассеянную радиацию оказывает характер подстилающей

поверхности. По мере увеличения отражательной способности подстилающей поверхности значительно возрастает поток рассеянной радиации. При наличии снежного покрова увеличивается отражение прямой солнечной радиации, вторичное рассеяние которой в атмосфере приводит к увеличению рассеянной радиации.

С увеличением высоты над уровнем моря поток прямой солнечной радиации возрастает, что объясняется уменьшением оптической толщины атмосферы. Вследствие этого максимальные значения потока солнечной радиации в горных районах больше, чем на равнинной местности. Величина потока рассеянной радиации с поднятием над уровнем моря уменьшается при ясном небе, т. к. уменьшается толща рассеивающих слоёв атмосферы. При наличии же облачности поток рассеянной радиации в слоях ниже облаков с высотой увеличивается.

Приход прямой и суммарной радиации уменьшается в пунктах, расположенных на дне долин или котловин, за счёт закрытости горизонта.

Прямая, рассеянная и суммарная солнечная радиация имеют хорошо выраженный годовой и суточный ход, которые определяются изменениями высоты Солнца и облачности.

Контрольные вопросы:

1. Назовите составляющее энергетического баланса солнечного излучения?
2. Энергетические характеристики солнечного излучения?
3. Факторы, влияющие на энергию солнечного излучения?
4. Каково состояние сольнечной энергетики в Узбекистане?
5. Каким образом сольнечная электростанция вырабатывает электроэнергию?

1.5. Геотермальная энергия

В недрах Земли сосредоточено колоссальное количество тепловой энергии. Однако технологические трудности и высокие затраты не позволяют сегодня рассматривать эти энергоресурсы в качестве реального энергоисточника.

Более доступны для использования гидрогеотермальные ресурсы: термальные воды, пароводяные смеси и сухой пар. Освоение гидрогеотермальной энергии весьма актуально и интенсивно осуществляется в более чем 70 странах.

По основному энергетическому показателю – температуре термальные воды подразделяются на высокопотенциальные (>100°С), среднепотенциальные (70…100 °С) и низкопотенциальные (< 70 °С).

Распределение доступной геотермальной энергии на континентах весьма неравномерно и обусловлено в основном структурно-тектоническими условиями конкретных районов.

Развитие технологий геотермальной энергетики приводит к постепен-ному расширению электроэнергетических и теплотехнических возможностей преобразования термальных вод в сторону понижения температуры: для производства электроэнергии до 60…70 °С и тепла до 5…10 °С.

Важными оценочными элементами гидрогеотермальных месторождений являются: ресурсный показатель; производительность скважин и водозаборов; напор на устье скважин; глубина залегания водоносных горизонтов; степень минерализации; солевой и газовый состав термальных вод.

Следует отметить существенную зависимость эффективности использования гидрогеотермальных ресурсов от их геохимических свойств, определяющих срок службы трубопроводного, теплообменного и другого оборудования.

По степени минерализации подземные виды разделяются на пресные, содержащие менее 0,1 г/л примесей, мезопресные 0,1…0,5 г/л и апопресные – 0,5…1 г/л, соленые (солоноватые 1…3 г/л, соленые 3…10 г/л и крепкосоленые 10…36 г/л) и рассолы (слабые 36…150 г/л, крепкие 150…320 г/л, весьма крепкие 320…500 г/л и предельно насыщенные –>500 г/л).

Важной составляющей термальных вод являются водорастворенные газы, влияющие на механико-энергетические и другие свойства термальных вод. По газовому фактору (л/л) выделяют воды с очень низким – менее 0,1, низким (0,1…0,5), средним (0,5…1), высоким (1…5) и весьма высоким – более 5 газосодержанием.

Высокая газонасыщенность вод способствует снижению порога выделения парогазовой смеси, облегчению теплоносителя за счет образования водногазовой смеси. Эти эффекты увеличивают геомеханическую энергию и производительность скважин. При высокой газонасыщенности углеводородными газами и сам газ может иметь определенную энергетическую ценность.

Агрессивные свойства воде обычно придают CO_2 и H_2S, а также O_2, попадающий в воду чаще всего при выходе на земную поверхность, и кислотные газы вулканических терм.

Контрольные вопросы:

1. Классификация гидрогеотермальных энергоресурсов.
2. Что являются важными оценочными элементами гидрогеотермальных месторождений?
3. К чему приводит развитие технологий геотермальной энергетики?
4. Что является важной составляющей термальных вод?
5. Какими физическими параметрами характеризуется гидрогазотермальные энергетические ресурсы?

1.6. Энергия биомассы

К понятию биомассы относят различные сырьевые энергоресурсы растительного происхождения: древесину лесов, торф, отходы сельскохозяйственного производства и т. д. В первую очередь, необходимо оценить энергетические возможности этих видов природных энергоисточников.

При определении энергетического потенциала биомассы необходимо рассматривать следующие факторы:

1. Объем биоресурса, его распределение по территории децентрализованной энергетической зоны.
2. Теплотворные способности различных видов, фракций и пород сухой биомассы.
3. Абсолютную и относительную влажность исходного сырья. Ресурс биомассы древесины определяется по данным системы учета лесного фонда.

Торф является одним из широко распространенных твердых горючих ископаемых. Торф в качестве топлива используется в следующих видах: фрезерный торф (торфяная крошка), кусковой торф (мелкокусковой, гранулированный), брикеты и полубрикеты.

Энергетические характеристики торфяного топлива в сравнении с другими распространенными видами топлива приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4.

Теплота сгорания топлива

Топлива	Содержание водорода в горючей массе, %	Содержание водорода в рабочем топливе, %		Теплота сгорания МДж/кг/ккал/кг	
		влаги	золы		
Бензин	15,0	0	0	47,35/1130	44,00/10501
Антрацит	1,8	5	13	27,65/6599	27,24/6501
Каменный уголь	5,5	13	20	21,45/5119	20,28/4840
Бурный	5,2	17	25	16,88/4029	15,80/3771
Троф: - фрезерный - кусковой - брикет	 6,0 6,0 6,0	 50 40 20	 6 7 6	 10,35/2470 12,44/2969 20,53/4899	 8,51/2031 10,73/2561 17,01/4060
Дрова	6,0	40	0,6	12,03	10,22/2439

Таким образом, такие виды биотоплива как древесина и торф широко распространены в Узбекистана и рассматриваются во многих случаях как первоочередные энергоресурсы, занимающие традиционную энергетическую базу децентрализованных зон. Главными достоинствами этих энергоресурсов являются независимость их потенциала от времени года, отработанные технологии энергопреобразования, низкая себестоимость производимой электроэнергии.

Контрольные вопросы:

1. Назовите факторы, определяющие энергетический потенциал биомассы?
2. Что относят к понятию биомассы?
3. Какие виды возобновляемых энергетических ресурсов широко распространены в Узбекистане?
4. Что является главным достоинством биотопливных энергетических ресурсов?
5. Каков потенциал биотопливной энергетики в Узбекистане?

1.7. Экономические аспекты использования возобновляемых энергоресурсов для производства электроэнергии

Перспективность вовлечения в энергобаланс регионов энергии природных возобновляемых источников определяет актуальность проблемы энергоэффективности установок, использующих энергию ветра, солнца, потоков воды.

Основными нормативно-правовыми документами, регламентирующими оценку эффективности энергетического бизнеса и применение источников энергии, являются:

- Закон Республики Узбекистан №ЗРУ-539 от 21 мая 2019 года.
- №ПП-3012 «О программе мер по дальнейшему развитию возобновляемой энергетики, повышению энергоэффективности в отраслях экономики и социальной сфере на 2017-2021 годы» от 26 мая 2017 года.
- ПП-4422 «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии» от 22 августа 2019 года.
- ПП-245 «Правил пользования электрической и тепловой энергией» от 22 августа 2009 года.
- ПП-22 «О дополнительных мерах по совершенствованию порядка пользования электрической энергией и природным газом» от 12 января 2018 года.

-Методы измерений и анализ показателей качества энергии в системах электроснабжения общего назначеня ГОСТ 1044:2003.

В силу низкой энергетической плотности возобновляемых энергоресурсов (ВЭ) и их крайней изменчивости, стоимость производимой электроэнергии с использованием ВЭ в настоящее время обычно превышает тариф на электроэнергию, полученную традиционными способами. Поэтому конкурентоспособной областью нетрадиционной энергетики является малая энергетика, особенно в децентрализованных системах электроснабжения потребителей, находящихся в отдаленных, труднодоступных местах.

Для эффективной организации децентрализованного электроснабжения с использованием ВЭ актуальны следующие вопросы:

- оценка объемов и условий электроснабжения потребителей, не имеющих централизованного электроснабжения;
- оценка потенциала возобновляемых энергоресурсов в зоне размещения объектов электрификации и выделение приоритетных видов природной энергии;
- разработка методик и анализ технико-экономических характеристик вариантов построения децентрализованных систем электроснабжения;
- разработка критериев экономической эффективности эксплуатации децентрализованных систем электроснабжения;
- анализ социальных и экологических аспектов использования ВЭ для децентрализованного электроснабжения объекта;
- анализ возможных организационно-правовых форм функционирования энергетического бизнеса в децентрализованных зонах энергообеспечения потребителей. Разработка предложений по совершенствованию нормативно-правовой базы для реализации данного направления энергетического бизнеса.

Данная работа направлена на определение условий технико-экономической эффективности использования возобновляемых энергоресурсов в децентрализованных зонах энергоснабжения. Исследование данной проблемы проводилось с учетом следующих факторов:

- комплексный подход к оценке экономической и энергетической эффективности децентрализованных зон с различными типами энергоисточников;

- региональные, климатические, географические факторы при определении условий экономической и энергетической эффективности функционирования децентрализованных систем энергообеспечения;

- тенденции развития и изменения зон децентрализованного энергоснабжения;

- тенденция развития энергоустановок, использующих местные, в том числе возобновляемые энергоресурсы.

Оценка эффективности применения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных объектов, не имеющих централизованного электроснабжения, производится на основе сравнительного технико-экономического анализа всех возможных вариантов электрификации. При этом необходимо рассмотреть варианты электроснабжения не только от нетрадиционных источников энергии, но и вполне традиционных: централизованная энергосистема и жидко-топливные генераторы. Электроснабжение от энергосистемы предусматривает строительство линии электропередачи, а в качестве жидко-топливных генераторов наиболее распространены дизельные электростанции. Соответственно, к возможным вариантам электроснабжения автономного объекта отнесены:

- централизованное электроснабжение (строительство ЛЭП);
- дизельные электростанции;
- микрогидроэлектростанции;
- ветроэнергетические установки;
- солнечные электростанции.

При этом, в качестве критериев оценки, применяются 3 группы показателей:

- технические;
- экономические;
- социально-экологические.

В группу технических показателей входит всего один критерий – критерий технической выполнимости проекта. Исходными данными для определения данного критерия являются

сведения об основных технических характеристиках первичного источника энергии. В связи с этим, критерий технической выполнимости проекта на основе дизельных электростанций всегда положителен; при электроснабжении от централизованной энергосистемы зависит от требуемой установленной мощности объекта электроснабжения P (кВт) и расстояния до централизованной электрической сети L (км); для микроГЭС определяется исходя из минимальной скорости течения водотока в месте установки станции V min (м/с) и минимальном расходе воды Q_{min} (л/с); для ветроэнергетической установки критерием является среднегодовая скорость ветра на уровне ступицы ветроколеса V ср (м/с); для солнечных электростанций – среднемесячная дневная энергетическая освещенность E (кВт·ч/м^2).

Основным критерием экономической эффективности являются приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности системы электроснабжения, которые определяются из выражения:

$$З = \frac{p_н \cdot K + C}{P} \quad (1.26)$$

где Р – установленная мощность объекта электроснабжения (кВт); К – общие капиталовложения (сум):

$$K = K_{уст} + K_{пр} + K_{стр} \quad (1.27)$$

где $K_{уст}$ - стоимость комплектного оборудования (сум); $K_{пр}$ - стоимость проектных работ по определению места установки на местности (сум); $K_{стр}$ – стоимость строительных и монтажных работ по установке электростанции (подстанции) (сум).

$p_н$=1/Т - нормативный коэффициент рентабельности, где Т - экономический срок службы оборудования (лет).

С – общие годовые эксплутационные расходы (сум):

$$C = C_{экс} + C_{рем} + C_{топ} + C_{д.топ.} \quad (1.28)$$

где $C_{экс}$ – годовые расходы на эксплуатацию системы электроснабжения (сум); $C_{рем}$ – годовые расходы на плановый ремонт (сум); $C_{топ}$ – годовые расходы на топливо (сум); Сд.топ – годовые расходы на доставку топлива (сум).

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C = \frac{p_н \cdot K + C}{W} \quad (1.29)$$

где W – общее количество электрической энергии, вырабатываемое электростанцией в течение года.

В качестве социально-экологических критериев эффективности применения различных вариантов электроснабжения принимались следующие:

- потенциальная угроза жизни людей;
- наличие топливной составляющей;
- отчуждение земли;
- влияние на птиц и животных;
- акустическое воздействие и вибрация;
- электромагнитное излучение.

Так как количественная оценка социально-экологических критериев крайне затруднительна, а подчас и невозможна, то при анализе производится только их качественная оценка, которая может служить в качестве дополнительного критерия при выборе наиболее рационального варианта электроснабжения автономного объекта.

Отметим также, что при выборе между традиционными и нетрадиционными источниками энергии следует руководствоваться не только текущими экономическими затратами.

До настоящего времени ни в одной стране мира существенная часть стоимости производства энергии не отражается в тарифах на энергию, а распределяется на затраты своего общества [21].

Известно, что каждый год в мире потребляется столько нефти, сколько ее образуется в природных условиях за 2 млн лет [22]. Гигантские темпы потребления невозобновляемых энергоресурсов по относительно низкой цене, которые не отражают реальные совокупные затраты общества, по существу означают жизнь взаймы, кредиты у будущих поколений, которым не будет доступна энергия по такой низкой цене.

Другая составляющая стоимости энергии, которая распределяется на все общество и не включается в тарифы за энергию, связана с загрязнением окружающей среды энергетическими установками [35].

Выбросы тепловых электростанций состоят, в основном, из углекислого газа, который ответственен за тепличный эффект и изменение кли мата и, например, приводит к засухе в районах производства зерна и картофеля. Другие выбросы включают окислы серы и азота, которые в атмосфере превращаются в серную и азотную кислоты и возвращаются на землю со снегом или в виде кислотных дождей. Повышенная кислотность воды приводит к снижению плодородия почвы, уменьшению рыбных запасов и гибели лесов, повреждению строительных конструкций и зданий. Токсичные тяжелые металлы, такие как кадмий, ртуть, свинец, могут растворяться кислотами и попадать в питьевую воду и сельскохозяйственные продукты. Существует большая неопределенность в определении реальной стоимости электроэнергии, получаемой от атомных электростанций. Можно утверждать, что реальные цены в атомной энергетике будут определены после того, как будут решены вопросы безопасности АЭС и ядерных технологий по получению топлива и захоронения отходов и разработаны принципы обращения с оборудованием, зданиями и сооружениями АЭС, выводимыми из эксплуатации через тридцать лет работы, и эти цены будут выше существующих.

Приближенные оценки прямых социальных затрат, связанных с вредным воздействием электростанций, включая болезни и снижение продолжительности жизни людей, оплату медицинского обслуживания, потери на производстве, снижение урожая, восстановление лесов и ремонт зданий в результате загрязнения воздуха, воды и почвы дают величину, добавляющую около 75 % мировых цен на топливо и энергию [16]. По существу это затраты всего общества – экологический налог, который платят граждане за несовершенство энергетических установок, и этот налог должен быть включен в стоимость энергии для формирования государственного фонда энергосбережения и создание новых экологически чистых технологий в энергетике.

Если учесть эти скрытые сейчас затраты в тарифах на энергию, то большинство новых технологий возобновляемой энергетики становится конкурентоспособными с существующими технологиями. Одновременно появится источник финансирования новых проектов по экологически чистой энергетике. Именно такой «эко-

логический» налог в размере от 10 до 30 % от стоимости нефти введен в Швеции, Финляндии, Нидерландах и других странах ЕЭС [21].

Методика оценки эффективности применения нетрадиционных и возобновляемых энергоисточников заключается в последовательном определении технических, экономических и социально-экологических критериев для всех возможных вариантов электроснабжения автономного объекта и их сравнительном анализе.

Исходными данными для определения критериев являются кадастр нетрадиционных и возобновляемых источников рассматриваемого региона, технические и экономические показатели



и оборудования, выпускаемого ведущими
Государственные элементные сметные нормы
тельные и монтажные работы.
дика может быть использована с учетом двух
ений.
технические и экономические показатели, ис-
данной методике, приняты на сегодняшний день,
гвии могут изменяться. Например, минимальная скорость ветра, при которой происходит запуск современных ветроэнергетических установок, составляет 3…4 м/с. Однако, развитие технологий, несомненно, в скором будущем позволит уменьшить этот предел. К тому же, современные тенденции развития технологий возобновляемой энергетики и неизбежное сокращение запасов органического топлива, позволяют прогнозировать одновременный рост цен на традиционные энергоносители и снижение удельной стоимости оборудования для малой энергетики.

Во-вторых, при определении критериев экономической эффективности используются средние технические и экономические показатели комплектующих и оборудования, и соответственно, они могут быть использованы только для сравнительного анализа различных вариантов электроснабжения и выбора наиболее рационального. Полная смета затрат на проект и точные экономические расчеты могут быть выполнены

только после выбора конкретного варианта электроснабжения и подбора соответствующих комплектующих.

Важно также отметить, что успешное использование возобновляемых источников энергии во многом зависит от правильного выбора места установки электростанции. Например, энергия ветрового потока во многом зависит от рельефа местности и имеющихся наземных зданий и сооружений, а все реки имеют аномальные уклоны с естественными местами концентрации энергии водного потока. Поэтому выбор места установки каждой конкретной электростанции, использующей энергию природных возобновляемых источников, должен производиться на основании проекта привязки к местности, который должен быть выполнен соответствующими специалистами.

Контрольные вопросы:

1. Перечислети основные нормативно-правовые документами, регламентирующими оценку эффективности энергетического бизнеса и применение источников энергии в Республики Узбекистан?
2. Охарактеризуйте критерии оценки эффективности электроснабжения потребителей от энергоустановок возобновляемой энергетики?
3. Назовите факторы, определяющие конкурентноспособность возобновляемой энергетики с традиционными электростанциями?
4. От чего зависит правильный выбор места установки электростанции?
5. С какими физическими параметрами характеризуется технико-экономические показателеи альтернативных источников энергии?

ГЛАВА 2

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ИСПОЛЬЗУЮЩИЕ МЕХАНИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ ВЕТРА И ПОТОКОВ ВОДЫ

2.1. Ветроэлектростанции и их основные характеристики

Ветроэнергетика является наиболее развитой сферой практического использования природных возобновляемых энергоресурсов. Мировой рынок ветровой энергетики развивается быстрее, чем любой другой вид возобновляемой энергетики. С 1995 года установленная мощность ветровых электростанций в мире увеличилась более чем в 12 раз: с 4800 МВт до 59000 МВт (на конец 2005 года). Оборот международного рынка ветроэнергетики в 2006 году превысил 13 млрд. евро. Всего в отрасли, по приблизительным подсчетам, занято 150000 человек. Во многих странах появилась даже новая отрасль – ветроэнергетическое машиностроение. Мировыми лидерами в ветроэнергетике являются США, Германия, Испания, Нидерланды, Дания, Индия.

В ряде стран и регионов доля электроэнергии, генерируемой ветровыми станциями, составляет реальную конкуренцию традиционной энергетике. В Дании за счет энергии ветра производится 20 % электроэнергии, в Испании этот показатель достиг 8 %, в Голландии и Северных землях Германии 10 %. Приводимые цифры показывают, что ветроэнергетика уже сегодня вносит значительный вклад в энергетический баланс ряда стран. 2005 год в ветровой энергетике был отмечен очередным рекордом: в течение года было введено в совокупности 11531 МВт новых мощностей. Таким образом, среднегодовой рост увеличился на 40,5%, а общая установленная мощность выросла на 24%.

Принцип действия ветроэнергетической установки (ВЭУ) заключается в преобразовании энергии ветра в механическую энергию вращающегося ветроколеса, а затем в электрическую энергию.

Ранее в ветроустановках применялись ветроколеса так называемого «активного» типа (карусельного и парусного типа, Савониуса и др.), использующие силу давления ветра. Эти ветроколеса имеют очень низкий КПД (менее 20%), поэтому в настоящее время для производства энергии они не применяются.

Принцип действия всех ветродвигателей заключается во вращении ветроколеса с лопастями под напором ветра. Вращающий момент ветроколеса через систему передач передается на вал генератора, вырабатывающего электроэнергию.

Кинетическая энергия W воздушного потока с площадью поперечного сечения S, имеющего плотность p и скорость V равна [26]:

$$W = p \cdot \frac{V^2 \cdot S}{2} \qquad (2.1)$$

Механическая энергия ветродвигателя $W_{вд}$ определяется коэффициентом использования энергии ветра $\xi = \frac{W_{вд}}{W}$, зависящего от типа ветродвигателя и режима его работы.

В настоящее время применяются две основные конструкции ветроколес - горизонтально-осевые и вертикально-осевые ветродвигатели (рис.2.1), использующие подъемную силу крыла. Оба типа ВЭУ имеют примерно равный КПД, однако наибольшее распространение получили ветроагрегаты первого типа. Мощность ВЭУ такой конструкции может быть от сотен ватт до нескольких мегаватт.

Основными компонентами ветроустановки, кроме собственно ветроколеса, являются башня, мультипликатор и генератор. В зависимости от мощности ВЭУ диаметр ветроколеса может составлять от одного до нескольких десятков метров, а номинальная частота его вращения от 15 до 100 об/мин. Мультипликатор (редуктор) служит для повышения числа оборотов ветроколеса и согласования с частотой вращения генератора. ВЭУ небольшой мощности могут не содержать мультипликатор.

Мощность воздушного потока можно определить из выражения, Вт:

$$P = p \cdot \frac{V^3 S}{2} \qquad (2.2)$$

где S - площадь поперечного сечения ветрового потока, м^2; V – скорость ветра, м/с; ρ - плотность воздуха, кг/м^3 .

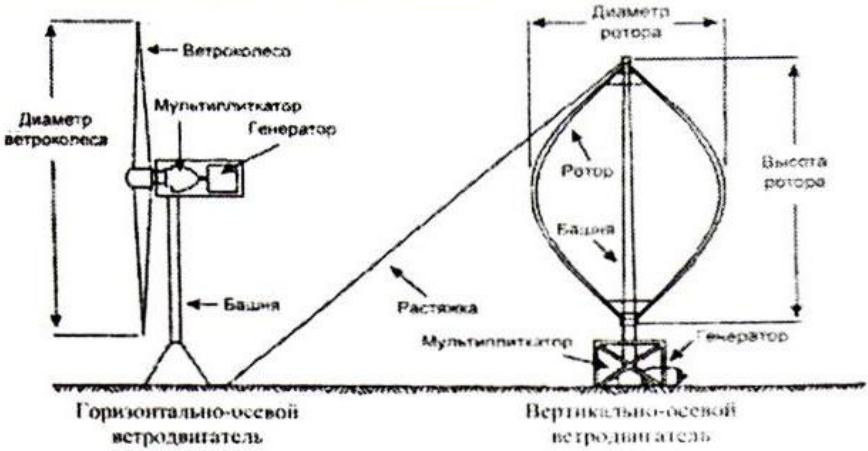


Рис. 2.1 Устройство современных ветроэнергетических установок

Плотность воздуха зависит от давления и температуры и выражается в килограммах на кубический метр. Плотность сухого воздуха ρ_0 при стандартной температуре 288 °К и давлении 760 мм ртутного столба составляет 1.226 кг/м^3.

Если средняя плотность воздуха в рассматриваемом месте отличается от плотности воздуха при стандартных условиях, то это необходимо учитывать это при определении выработки энергии ветроустановкой.

Для определения фактической плотности воздуха при нестандартных условиях можно воспользоваться следующей формулой:

$$p = p_0 \cdot \frac{288 \cdot P}{760 \cdot T} \qquad (2.3)$$

где P – атмосферное давление, мм.рт.ст.; T – температура, °К

.

Любой ветродвигатель характеризуется коэффициентом использования энергии ветра ξ, который определяется как

отношение механической мощности на валу ветроколеса Р вк к мощности ветрового потока Р;

$$\xi = \frac{P_{вк}}{P} \qquad (2.4).$$

Коэффициент использования энергии ветра определяет максимум части энергии ветрового потока, которая может быть использована ветродвигателем. Максимальное значение коэффициента мощности ветроколеса зависит от его быстроходности и достигает теоретического максимума, равного 0,593, которое впервые было вычислено Бетцом, рис. 2.2.

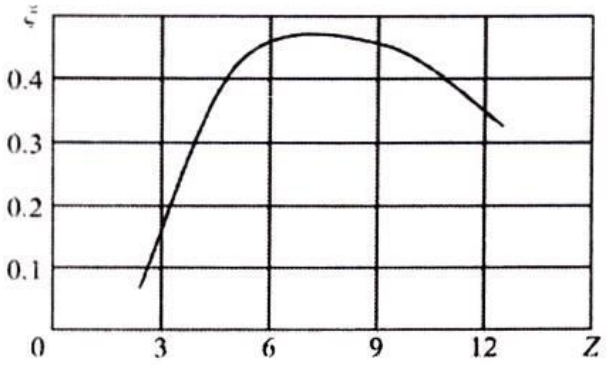


Рис. 2.2. Зависимость коэффициента использования энергии ветра от быстроходности ветроколеса

Реальный коэффициент использования энергии ветра всегда меньше теоретического за счёт образования вихрей, сходящих с концов лопастей, профильных потерь, которые вызываются трением струй воздуха о поверхность крыла, потерь на кручение струи, потерь, происходящих вследствие неполного использования всей ометаемой площади крыла.

Быстроходность ветроколеса характеризует отношение окружной скорости конца лопасти к скорости ветра: Ее можно рассчитать, если известны расчетное число оборотов при заданной скорости ветра:

$$Z = \frac{\omega \cdot R}{V} \qquad (2.5)$$

где ω - угловая частота вращения ветродвигателя, рад/с; R – радиус лопасти ветроколеса, м.

Электрическая мощность генератора ветроэнергетической установки может быть определена по формуле:

$$p_{эл} = \pi \cdot p \cdot V^3 \cdot \frac{R^2}{2} \xi \cdot \eta \qquad (2.6)$$

где R – радиус ветроколеса; η – КПД электромеханического преобразователя энергии.

По принципу действия ветродвигатели могут быть разделены на две группы: двигатели, у которых вращающий момент образуется в результате разности сил лобового давления потока воздуха на лопасти рабочего колеса относительно оси его вращения, и ветроустановки, вращающиеся под действием аэродинамической подъемной силы. К первой группе относятся ветродвигатели карусельного, роторного и барабанного типов. Благодаря простейшей конфигурации рабочего ветроколеса они имеют невысокую стоимость и весьма неприхотливы в эксплуатации. Однако широкого распространения эти ветродвигатели не получили из-за малого коэффициента использования энергии ветра ξ и тихоходности. Расчеты показывают, что наибольшую мощность двигатель развивает, когда рабочая плоскость, воспринимающая действие потока воздуха, движется со скоростью, равной 1/3 скорости ветра [26]. При этом значение ξ для данных двигателей не превышает 0,18.

Основным типом ветродвигателя в настоящее время является двигатель крыльчатой конструкции, в котором вращающий момент создается за счет аэродинамических сил, возникающих на лопастях рабочего ветроколеса. В большинстве стран выпускают и применяют только крыльчатые ветродвигатели. Они отличаются большими коэффициентами использования энергии ветра и значительно большей быстроходностью. Максимальное значение ξ для быстроходных колес достигает 0,45…0,48.

По конструктивному исполнению ветродвигатели делятся на две группы:

- ветродвигатели с горизонтальной осью вращения;
- ветродвигатели с вертикальной осью вращения.

Крыльчатые ветродвигатели с горизонтальной осью вращения наиболее эффективны, когда поток воздуха перпенди-

кулярен плоскости вращения лопастей. Для обеспечения этого условия в составе ВЭУ требуется устройство автоматического поворота оси вращения. Обычно эту роль выполняет крыло-стабилизатор или соответствующая система ориентации ветродвигателя.

Ветродвигатели с вертикальной осью вращения могут работать при любом направлении ветра без изменения своего направления.

Учитывая подавляющее распространение крыльчатых трехлопастных ветродвигателей с горизонтальной осью вращения, далее рассматриваются ветроэлектростанции с ветродвигателем указанной конструкции.

С точки зрения диапазона мощностей ветроэнергетические установки можно разделить на ВЭУ, предназначенные для «большой» энергетики и малые ветроэлектростанции, перспективные для систем автономного электроснабжения.

Следует отметить, что наибольшие успехи ветроэнергетики в мире характерны именно для большой энергетики. Это объясняется с одной стороны более высокой энергоэффективностью крупных сетевых ветроэлектростанций, а с другой – ограниченностью или отсутствием децентрализованных зон электроснабжения в передовых странах с высокоразвитой транспортной и другой инфраструктурой.

Более высокая энергоэффективность крупных ВЭС определяется более высоким и стабильным энергетическим потенциалом ветра на высоте их башни, достигающей 100 метров. Кроме того, работа ветроэлектростанции на электроэнергетическую систему облегчает согласование возможной величины (для данного ветра) генерируемой и отдаваемой потребителю электроэнергии. Само по себе наличие электрической системы устраняет необходимость в устройствах накопления энергии и резервных энергоисточниках, которые необходимы для автономных ветроэлектростанций.

Для электроснабжения небольших, рассредоточенных потребителей требуются автономные ветроэлектрические установки относительно малой мощности. Традиционная компоновка таких ветряков предусматривает использование крыльчатого

ветроколеса с горизонтальной осью вращения. Распространенным профилем лопастей в настоящее время являются профили типа NACA 4415, NACA 4418, NFL 416, обеспечивающие быстроходность Z= 6...9.

Крыльчатые ветродвигатели с горизонтальной осью вращения наиболее эффективны, когда поток воздуха перпендикулярен плоскости вращения лопастей. Для обеспечения этого условия в составе ВЭУ требуется устройство автоматического поворота оси вращения. Обычно эту роль выполняет крыло-стабилизатор. Ветродвигатели с вертикальной осью вращения могут работать при любом направлении ветра без изменения своего направления.

Главной конструктивной частью любой ветроустановки являются лопасти. От размера и конструкции лопастей ВЭУ напрямую зависит максимальная мощность, которую можно получить от энергоустановки и ее КПД, так как именно они «захватывают» ветер. Современные технологии позволяют увеличивать эффективность этого процесса.

Современные ВЭУ обычно имеют две или три лопасти. Лопасти производят из стекловолокна, полистирола, эпоксидного полимера или углепластика. У некоторых из них есть деревянный каркас. Материал, из которого изготавливают лопасти, должен быть крепким и одновременно гибким, и не создавать волновые помехи, мешающие прохождению телевизионных сигналов. Длина лопастей ВЭУ варьируется от 10 до 100 метров, вес лопасти может превышать 1000 кг (рис. 2.3).

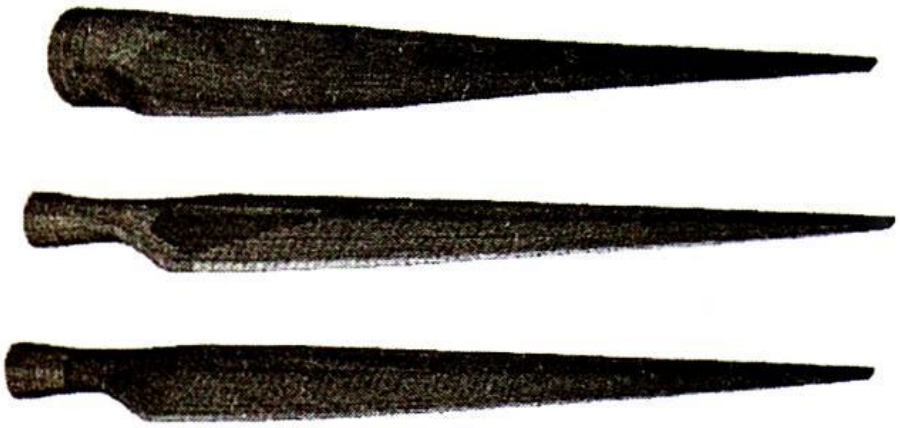


Рис. 2.3 Профили лопастей ветроколес с горизонтальной осью вращения.

Так как основным фактором, определяющим производительность ВЭУ, является скорость ветра, производители ветроэнергетического оборудования приводят в документации на ветроагрегат такие важные показатели как минимальная, номинальная и максимальная скорость ветра.

За минимальную скорость ветра V_{min} принимают скорость, при которой обеспечивается вращение ветроколеса с номинальной частотой вращения и нулевой производительностью (холостой ход).

Номинальная (расчетная) скорость ветра V ном – это скорость, при которой ВЭУ развивает номинальную мощность P ном . Под номинальной мощностью ВЭУ следует понимать максимальное значение выходной мощности, на которую рассчитана энергетическая установка в длительном режиме работы.

Максимальная скорость ветра V_{max} - это скорость ветра, при которой расчетная прочность ветроагрегата позволяет производить энергию без повреждений. При скоростях ветра выше максимальной скорости ВЭУ должна быть выведена из работы.

На рис.2.4 приведена зависимость выходной мощности ВЭУ, номинальной мощностью $P_{ном}$ = 100 кВт, от скорости ветра.

Минимальная скорость ветра ВЭУ, характеристика которой представлена на рис. 2.4., составляет 4 м/с, номинальная скорость 12 м/с. При скоростях ветра, более 12 м/с за счет аэродинамического регулирования ветроколеса частота вращения ВЭУ поддерживается постоянной, при этом выходная электрическая мощность на зажимах генератора остается неизменной и составляет 100 кВт.

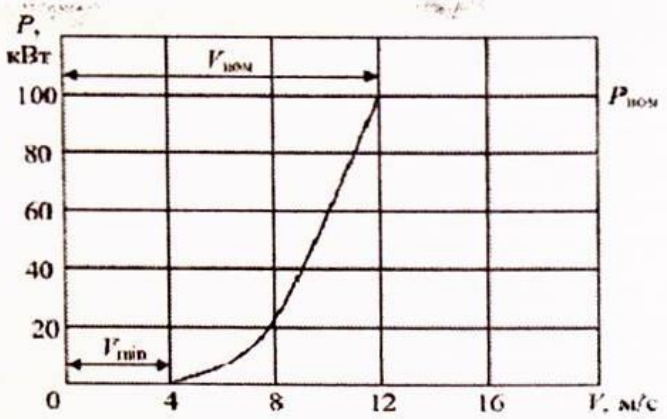


Рис. 2.4. Зависимость выходной мощности ВЭУ от скорости ветра

Максимальное количество электрической энергии ВЭУ может выработать только в том случае, если скорость ветра в месте установки данной станции всегда будет превышать 12 м/с. Однако это невозможно в силу климатических закономерностей образования воздушных потоков. Поэтому важной технической характеристикой ВЭУ является количество электрической энергии W , которое она может выработать в определенном месте за расчетный период времени. С учетом реальных коэффициентов использования энергии ветра и КПД электромеханического преобразования для определения данного показателя можно воспользоваться приближенной формулой:

$$W = \frac{0{,}92 \cdot R^2 \cdot V_c^3 \cdot T}{1000} \qquad (2.7)$$

где R – радиус ветроколеса, м; V_c - средняя скорость ветра на уровне ступицы ветроколеса в месте установки станции, м/с; T – расчетное время работы ветроагрегата, ч.

Важной эксплуатационной характеристикой ВЭУ является коэффициент использования установленной мощности К и . Он определяется как отношение энергии, вырабатываемой ВЭУ в течение года к энергии, которая могла бы быть получена при постоянной работе станции с номинальной мощностью:

$$K_и = \frac{W_г}{8760 \cdot P_{ном}} \qquad (2.8)$$

где $W_г$ – фактическое количество электроэнергии, выработанное ВЭУ за год, кВт*ч; P ном – номинальная (расчетная) мощность ВЭУ, кВт.

Коэффициент использования установленной мощности показывает, насколько эффективно используется энергетическая установка. Для увеличения К и . применяют ВЭУ с большим диаметром ветроколес, что позволяет увеличить общую выработку электроэнергии.

Однако ВЭУ с высокими значениями коэффициента использования не обязательно обеспечат наименьшую себестоимость вырабатываемой энергии, вследствие увеличения их размеров и стоимости.

Критерий выбора ВЭУ с минимальной стоимостью производимой энергии или с более высоким К и зависит от условий эксплуатации станции. Если вся вырабатываемая ВЭУ энергия может быть полезно использована, то предпочтительным является вариант с минимальной стоимостью, если необходимо аккумулировать вырабатываемую энергию, то лучшим представляется вариант с высоким коэффициентом использования установленной мощности. Во многом критерий выбора зависит от режимов эксплуатации станции и требований потребителей. С точки зрения диапазона мощностей ветроэнергетические установки можно разделить на ВЭУ, предназначенные для «большой» энергетики и малые ветроэлектростанции, используемые в системах автономного электроснабжения.

Контрольные вопросы:

1. Основные элементы ветроэлектростанции и их взаимосвязь?
2. Характеристики быстроходных крыльчатых ветростанций?
3. Как определяется мощность воздушного потока?
4. Как определяется максимальная мощность, развиваемая ветроэнергетической установкой?
5. От чего зависит быстроходность вертикальных ветроколёс?

2.2. Сетевые ВЭУ

Наиболее востребованной и развитой областью применения ВЭУ является их использование для работы на энергосистему. Связано это с тем обстоятельством, что работа ВЭУ параллельно с мощной электрической сетью дает очевидные преимущества:

- при работе на мощную энергосистему можно применять ветроагрегаты с большой единичной мощностью, что существенно снижает затраты на 1 кВт установленной мощности ВЭУ;
- высота башен современных ВЭУ большой мощности достигает 100 м, что позволяет более полно использовать ветроэнергетический ресурс, так как скорость ветра увеличивается по мере удаления от земной поверхности;
- при работе на электрическую сеть можно полезно использовать всю вырабатываемую ВЭУ электроэнергию;
- существенно упрощаются системы управления ВЭУ, обеспечивающие режимы запуска, регулирования и контроля ветроагрегата.

При месторасположении ВЭУ, предназначенных для работы параллельно с сетью выбирают территории с хорошими ветроэнергетическими ресурсами для производства электроэнергии.

Часто на одной территории устанавливают несколько однотипных ветроустановок, расположенных в ряд перпендикулярно господствующему направлению ветра. Это позволяет существенно упростить обслуживание и уменьшить общие капитальные затраты на проект – общие дороги для доступа к

ветроагрегатам, общие подстанции, линия связи с энергосистемой, мониторинговая и контрольная система и т.п. Участок земли, отведенный под «ветроферму», обычно используется и на другие нужды, например сельскохозяйственные.

Единичная мощность современных ветроагрегатов, работающих на энергосистему, достигает 5 МВт, а общая мощность «ветроферм» может составлять сотни мегаватт. Этот тип систем становится все более популярным в европейских странах, где, согласно Киотскому протоколу, поставлена цель снижения эмиссии парниковых газов.

Европейские ВЭС в основном расположены на побережьях Северного, Балтийского морей и Атлантического океана. Прибрежные зоны представляют большой интерес для ветроэнергетической отрасли ввиду их большого энергетического потенциала и низкой освоенности.

Сотни крупных ВЭУ установлены на побережьях во многих странах мира и вносят существенный вклад в общую выработку электрической энергии. В последнее время все большее распространение получают так называемые оффшорные ВЭС или ВЭС морского базирования.

Большинство стран Северной Европы обладает большими территориями мелководья, расположенными недалеко от береговой линии. И хотя капитальные затраты на строительство ВЭУ морского базирования превышают затраты на строительство наземных, производство энергии на оффшорных ВЭУ продолжает увеличиваться.

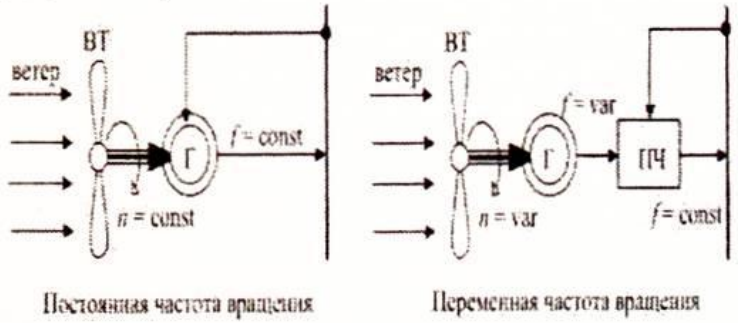


Рис.2.5 Системы генерирования электроэнергии ВЭУ при работе на энергосистему.

Датские электроэнергетические компании объявили о планах строительства ВЭС суммарной установленной мощностью до 4000 МВт в оффшорных зонах. Ожидается, что запланированные оффшорные ВЭС выработают 13,5 ТВт*ч электроэнергии, что соответствует 40% потребления электроэнергии в Дании.

Ключевым вопросом, во многом определяющим эффективность использования крупных ВЭУ, является решение вопроса по согласованию параметров электроэнергии, вырабатываемой ветроагрегатом с электрическими параметрами сети. В настоящее время преимущественное распространение получили две разновидности систем генерирования электроэнергии ВЭУ при ее работе на энергосистему, рис. 2.5.

Обе представленные на рис.2.5. системы, в конечном счете, вырабатывают электрическую энергию в виде переменного напряжения постоянной частоты для возможности подачи электроэнергии в сети существующих энергосистем. Однако достигается это разными путями.

Постоянство частоты выходного напряжения в одних системах обеспечивается за счет стабилизации оборотов генератора Г, а в системах с переменной частотой вращения ветротурбины ВТ это обеспечивается с помощью частотного преобразователя ПЧ.

В системах с постоянной частотой вращения ветроколеса могут применяться стандартные электрические машины, причем как синхронные, так и асинхронные. Необходимость стабилизации частоты вращения ветроколеса при прямом включении ВЭУ в сеть не позволяет поддерживать постоянной быстроходность ветроагрегата, т. е. снижает его КПД.

Наиболее простая схема реализуется при использовании в ВЭУ синхронного генератора. Так как мощность энергосистемы во много раз больше мощности ВЭУ, электрическая машина будет находиться в синхронизме в широком диапазоне изменения мощности, развиваемой ветродвигателем. Недостатком синхронных машин возможность при определенных ветровых условиях переходить на работу в режим двигателя и потреблять энергию из энергосистемы, а при резких порывах ветра появляется большая вероятность выпадения ее из синхронизма.

Последующая синхронизация машины и подключение ее к энергосистеме являются довольно сложным процессом.

В случае использования в составе ВЭУ асинхронной машины допускается менее точное поддержание частоты вращения ветроколеса.

Однако, асинхронная машина, работающая в генераторном режиме, потребляет из сети реактивную мощность намагничивания, что снижает коэффициент мощности сети и приводит к дополнительным потерям электроэнергии.

Важным достоинством систем с переменной частотой вращения ветротурбины является их способность «настраиваться» на ветер – регулировать частоту вращения в соответствии с изменением скорости ветра таким образом, чтобы обеспечить максимально возможную выработку электроэнергии.

Методы получения переменного напряжения постоянной частоты при переменной частоте вращения вала привода сводятся к двум обширным группам - дифференциальным и недифференциальным.

Первые реализуются с помощью механических устройств, обеспечивающих получение постоянной частоты вращения: редукторы с переменным передаточным отношением, устройства с гидравлической передачей мощности, а также с помощью электрических устройств, компенсирующих изменение частоты вращения посредством питания обмотки возбуждения напряжением с частотой скольжения, равной разности частоты вращения ротора генератора и частоты напряжения энергосистемы, на которую работает генератор.

Недифференциальные методы могут быть реализованы с помощью статических преобразователей частоты, работающих по схеме выпрямитель-инвертор или преобразователей с амплитудной модуляцией напряжения.

Наибольшую перспективу практического применения в ВЭУ имеют выпрямительно-инверторные статические преобразователи частоты на базе полупроводниковых приборов. Такие преобразователи мощностью от одного до нескольких мегаватт широко применяются на передачах постоянного тока высокого

напряжения. Их крупномасштабное применение сдерживает пока высокая стоимость.

Однако при расположении ВЭС большой мощности на значительном расстоянии от энергосистем именно передача электроэнергии на постоянном токе оказывается наиболее эффективной.

Из рассмотренных выше систем генерирования электроэнергии предпочтение в настоящее время отдается ВЭУ с постоянной частотой вращения, построенных на базе синхронных генераторов. Хорошо отработанная технология производства крупных синхронных машин и их надежность и экономичность при работе в составе энергосистемы делают эти факторы решающими при выборе наиболее приемлемого варианта.

Общей тенденцией развития ветроэнергетической отрасли для нужд большой энергетики является повышение единичной мощности ветроэнергетических установок. Эта тенденция обоснована стремлением уменьшить общие затраты на выбор и подготовку строительных площадок для размещения ВЭУ, создание подъездных путей, линий электропередач, распределительных устройств, оборудования защиты и других компонентов ВЭС.

На начальном этапе развития системной ветроэнергетики мощность ВЭУ, подключаемых к электрической сети, была невелика и они не оказывали существенного влияние на режим работы энергосистем. В современных условиях, суммарная мощность ВЭУ подключаемых к электрической сети, может быть соизмерима с мощностью самой энергосистемы. В этих условиях необходимо учитывать наличие ВЭУ в энергосистеме и тщательно анализировать возможные последствия параллельной работы ветроустановок с традиционными электростанциями. При оценке экономической эффективности ВЭУ при работе на электрическую сеть также необходимо учитывать затраты на дополнительное оборудование, необходимое для обеспечения надежной работы энергосистемы.

Однако, практический опыт эксплуатации ВЭУ в составе крупных энергетических объединений показывает, что

обеспечение необходимой устойчивости и надежности работы электрической сети, в большинстве случаев, обеспечивается традиционными для энергосистем методами.

Основная проблема при работе ВЭУ на энергосистему связана со значительным изменением вырабатываемой ею мощности при изменении скорости ветра. При этом для энергосистемы крайне важен характер этих изменений за определенные характерные периоды времени.

Кратковременные изменения скорости ветра, вызываемые порывами, влияют на мощность каждой конкретной ВЭУ, однако для нескольких установок эти изменения усредняются и не оказывают существенного влияния на режим работы электрической сети.

Более опасны долговременные изменения скорости ветра, которые могут быть вызваны различными факторами (штиль, муссон и т.п.), и будут влиять на суммарную мощность большой группы ВЭУ, расположенных на определенной территории. Значительные изменения скорости ветра в пределах нескольких секунд создают проблему устойчивой синхронной работы ВЭУ с сетью, а изменения скорости ветра в пределах минуты и более создают диспетчерские проблемы, связанные с планированием выработки электроэнергии различными электростанциями и выбором рациональной структуры генерирующих мощностей.

Так как «гарантированная мощность» ВЭУ при работе в составе энергосистемы равна нулю, энергосистема должна иметь необходимый запас мощностей, предназначенных для работы в пиковой части графика нагрузки. Проще всего эта проблема решается в энергосистемах, в составе которых кроме ВЭУ работают ГЭС или ГАЭС. В этом случае, избыточная энергия, вырабатываемая ВЭУ в часы минимума нагрузок энергосистемы, может быть использована для закачки воды в верхнее водохранилище, обеспечивая необходимое аккумулирование энергии. В общем случае для обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей, мощность ВЭУ, работающих в составе энергосистемы не должна превышать 20 % от ее максимальной мощности. При этом ВЭУ

используются для покрытия базисной части графика нагрузки, а ГЭС или ГТУ пиковой.

В связи с тем, что сетевые ВЭУ не снижают установленную мощность энергосистем, их экономическую эффективность часто оценивают только по количеству топлива, которое удается сэкономить за счет использования энергии ветра. Такой подход является сильно упрощенным. При анализе экономических показателей использования энергии ветра в энергосистемах требуется рассмотрение различных вопросов, таких как требования к надежности энергоснабжения потребителей, характер суточных и сезонных изменений нагрузки, приобретение и планирование работы различных генерирующих установок с учетом их маневренности, экологические факторы и т.д.

Часто не учитывается тот факт, что для энергосистем при сохранении одинаковой суммарной мощности ТЭС возможна экономия значительных денежных средств за счет уменьшения капитальных вложений путем закупки пиковых энергоустановок, для которых характерны относительно низкая стоимость и высокие эксплуатационные издержки, вместо более дорогих базисных энергоустановок с низкими эксплуатационными издержками. Такое изменение в структуре оборудования, связанное с закупкой ВЭУ имеет смысл в том случае, если будет установлено, что пиковые установки смогут быть использованы главным образом для обеспечения требуемого уровня системной надежности при сжигании относительно малого количества топлива. В этом варианте при предположении, что для ВЭУ принято «отсутствие гарантированной мощности», суммарная стоимость ВЭУ должна быть компенсирована некоторой комбинацией экономии топлива и капитальных вложений [19].

Контрольные вопросы:

1. Какие режимы работы и особенности имеют сетевые ВЭУ?
2. Чем отличаются основные технологические схемы ВЭУ, работающих на энергосистему?

3.До скольки достигает единичная мощность современных ветероагрегатов, работающих на энергосистему?

4. Что является достоинством систем с переменной частотой вращения ветротурбины?

5. От чего зависит эффективность ветроагрегатов?

2.3. Автономные ВЭУ

Для электроснабжения небольших, рассредоточенных потребителей используются автономные ветроэлектрические установки относительно небольшой мощности.

Необходимость бесперебойного электроснабжения потребителей требует наличия в составе автономной электростанции гарантированного источника питания, способного обеспечить потребителя необходимой электрической энергией в периоды ветрового затишья и слабых ветров. В качестве такого источника в автономных ветроэлектростанциях (ВЭС) чаще всего используют аккумуляторные батареи. Структурная электрическая схема автономной ВЭС представлена на рис. 2.6.

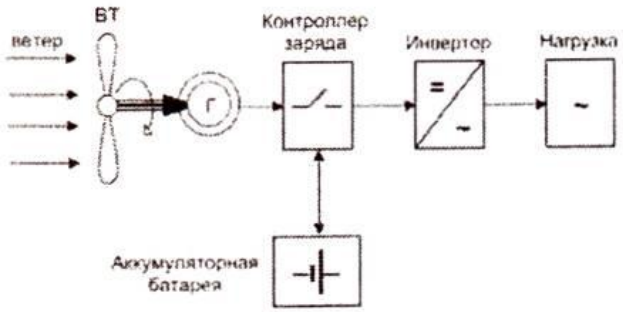


Рис. 2.6. Структурная схема автономной ветроэлектростанции

Так как аккумуляторная батарея работает на постоянном токе, а большинству потребителей требуется ток переменный, в составе автономной ВЭС необходимо предусмотреть устройство для преобразования постоянного тока в переменный – инвертор. Мощность инвертора и ветроагрегата должны быть выбраны на максимальную мощность нагрузки, а емкость

аккумуляторных батарей выбирается исходя из необходимого запаса энергии, который нужно обеспечить электростанции для покрытия электрических нагрузок в периоды простоя ветроагрегата.

Для оптимизации процессов заряда/разряда аккумуляторных батарей в состав установки входит контроллер заряда. Необходимость применения в составе ВЭС контроллера заряда связана с тем обстоятельством, что аккумуляторные батареи очень критичны к величине зарядного тока и глубине разряда. Использование контроллера заряда позволяет существенно продлить срок службы аккумуляторов и снизить эксплуатационные затраты на обслуживание электростанции.

Использование в составе автономной ВЭС аккумуляторных батарей, контроллера заряда и инвертора повышают затраты на 1 кВт установленной мощности электростанции, однако это позволяет значительно упростить конструкцию ветроагрегата. Так как стабилизация выходных электрических параметров электростанции обеспечивается при помощи аккумуляторов и инвертора, нет необходимости в стабилизации частоты вращения ветроколеса и регулировании величины выходного напряжения электрического генератора. Современным решением конструкции генератора ветроэлектростанции малой мощности является безредукторный многополюсный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов и полупроводниковым выпрямителем выходного напряжения якорной обмотки. Ветроколесо выполнятся с жестко закрепленными лопастями, и его частота вращения определяется только силой ветра и величиной нагрузки. Для защиты от буревых ветров ветродвигатель оснащен специальным механизмом, выводящим ветроколесо из-под ветра.

Невысокие массо-габаритные показатели аккумуляторов и их сравнительно небольшой срок службы ограничивают применение представленной выше схемы ВЭС мощностями до 10 кВт. Подобные ВЭС находят практическое применение в качестве источника электроснабжения отдельных домов, коттеджей, небольших ферм, телекоммуникационных, метереологических объектов и т.п.

Для электроснабжения более крупных потребителей деревень, поселков, геологических объектов и т.п. используют ветродизельные электростанции. В таких электростанциях дизель-генератор выполняет роль гарантированного источника электропитания, а ВЭУ, покрывая часть электрической нагрузки потребителя, обеспечивает экономию дорогостоящего дизельного топлива. Диапазон рабочих мощностей ветро-дизельных комплексов гораздо шире – от единиц кВт до десятков МВт.

Наибольшее распространение получили ветро-дизельные энергетические комплексы с постоянной частотой вращения дизеля.

Структурная схема такого комплекса показана на рис. 2.7.

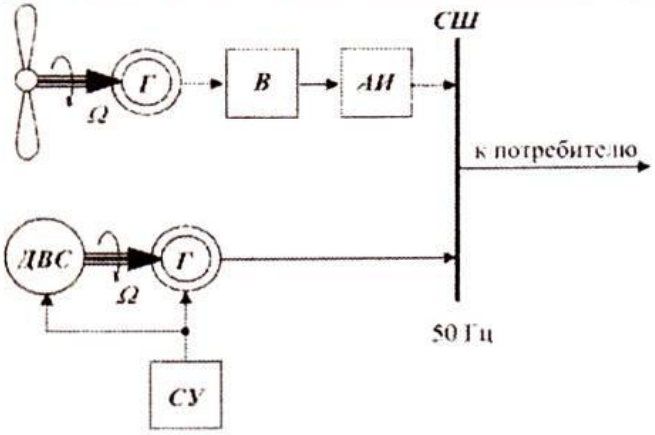


Рис.2.7. Ветро-дизельный энергетический комплекс с постоянной частотой вращения дизеля

Режим работы дизель-генератора в такой системе ничем не отличается от режима силового агрегата автономной дизельной электростанции (ДЭС) – система управления (СУ) обеспечивает стабилизацию амплитуды и частоты выходного напряжения при изменении нагрузки за счет регулирования тока возбуждения генератора и уровня подачи топлива. Ветрогенератор подключается параллельно дизель-генератору на общие сборные шины (СШ) станции, с которых производится отпуск электроэнергии потребителю. Режим работы ветроагрегата не регулируется, стабилизация параметров вырабатываемой им электроэнергии,

осуществляется с помощью выпрямителя (В) и автономного инвертора (АИ).

Энергетическая эффективность электростанции улучшается за счет уменьшения общего расхода топлива, необходимого для выработки электрической энергии, так как часть вырабатываемой дизельгенератором энергии замещается ветрогенератором.

Достоинствами таких систем является очевидная простота схемных решений и возможность модификации находящихся в эксплуатации ДЭС за счет подключения к сборным шинам станций комплектных ветроустановок.

Недостатком энергетической схемы комплекса является невозможность полного согласования режимов производства и потребления электрической энергии. Мощность, выдаваемая ветрогенератором в любой момент времени, определяется параметрами ветрового режима в месте установки станции, а мощность, снимаемая со сборных шин станции, определяется графиком нагрузки потребителя.

Экономическую эффективность ветродизельных электростанций часто оценивают по величине сэкономленного топлива, которую находят из выражения:

$$T = \frac{\Delta Э}{g_т} \qquad (2.9)$$

где ΔЭ – количество электроэнергии, выработанное ветрогенератором за какой-то период времени, кВт*ч; $g_т$ - удельный расход топлива дизельгенератором, г/кВт/ч.

Однако, такой подход является не совсем верным. Удельный расход топлива дизеля величина не постоянная, а зависит от его загрузки. С уменьшением загрузки дизеля удельный расход топлива на выработку 1 кВт*ч электроэнергии увеличивается, соответственно, величина сэкономленного топлива всегда будет меньше, чем определенная по выражению 2.9.

Для получения максимального экономического эффекта от применения ветродизельных электростанций необходимы специальные технические расчеты по определению наиболее рационального соотношения мощностей дизель-генераторов и ветроагрегата, которые должны проводиться с учетом реальных характеристик ветрового режима и графика нагрузки потребителей.

Одной из проблем дизельных электростанций, используемых в качестве основного источника электроснабжения децентрализованных потребителей, является снижение эффективности работы дизелей в режиме малых нагрузок. Такая ситуация наиболее характерна для локальных систем электроснабжения небольшой мощности, ДЭС которых построены на базе одного или двух дизель-генераторов. Для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей мощность силового агрегата выбирается по максимальной нагрузке, а нагрузка станции может изменяться в очень широких пределах как в течении суток, так и в зависимости от сезона года. В этих условиях большую часть времени дизель-генератор вынужден работать на частичных режимах с малой нагрузкой, характеризуемых повышенным удельным расходом дизельного топлива. Повысить энергетическую эффективность ДЭС небольшой мощности можно за счет введения в электрическую схему станции аккумуляторов энергии. Одна из возможных схем гибридного энергетического комплекса с аккумулированием энергии представлена на рис.2.8.

В режиме максимальных нагрузок станции питание потребителей осуществляется за счет энергии, вырабатываемой дизель-генератором. В это же время через выпрямительно-зарядное устройство (ВЗУ) ветрогенератор обеспечивает заряд аккумуляторных батарей (АБ). В режиме малых нагрузок дизель-генератор выводится из работы и питание потребителей производится от ВЭУ, а при отсутствии ветра от аккумуляторов. Для формирования стандартного переменного напряжения в энергоустановке используется автономный инвертор (АИ). Основные технические параметры составляющих элементов энергетического комплекса должны быть согласованы с графиком нагрузки потребителя. При этом мощность дизель-генератора должна покрывать максимальную нагрузку станции, а мощность ВЭУ, емкость АБ и установленная мощность АИ должны обеспечить бесперебойное питание потребителей в режиме малых нагрузок.

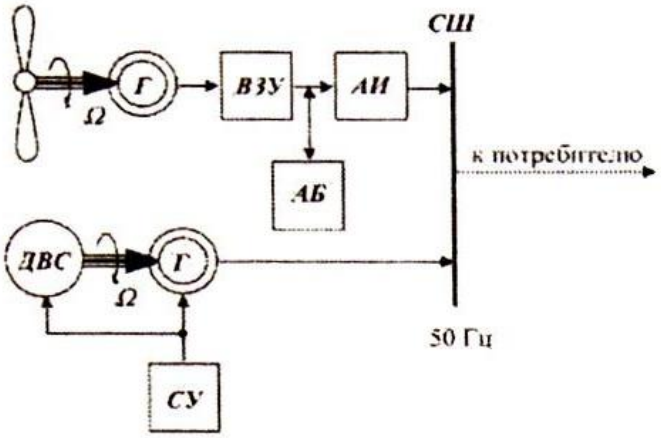


Рис.2.8. Ветро-дизельный энергетический комплекс с аккумулированием энергии

Системы управления промышленных ДЭС построены таким образом, что обеспечивают стабилизацию амплитуды и частоты выходного напряжения (с заданной погрешностью) при изменении нагрузки на шинах станции.

Классическая система управления ДЭС по сути представляет собой независимую двухканальную систему автоматического регулирования: систему автоматического управления частотой вращения дизеля и систему автоматического управления напряжением генератора.

Дизель приводит во вращение ротор генератора. Частота напряжения на выходе генератора пропорциональна частоте вращения ротора, а значение напряжения пропорционально току возбуждения генератора. Регулятор частоты вращения определяет частоту выходного напряжения и, воздействуя на органы управления дизеля, поддерживает постоянной частоту вращения вала дизеля, обеспечивая тем самым стабилизацию частоты выходного напряжения во всех режимах работы.

Регулятор напряжения путем воздействия на ток возбуждения генератора поддерживает значение выходного напряжения близким к заданному при всех допустимых нагрузках.

Однако, положенные в основу промышленных ДЭС принципы управления, не обеспечивают минимум расхода

топлива при изменении нагрузки станции. На рис. 2.9 представлено типичное семейство механических характеристик дизеля при различном положении рейки топливного насоса. Кривая 1 соответствует максимальной подаче топлива (рейка на упоре), кривая 5 минимальной подаче.

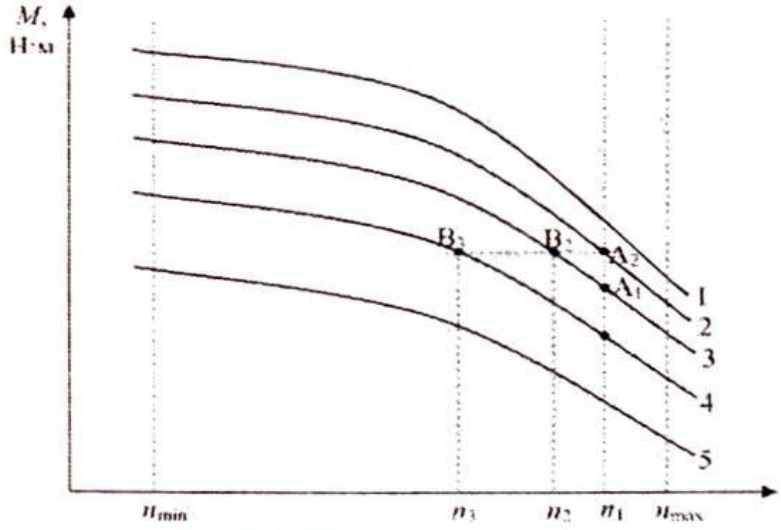


Рис.2.9. К анализу режимов регулирования частоты вращения дизеля

Установившийся режим работы дизеля обеспечивается при равенстве развиваемого им вращающего момента и момента сопротивления, создаваемого нагрузкой генератора. Допустим, что дизель работает в установившемся режиме в точке А 1 при частоте вращения n 1 на частичной характеристике 3, с ответствующем ей расходом топлива. При увеличении нагрузки увеличивается момент сопротивления на валу дизеля, и его частота вращения начинает уменьшаться.

В классической системе управления дизель-генератором управляющий орган автоматически изменяет положение рейки топливного насоса, увеличивая подачу топлива. При этом дизель переходит на новую механическую характеристику 2, которая характеризуется относительно большим расходом топлива (точка А 2).

Частота вращения дизеля при этом остается неизменной. Однако, при данном моменте сопротивления на валу частота

имеется возможность его устойчивой работы и на других частичных характеристиках 3, 4 – точки В 2 и В 3 с относительно меньшим расходом топлива. Эти режимы могут быть обеспечены только при частотах вращения n_2 и n_3, которые меньше, чем n_1. С помощью электронных регуляторов частоты вращения дизеля принципиально можно оптимизировать частоту вращения дизеля по минимуму расхода топлива. Определение оптимальных законов управления регулирующего органа дизеля является довольно сложной технической задачей, которая может быть решена только на основе математического моделирования режимов работы энергетического комплекса.

Неправильная настройка системы управления может привести к аварийным режимам работы электростанции, если не обеспечить запаса крутящего момента дизеля во всех возможных режимах его работы. Из рис. 2.9 видно, что запас крутящего момента дизеля на характеристике 3 существенно выше, чем на характеристике 4. Если же уменьшить расход топлива до величины, соответствующей характеристике 5, при рассматриваемой в примере нагрузке дизель-генератор остановится.

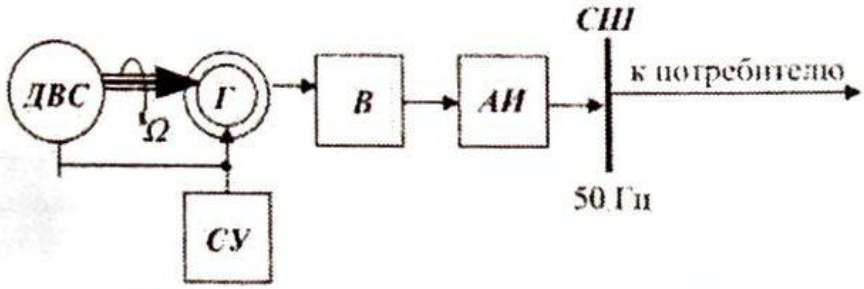


Рис. 2.10. Структурная схема ДЭС с переменной частотой вращения дизеля.

Запас крутящего момента промышленных дизелей по внешней характеристике обычно не превышает 15 %. У дизелей с настроенными и регулируемыми системами наддува он существенно выше и может доходить до 30 % и более.

Структурная схема ДЭС с переменной частотой вращения дизеля представлена на рис. 2.10.

Для обеспечения стандартных параметров вырабатываемой электрической энергией обязательными элементами ДЭС с переменной частотой вращения дизеля являются выпрямитель и автономный инвертор, мощность которых должна быть рассчитана на полную мощность нагрузки.

Структурные схемы ДЭС с переменной частотой вращения удачно сочетаются с ветроэнергетическими установками, большинство из которых имеют в своем составе выпрямитель и инвертор.

Структурная схема гибридного ветродизельного энергетического комплекса представлена на рис. 2.11.

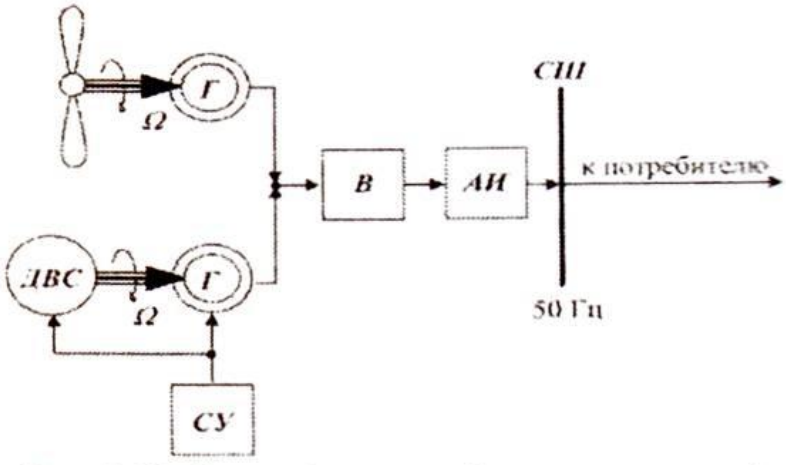


Рис. 2.11. Ветродизельный энергетический комплекс с переменной частотой вращения дизеля

В данной схеме ветрогенератор и дизель-генератор работают на общий выпрямитель и инвертор, обеспечивая совместное питание потребителя.

Оптимальное соотношение установленных мощностей ветрогенератора и силового агрегата комплекса, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат, должно определяться на основе предварительно проведенных расчетов с учетом характеристик ветрового режима и графика нагрузки потребителя.

Некоторые из представленных в данном разделе вариантов структурных схем энергетических комплексов не являются стандартными и поэтому требуют проведения дополнительных теоретических исследований.

Практическую перспективу они будут иметь только в случаях, когда будет доказана их энергетическая и экономическая эффективность.

Кроме представленных вариантов схем возможны также их комбинации. Например, ветродизельный комплекс с переменной частотой вращения может быть оснащен аккумуляторными батареями, а в качестве накопителя энергии интересной представляется идея использования электрических конденсаторов.

Очевидно, что эффективность гибридных ветродизельных энергетических комплексов, используемых в локальных системах электроснабжения, во многом будет зависеть от энергетического потенциала ветровой энергии в регионе. Основные технические показатели элементов комплексов должны быть согласованы с ожидаемым графиком электрических нагрузок.

Контрольные вопросы:

1. Что используются для оптимизации процессов заряда-разряда аккумуляторных батарей в состав установки?
2. Сколько раз в электростанции повышают использование в составе автономной ВЭС аккумуляторных батарей, контроллера заряда и инвертора?
3. Где используются ветродизельные электростанции?
4. Достоинства и недостатки ветродизельных электростанций?
5. К чему приведёт неправильная настройка системы управления ветродизельных электростанций?

2.4. Методика определения технико-экономических характеристик автономных ветроэлектростанций

Основным типом ветродвигателя в настоящее время является двигатель крыльчатой конструкции, в котором вращающий момент создается за счет аэродинамических сил, возникающих на лопастях рабочего ветроколеса. В большинстве стран выпускают и применяют только крыльчатые ветродвигатели. Они отличаются большими коэффициентами использования энергии ветра и значительно большей быстроходностью.

Максимальное значение для быстроходных колес достигает 0,45…0,48.

Для оценки эффективности применения ВЭУ из кадастра ветроэнергетических ресурсов должны быть определены следующие основные показатели для предполагаемого места установки станции:

- среднегодовая $V_{ср.год.}$ и среднемесячная $V_{ср.мес.}$ скорость ветра, на уровне ступицы ветроколеса (м/с);
- время энергозатиший и отключения ВЭУ из-за сильного ветра на уровне ступицы ветроколеса, t, (час).

Техническая выполнимость проекта

Основными техническими характеристиками любой ВЭУ являются три критические скорости ветра, которые определяют ее рабочий режим:

V_{min} – минимальная или пусковая скорость – это скорость ветра при которой происходит пуск ветроколеса;

$V_{н}$ – рабочая скорость, т. е. скорость ветра, при которой ВЭУ вырабатывает номинальную мощность;

V_{max} – буревая скорость, т. е. скорость ветра, при превышении которой выработка электроэнергии невозможна, так как ВЭУ должна быть остановлена во избежание механических повреждений.

Для наиболее распространенных в настоящее время ветродвигателей крыльчатой конструкции с горизонтальной осью вращения V_{min} = = 2,0…4,0 м/с.

Соответственно, на сегодняшний день, проект электроснабжения автономного объекта от ВЭУ технически возможен при выполнении условия: $V_{ср.год.} > 2,0$ м/с. В табл. 2.1 приведена шкала силы ветра по Бофорту у земной поверхности (на высоте 10-и метров над открытой ровной поверхностью).

Таблица 2.1.

Баллы по шкале Бофорта	Характеристика силы ветра	Скорость ветра, м/сек	Объективное проявление
0	Штиль	0…0,2	Штиль. Дым поднимается вертикально.
1	Тихий	0,3…1,5	Дым начинает отклоняться от вертикального положения, флюгеры, даже самые чувствительные, не вращаются.
2	Легкий	1,6…3,3	Движение ветра ощущается лицом, шелест листьев, приводятся в дви жение флюгеры, ветрогенераторы входят в рабочий режим.
3	Слабый	3,4…5,4	Листья и самые тонкие ветки деревьев колышутся, развеваются флаги, установленные на высоте.
4	Умерпный	5,5…7,9	Ветер поднимает пыль и мелкие бумажки, приводит в движение тонкие ветви деревьев.
5	Свежый	8…10,7	Качаются тонкие стволы деревьев диаметром 2…4 см, на морских волнах появляются гребешки, ветрогенераторы выходят на максимальную мощность.
6	Сильный	10,8…13,8	Качаются толстые сучья деревьев диаметром 6…8 см, слышен шум ветра в телеграфных проводах.
7	Крепкий	13,9...17,1	Качаются стволы деревьев в верхней их части идти против ветра неприятно.
8	Очень крпкий	17,2...20,7	Ветер ломает сухие сучья деревьев, идти против ветра очень трудно.
9	Шторм	20,8…24,4	Небольшие повреждения; ветер срывает незакрепленные дымовые колпаки и ветхую черепицу.
10	Сильный шторм	24,5…28,4	Разрушения кровельных покрытий и неукрепленных конструкций, ослабленные деревья вырываются с корнем, автоматическое отключение

			ветрогенераторов.
11	Жестко штором	28,5…32,6	Большие разрушения на значительном пространстве.
12	Ураган	32,7 и более	- - -

Примечания:

1. Шкала Бофорта – условная шкала для визуальной оценки силы ветра в баллах по его действию на наземные предметы и по волнению на море.

2. Серым цветом выделен диапазон нормальной работы большинства стандартных ветрогенераторов.

Определение установленной мощности ВЭУ

Принцип действия всех ветродвигателей заключается во вращении ветроколеса с лопастями под напором ветра. Вращающий момент ветроколеса через систему передач передается на вал генератора, вырабтывающего электроэнергию.

Кинетическая энергия W воздушного потока с площадью поперечного сечения S, имеющего плотность p и скорость V равна:

$$W = p \cdot \frac{V^3 \cdot S}{2} \qquad (2.4.1).$$

Как правило, для упрощения расчетов и, учитывая сравнительно малую изменчивость значений плотности, используют величину плотности для стандартной атмосферы: p = 1,226 кг/м^3.

Механическая энергия ветродвигателя $W_{вд}$ определяется коэффициентом использования энергии ветра $\xi = \frac{W_{вд}}{W}$, зависящего от типа ветродвигателя и режима его работы. Максимальное значение ξ для быстроходных колес достигает 0,45…0,48.

Электрическая мощность генератора ветроэнергетической установ ки может быть определена по формуле:

$$p_{эл} = \pi \cdot p \cdot V^3 \cdot \frac{R^2}{2} \xi \cdot \eta \qquad (2.4.2)$$

где R – радиус ветроколеса; η – КПД электромеханического преобразователя энергии.

Так как величина электрической мощности, вырабатываемой ВЭУ, пропорциональна кубу скорости ветра, суммарная установленная мощность ветроэлектростанций Р вэу должна определяться в соответствии со среднемесячной $V_{ср.мес}$ скоростью ветра в месте установки станций, минимальной в течение года, и рабочей скорости ВЭУ, при которой она вырабатывает номинальную мощность.

При $V_{ср.мес.} < V_н$, $P_{вуэ} = P \cdot \frac{V_н^3}{V_{ср.мес.}^3}$ (2.4.3)

При $V_{ср.мес.} > V_н$, $P_{вэу} = P$ (2.4.4),

где Р – установленная мощность автономного объекта электроснабжения, кВт.

Для современных конструкций ВЭУ величина $V_н$ составляет:

$$V_н = 7{,}0 – 12{,}0 \text{ м/с.}$$

Расчет экономических показателей для определения критериев экономической эффективности ВЭУ использованы технико-экономические показатели оборудования для ветроэнергетики, выпускаемого отечественными производителями [3].

Проведенный сравнительный анализ стоимостных показателей ветроустановок показал, что удельная стоимость 1 кВт установленной мощности ВЭУ мало зависит от ее полной мощности, и составляет:

$$K_{уст.уд} = 40000 – 60000 \text{ сум/кВт.}$$

В состав полнокомплектной ВЭУ входят электрический генератор, мачта ВЭУ и ветроколесо, система контроля напряжения, инвертор, аккумуляторная батарея. Полная стоимость комплектного оборудования ВЭУ определяется из выражения:

$$K_{уст} = K_{уст.уд} \cdot P_{вэу} \quad (2.4.5).$$

К капитальным затратам на ВЭУ следует также отнести стоимость проектных $K_{пр}$ и строительных $K_{стр}$ работ по определению месторасположения и установки станции на местности. Значения этих статьей расходов могут быть приняты, например такими:

$$K_{пр} = 50 \cdot \text{МРОТ}, \quad K_{стр} = k_р \cdot K_{уст} \quad (2.4.5),$$

где $k_р$ – коэффициент затрат на установку станции, (о.е.).

Затраты на установку станции включают в себя подготовку площадки и фундамента под ВЭУ и ее монтаж. Величина

коэффициента $k_р$ в расчетах принималась постоянной и равной 0,04.

К эксплутационным расходам следует отнести затраты на обслуживание $С_{экс}$ и ремонт $С_{рем}$:

$$C_{экс} = 36 \cdot МРОТ,\ C_{рем} = k_{рем}\, p_н \cdot (K_{уст} + K_{стр}) \quad (2.4.6).$$

где $k_{рем}$ – коэффициент затрат на ремонт (о. е.), принимаемый в нашем примере равным 0,2.

Количество кВт·ч электроэнергии, которое способно выработать ВЭУ в год, определяется из выражения:

$$W = (8760 - t) \cdot P$$

где t – время энергозатиший и отключения ВЭУ из-за сильного ветра на уровне ступицы ветроколеса, (час).

Контрольные вопросы:

1. До скольких достигается максимальное значение для быстроходных колес?
2. Как определяется эффективность применения ВЭУ из кадастра ветроэнергетическую ресурсов?
3. Назовите техническая выполнимость проекта ВЭУ.
4. Опишите формулу ВЭУ кинетическая энергия?
5. Как зависит эффективность ВЭУ от числа лопастей?

ГЛАВА 3.

МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА В ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

3.1. Микрогидроэлектростанции

Существенное место по запасам и масштабам использования занимает энергия потоков воды. Объясняется это высокой энергетической плотностью потока воды и относительной временной стабильностью режима стока большинства рек. Большая плотность воды по сравнению с воздухом (в 846 раз) определяет, при прочих равных условиях, соответствующее уменьшение массогабаритных и стоимостных показателей рабочего колеса гидротурбины по сравнению с ветроколесом. Стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяют использовать более простые и дешевые системы генерирования и стабилизации параметров производимой электроэнергии.

В итоге, гидроэлектростанции производят более дешевую электроэнергию по сравнению с ветроэлектростанциями, а также с энергоустановками, использующими другие виды возобновляемых энергоресурсов.

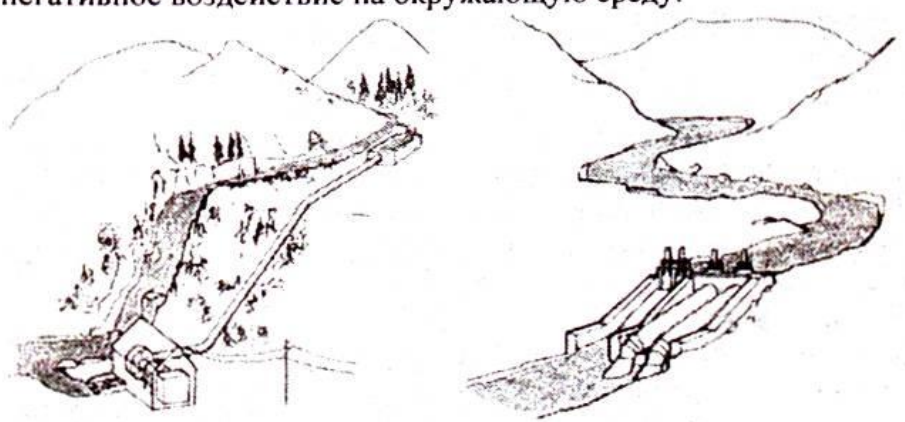
Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках: от небольших ручьев до крупнейших рек. Соответственно изменяется и мощность их гидроагрегатов.

В настоящее время принята следующая классификация: станции мощностью до 100 кВт – микроГЭС, от 100 до 1000 кВт – мини ГЭС, от 1000 до 10000 кВт – малые ГЭС и свыше 10000 кВт – крупные гидроэлектростанции. Конструкция и принципы построения этих классов энергоустановок могут существенно отличаться.

Станции класса «мини» и более мощные обычно используют в своей конструкции плотину, обеспечивающую запас воды в водохранилище и необходимый напор воды на гидротурбине.

МикроГЭС отличаются большим разнообразием конструктивных исполнений. Они могут строиться, как и более мощные станции, с использованием плотины, могут быть деривационного типа с использованием напорного трубопровода или канала. Наконец, микроГЭС могут устанавливаться в речной поток без всяких гидротехнических сооружений свободопоточные микроГЭС.

В отличие от крупных ГЭС, работающих в составе энергосистем, микроГЭС в большинстве случаев используются для электроснабжения мелких изолированных потребителей, удаленных от сетей централизованного электроснабжения. Основную долю затрат при сооружении крупных ГЭС составляет стоимость гидротехнических сооружений. Для микроГЭС сооружение плотин не требуется. Как правило, используется русловая или деривационная схема электростанции (рис. 3.1), по которой часть воды из реки отводится в напорный трубопровод и после использования в гидротурбине опять сбрасывается в реку. Это позволяет значительно сократить сроки строительства и капитальные затраты на сооружение электростанции, обеспечивая минимальное негативное воздействие на окружающую среду.



а) б)

Рис .3.1. Схемы создания напора в микро ГЭС

а – деривационная; б - русловая

Таким образом, большие ГЭС требуют развитой инфраструктуры: наличия дорог, необходимых для строительства, высоковольтной распределительной сети большой мощности, крупных промышленных потребителей электроэнергии. Для управления и обслуживания крупных ГЭС необходим квалифицированный персонал. С технической точки зрения большая мощность ГЭС требует сложного технологического оборудования. Например, гидротурбины крупных ГЭС являются уникальными, они проектируются индивидуально для каждой станции. Крупномасштабные ГЭС требуют тщательного подхода к вопросам экологии. Искусственные водохранилища могут полностью изменить ландшафт и затопить большие территории, которые могли быть использованы в сельском хозяйстве.

МикроГЭС лишены многих недостатков, характерных для больших ГЭС: они не требуют больших капитальных вложений, практически не оказывают негативного воздействия на окружающую среду, для их обслуживания не нужен квалифицированный персонал.

Наиболее конкурентоспособной областью применения микро ГЭС являются зоны децентрализованного электроснабжения, которые расположены, как правило, в отдаленных труднодоступных районах. Потребителями энергии в этих районах являются в большинстве случаев различные сельскохозяйственные объекты, небольшие поселки, коттеджи и т.д. Установленная мощность электрических нагрузок составляет от единиц до нескольких десятков кВт, в составе нагрузок преобладают различные бытовые приборы. График нагрузки крайне изменчив, возможна значительная несимметричная загрузка по фазам источника питания.

Значительно улучшить существующую ситуацию с электроснабжением потребителей, расположенных в децентрализованных зонах электроснабжения, позволяет использование микрогидроэлектростанций (микроГЭС). Энергия потоков воды занимает весьма существенное место в России по запасам и масштабам использования. Высокая энергетическая плотность потока воды и относительно стабильный временной режим в сравнении с другими видами ВИЭ, определяют самую низкую

стоимость энергии, получаемой при помощи гидростанций, среди установок, использующих другие виды возобновляемых энергоресурсов.

Отмеченные выше особенности размещения и эксплуатации автономных систем электроснабжения позволяют сформулировать основные требования, предъявляемые к микроГЭС:

- простота и надежность конструкции;
- высокое качество выходных электрических параметров в статических и динамических режимах;
- полностью автоматизированный режим работы;
- компенсация возможной несимметрии по фазам.

Основное технологическое оборудование микроГЭС должно быть по возможности серийным, а ее система управления должна обеспечивать полностью автоматизированный режим работы при минимальном техническом обслуживании.

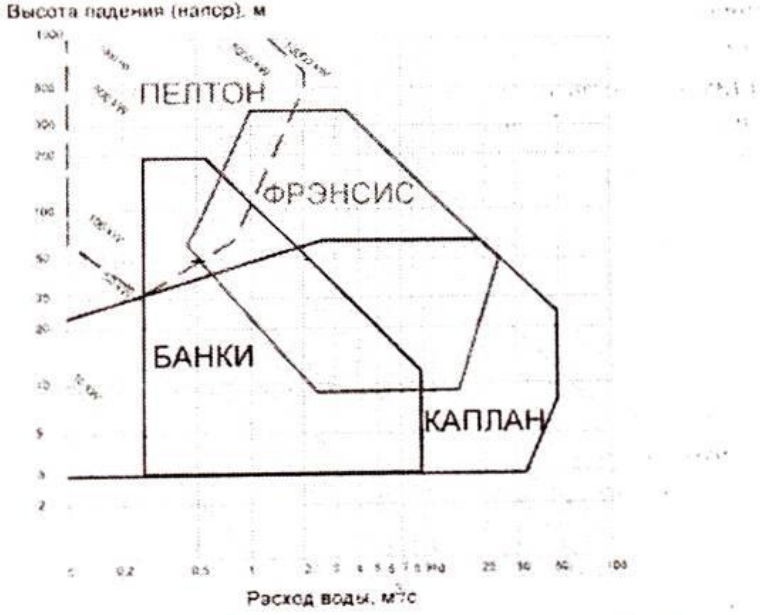


Рис. 3.2. Зоны работы гидротурбин микроГЭС

В микроГЭС используются гидротурбины различного типа: осевые, диагональные, ковшовые, поперечно-струйные и т.д. При этом по принципу действия все гидротурбины подраз-

деляются на два основных типа – активные и реактивные. Активные (свободноструйные) турбины используют преимущественно кинетическую энергию струи свободно вытекающей из сопла, а реактивные (напорноструйные) используют в основном потенциальную часть энергии потока.

Преимущественное распространение в микроГЭС получили турбины Пелтона, Фрэнсиса, Каплана и Банки, каждая из которых имеет свою область применения, определяемую параметрами водотока, рис. 3.2. [24].

Капитальные затраты на микроГЭС существенно зависят от используемого напора воды. Высоконапорные микроГЭС типичны для горных областей; и вследствие того, что для выработки такого же количества электроэнергии им необходим меньший поток, они обычно дешевле других ГЭС. На размер капитальных затрат, связанных со строительством малых ГЭС, влияет много факторов, однако наиболее существенным является выбор места установки и «привязка» к нему станции. Наличие соответствующего напора и скорости потока воды являются необходимыми условиями для производства электроэнергии.

Согласно данным Мирового Банка, первичные капиталовложения в строительство малых ГЭС колеблются от 1800 до 8800 долларов США за 1 кВт установленной мощности (для водяных напоров от 2,3 м до 13,5 м), и от 1000 до 3000 долларов США за 1 кВт (для напоров от 27 м до 350 м) [24]. По данным Минэнерго срок окупаемости микроГЭС при ее работе в составе автономной энергосистемы составляет от 3 до 5 лет.

Кроме гидротурбины микроГЭС содержит в своем составе такие обязательные элементы как электрический генератор, систему стабилизации выходного напряжения и ряд элементов, наличие и конструкция которых зависит от типа и особенностей станции: определенные гидротехнические сооружения, запорную арматуру и т. д.

Основные варианты построения стабилизирующих систем микро ГЭС подразделятся на системы с постоянной и переменной частотой вращения приводного двигателя [32]. Наибольшее распространение получили системы с постоянной

частотой вращения, которое обеспечивается с помощью механического или электрического регулирования.

Механическое регулирование заключается в изменении угла поворота рабочих лопастей гидротурбины или регулировании расхода воды путем изменения величины открытия направляющего аппарата.

При этом происходит выравнивание мощности, развиваемой турбиной, и мощности нагрузки. Основным недостатком механического регулирования является большая инерционность и усложнение конструкции гидротехнической части микроГЭС, в связи с чем подобные системы не получили практического применения.

Одним из наиболее перспективных вариантов построения стабилизирующих систем микроГЭС, получившим широкое распространение во всем мире, являются системы регулирования величины электрической нагрузки станции [32].

Такая возможность определяется зависимостью частоты вращения турбины от развиваемой ею мощности, которая в автономных системах электроснабжения потребляется электрической нагрузкой.

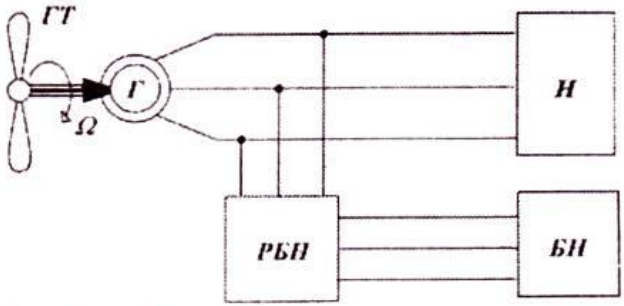


Рис. 3.3. Структурная схема стабилизации параметров микроГЭС автобалластного типа

ГТ - гидротурбина; Г - генератор; Н - полезная нагрузка; БН – балластная нагрузка; РБН - регулятор балластной нагрузки.

Следовательно, выбирая соответствующую нагрузку источника электропитания, можно стабилизировать частоту вращения системы: генератор – приводная турбина. Изменять величину нагруз-

ки автономного источника электропитания возможно включением на выход генератора регулируемой балластной нагрузки.

Структурная схема энергоустановки с автобалластным регулированием выходных параметров показана на рис. 3.3.

Принцип автобалластного регулирования предельно прост: параллельно полезной нагрузке станции через регулятор подключается такая же по величине дополнительная, или балластная нагрузка. При изменении величины полезной нагрузки, величина балластной изменяется при помощи регулятора таким образом, чтобы суммарная нагрузка электрического генератора оставалась неизменной. В качестве балластной нагрузки обычно используют теплонагревательные элементы. И если учесть, что до 80 % электрической энергии автономный потребитель тратит на получение тепла, выделяемая на балластных сопротивлениях энергия также может быть полезно использована.

Достоинствами данного способа является полное исключение электромеханических устройств из системы стабилизации частоты вращения гидротурбины. Такая система регулирования имеет высокое быстродействие, что определяет высокое качество выходного напряжения микроГЭС в статических и динамических режимах. Благодаря стабилизации частоты вращения приводного двигателя в рассматриваемых типах электроустановок могут применяться общепромышленные генераторы без большого запаса механической прочности ротора.

Следует отметить, что обеспечить стабилизацию выходного напряжения рассматриваемой автономной системы электроснабжения по величине и частоте, возможно только за счет поддержания неизменного баланса мощностей как по активной, так и по реактивной мощности. В противном случае необходим как минимум еще один канал регулирования. Наиболее просто обеспечить баланс системы электроснабжения по активной мощности позволяет использование в качестве параметра регулирования частоты выходного напряжения генератора.

Достоинствами данного способа регулирования является некритичность электроустановки к возможным изменениям энергии приводного гидродвигателя, что характерно для водотоков с сильно изменчивым во времени дебетом стока

воды. К недостаткам следует отнести большую инерционность регулирования и невозможность компенсации возможной несимметрии нагрузки.

Методы построения системы стабилизации частоты переменного тока автономного источника электропитания можно разделить на две группы: стабилизация частоты вращения приводного двигателя и генерирование переменного тока стабильной частоты при изменяющейся скорости привода. Основные варианты построения стабилизирующих систем показаны на рис. 3.4.

Регулирование частоты вращения турбины заключается в изменении угла поворота рабочих лопастей или регулировании расхода воды. При этом происходит выравнивание мощности, развиваемой турбиной, и мощности нагрузки. В микрогидроэлектростанциях наибольшее распространение получило регулирование расхода воды путем изменения величины открытия направляющего аппарата. Схема энергоустановки с регулированием частоты вращения турбины путем изменения энергии рабочего потока или угла атаки рабочих лопастей показана на рис. 3.4, а .

Основными недостатками регулируемых турбин являются усложнение их конструкции, а также необходимость в электромеханической системе регулирования частоты вращения установки. Из-за наличия в системе регулирования инерционных элементов частота выходного напряжения может изменяться в широких пределах. В литературе приводятся данные, что время регулирования для малых гидротурбин равно 1,5…3 с [45].

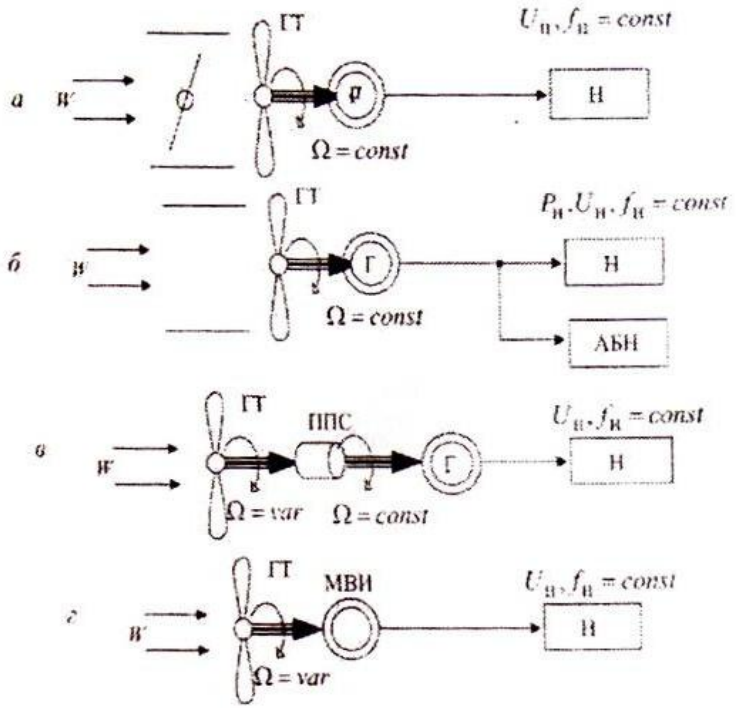


Рис. 3.4. Варианты построения систем стабилизации:
W – энергия потока воды; ГТ – гидротурбина; Г – генератор; Н – полезная нагрузка; АБН – автобалластная нагрузка; ППС – привод постоянной скорости; МВИ – машинно-вентильный источник.

Упростить конструкцию турбин и добиться большего быстродей ствия регуляторов частоты возможно путем регулирования величины нагрузки энергоустановки. Такая возможность определяется зависимостью частоты вращения турбины от развиваемой ею мощности, которая в автономной системе электроснабжения потребляется электрической нагрузкой. Следовательно, выбирая соответствующую нагрузку источника электропитания, можно стабилизировать частоту вращения генератор - приводная турбина. Изменять величину нагрузки микроГЭС возможно включением на выход генератора регулируемой балластной нагрузки.

Если под «балластной» понимать некоторую полезную нагрузку, то данный способ стабилизации подразумевает автоматическое перераспределение электрической мощности между некоторыми потребителями, часть из которых допускает снижение величины питающего напряжения или его отключение. Схема энергоустановки с автобалластным регулированием выходных параметров представлена на рис. 3.4, б

Достоинством данного способа является полное исключение электромеханических устройств из системы стабилизации частоты вращения гидродвигателя. Замена их статическим регулятором весьма выгодна и с точки зрения улучшения характеристик микроГЭС, и с точки зрения чисто экономической. Так, по данным [44, 46], стоимость регулятора автобалласта может составлять лишь 20 % от механического регулятора гидротурбины.

Системы с автобалластным регулированием имеют высокое быстродействие, что положительно сказывается на качестве выходного напряжения. За счет стабилизации частоты вращения гидроагрегата, в рассматриваем типе энергоустановок, могут применяться общепромышленные генераторы без большого запаса механической прочности, а в качестве гидродвигателя – насос в турбинном режиме. Кроме того, автобалластный способ стабилизации хорошо сочетается с регулированием выходных параметров асинхронного генератора с емкостным самовозбуждением, что позволяет применять в автономных микроГЭС как синхронные, так и асинхронные машины [44, 47, 48].

Одним из способов стабилизации частоты вращения электрического генератора, входящего в состав энергоустановки с нерегулируемым двигателем, является применение приводов постоянной скорости (ППС), которые обеспечивают постоянство частоты вращения выходного вала при изменяющейся в определенных пределах частоте вращения приводной турбины. Схема такой установки показана на рис. 3.4, в . ППС применительно к микроГЭС является аккумулятором механической энергии, которая запасается в виде воды, поднятой в резервуар.

В гидроэнергоустановках подобные системы могут применяться при малых кинетических энергиях потока, когда для создания необходимого напора вода поднимается в бак, расположенный на определенной высоте относительно турбины.

Машино-вентильные источники электропитания позволяют стабилизировать частоту генерируемого переменного тока при изменяющейся в широком диапазоне частоте вращения привода (системы типа переменная скорость – постоянная частота, ПС – ПЧ). Достоинствами таких устройств являются высокое качество выходного напряжения и независимость электрических параметров генератора от режима работы турбины. Недостатки подобных систем заключаются в их сложности, а значит, более высокой стоимости. Кроме того, нерегулируемая турбина определяет повышенные требования к механической мощности генератора. Для пропеллерных турбин угонное число оборотов в 2,5 раза превышает частоту вращения при номинальном режиме. В то же время для общепромышленных электрических машин допускается превышение номинальной частоты вращения не более чем на 30 %. Поэтому возникает необходимость либо использовать специальные электрические машины, способные работать в широком диапазоне изменения частоты вращения, либо ограничивать частоту вращения гидротурбины. Схема установки, содержащей машинно вентильный источник электропитания (МВИ), показана на рис. 3.4, г

Таким образом, способ построения и стабилизации выходных электрических параметров микроГЭС зависит от напора воды, характеристик двигателя и от структуры и состава нагрузок.

В результате обзора существующих конструкций микроГЭС можно сделать вывод, что наиболее перспективным вариантом автономной станции является установка, содержащая машинно-вентильный источник электропитания. Среди различных машинно-вентильных систем существенными преимуществами обладают системы стабилизации автобалластного типа.

Опыт разработки и эксплуатации микроГЭС доказал, что наиболее перспективным вариантом построения станций является бесплотинная конструкция с автобалластной системой стабилизации напряжения.

Именно по этому принципу выполнено большинство автономных систем электроснабжения, которые успешно эксплуатируются во многих странах мира: США, Японии, Китае, Дании, Швеции и т. д. Также, следует отметить, что микроГЭС автобалластного типа могут выполняться в различных модификациях, например [45…54].

В настоящее время основные усилия разработчиков микроГЭС направлены на совершенствование систем стабилизации выходного напряжения энергоустановки, что позволяет использовать максимально простое и дешевое гидротехническое оборудование. В результате стоимость микроГЭС снижается при одновременном повышении её надежности.

Контрольные вопросы:

1. Что такое микрогидроэлектростанция?
2. Поясните вид мощностных характеристик пропеллерной гидротурбины в зависимости от частоты вращения?
3. Приведите варианты построения систем стабилизации выходного напряжения микроГЭС?
4. В чем заключается принцип автобалластной стабилизации?
5. От чего зависит мощность микроГЭС?

3.2. Технико-экономические характеристики и концепции микрогидроэлектростанций

Экономические показатели микроГЭС в значительной мере зависят от ее конструкции. Обычно микроГЭС содержит в своей конструкции такие обязательные элементы как гидротурбина, электромашинный генератор, система стабилизации выходного напряжения и ряд элементов, наличие и конструкция которых зависит от типа и особенностей станции и определенные гидротехнические сооружения, запорная арматура, балластные нагрузки и т.д.

В качестве гидродвигателей, преобразующих энергию потока в механическую энергию приводного вала генератора, в той или иной степени используются все типы гидротурбин: поворотно

лопастные, радиально-осевые, импульсные, осевые, турбины с горизонтальной и наклонной осями вращения и т. д. [35, 36].

Как правило, микроГЭС не требуют возведения сложных гидротехнических сооружений – плотин. Поэтому их турбины устанавливаются либо в свободном потоке воды, либо в специальном напорном трубопроводе. Для работы в свободном потоке воды применяют, в основном, гидротурбины активного типа, типичным примером которых могут служить водяные мельницы. Достоинством активных турбин является их максимальная простота и относительная жесткость механических характеристик. Тем не менее, низкая частота вращения и малый коэффициент полезного действия активных гидродвигателей ограничивает их применение в гидроэнергетике.

Напорный трубопровод позволяет повысить энергию рабочего потока воды, применять более эффективные типы гидротурбин реактивного типа. Очевидно, что мощность гидротурбины с напорным трубопроводом не будет зависеть от водного режима реки, если ее минимальный сток превышает количество воды, поступающей в трубопровод. Диаметр трубопровода и перепад высот между его верхней и нижней точкой определяют расчетную мощность станции.

Трубопровод микроГЭС может выполняться из стальных, бетонных, резиновых и других труб, широко применяемых в оросительных системах. Его стоимость существенно зависит от рельефа местности, определяя целесообразность применения микроГЭС, прежде всего в горных районах с большими уклонами русла реки. Правильное использование рельефа местности, а также простейшие сооружения типа деривационных каналов, во многих случаях, позволяют уменьшить длину, и соответственно, и стоимость напорного трубопровода.

Существенным фактором, ограничивающим применение микроГЭС в северных широтах, являются ледовые явления. Выработка электроэнергии микроГЭС с напорным трубопроводом возможна в период открытого русла, поэтому крайне важное значение имеет достоверная информация о начале и окончании ледовых явлений.

Для определения технических и экономических критериев эффективности электроснабжения от микроГЭС из кадастра гидроэнергетических ресурсов должны быть определены следующие основные показатели для предполагаемого места установки станции:

- средний уклон реки, ΔH (м/км);
- средний расход воды водотока в период летней межени, Q ($м^3/с$);
- средняя скорость течения в период летней межени, V (м/с);
- число часов в году с открытым руслом, Ч.

На первом этапе определяется техническая возможность применения микроГЭС в данном месте. Возможности создания и/или использования имеющегося геометрического напора воды (Н) для выработки энергии зависят, прежде всего, от рельефа местности, определяющего продольные уклоны рек на разных их участках. Благодаря неодинаковой устойчивости подстилающих горных пород к размыву, тектоническим движениям и многим другим факторам, реки имеют не плавную форму, характерную для профиля равновесия, а изломанную форму продольного профиля. Соответственно, многие реки имеют аномальные уклоны, скорость течения воды на которых может намного превышать среднюю.

Поэтому выбор конкретного места установки станции должен производиться с учетом карты аномальных уклонов рек для данной территории.

Средняя скорость течения реки может значительно изменяться в зависимости от времени года, и минимальна, как правило, в период ледостава и летней межени. На данном уровне развития техники, техническая реализация проекта электроснабжения автономного объекта от микроГЭС возможна при минимальной скорости течения водотока в месте установки станции V_{min} (м/с) более 1 м/с. На втором этапе анализа определяется мощность установки, которая может быть установлена на данном водотоке. Работа водного потока осуществляется под действием силы тяжести, точнее, ее проекции на направление движения, поэтому действие воды определяется разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка реки. При разности

уровней H (м) на длине участка L (м) и среднем расходе воды Q ($м^3/с$), мощность микроГЭС Р (Вт), которую можно установить на рассматриваемом участке составит:

$$P = \eta \cdot p \cdot g \cdot Q \cdot H \text{ (Вт)} \quad (3.1)$$

где η – коэффициент полезного действия гидроэлектроагрегата;

p – плотность воды, $кг/м^3$; g – ускорение свободного падения, $м/с^2$.

Коэффициент полезного действия гидроэлектроагрегата зависит от η турбины и электрического генератора и в расчетах принимается равным 0,75; плотность воды p=1000 $кг/м^3$, g=9,81 $м/с^2$.

Величина напора, который может обеспечить водоток, H (м), определяется из предположения, что максимальная длина напорного трубопровода не должна превышать 200 м, иначе его сооружение экономически не целесообразно. Максимальная длина рабочего трубопровода ограничена превышением его стоимости над полнокомплектным оборудованием станции при длине более 200 м:

$$H_{max} = 0{,}2 \cdot \Delta H \quad (м)$$

Величина рабочего напора гидроагрегата предварительно определяется по среднему уклону русла реки из следующих пределов:

H=4 м, при ΔH=1,0-4,0 м/км; H=10 м, при ΔH=4,0-10,0 м/км; Н=20 м, при ΔH>20,0 м/км. При значениях ΔH<1,0 м/км следует использовать конструкцию микроГЭС без напорного трубопровода.

В настоящее время располагаемая генерирующая мощность республики составляет 12,9 ГВт, из них: ТЭС-11 тыс.МВт или 84,7 процентов; ГЭС-1,85 тыс.МВт или 14,3 процента; блок-станции и изолированные станции – более 133 МВт или 1 процент (рис. 3.5).

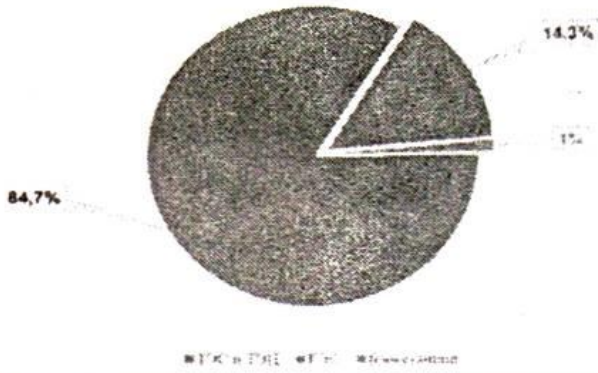


Рисунок 3.5 – Структура генерации электрической энергии

Основным источником генерации являются 11 ТЭС, в том числе 3 ТЭЦ. Мощность современных энергоэффективных энергоблоков составляет 2825 МВт или 25,6 процентов от общей мощности ТЭС.

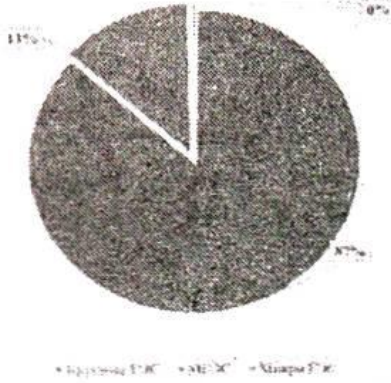


Рисунок 3.6 – Структура ГЭС

В 2019 году на ТЭС выработано 89,6 процентов электрической энергии от общей выработанной внутри республики. При этом суммарная мощность энергоблоков, работающих в часы максимальных нагрузок единой электроэнергетической системы составила 8,6 тыс.МВт.

Гидроэнергетика включает 42 ГЭС, в том числе 12 крупных, общей мощностью 1,68 ГВт (90,8 процентов от общей мощности ГЭС), 28 МГЭС, общей мощностью 0,25 ГВт (13,5 процентов) и 2 микро ГЭС, общей мощностью 0,5 МВт.

По водотоку работают 30 ГЭС мощностью 532 МВт (4 крупных – 317 МВт и 26 МГЭС– 215 МВт). При водохранилищах имеется 10 ГЭС суммарной мощностью 1,4 ГВт. Коэффициент использования гидропотенциала республики составляет 27 процентов (рис 3.6).

Транспортировка электрической энергии от источников генерации осуществляется по магистральным сетям 35-500 кВ, включающим в себя:

ПС – 77 ед. общей мощностью – 22 830 МВА;

ЛЭП – 9 768 км.

Распределение и поставка электрической энергии потребителям внутри республики осуществляется по распределительным сетям 0,4-110 кВ, включающим в себя:

ПС 35-110 кВ – 1 626 ед. общей мощностью – 20 421 МВА;

ЛЭП 35-110 кВ – 28 642 км;

ТП – 75 534ед. общей мощностью – 13 933 МВА;

ЛЭП 0,4-10 кВ – 223 987 км.

При этом у значительной части объектов электросетевого хозяйства сроки эксплуатации превысили отметку 30 лет, к таким относятся 66 процентов магистральных и 62 процента распределительных сетей, 74 процента подстанций и более 50 процентов трансформаторных пунктов.

Это является одним из факторов, способствующих росту уровня технологических потерь электрической энергии при её транспортировке и распределении.

Средний уровень технологических потерь электрической энергии в магистральных сетях составляет 2,72 процентов, в распределительных сетях 12,47 процентов (рис. 3.7).

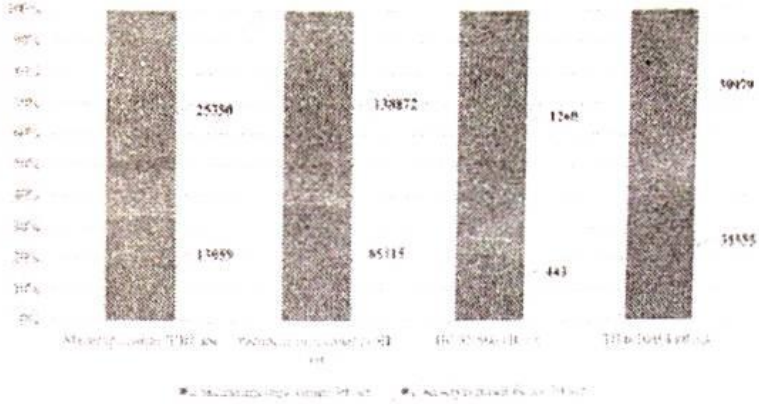


Рисунок 3.7 – Состояние электрических сетей

Электроэнергетическая система республики условно разделена на 5 территориальных энергоузлов:

Северо-Западный (Республика Каракалпакстан и Хорезмская область); Юго-Западный (Кашкадарьинская, Самаркандская, Бухарская и Навоийская области);

Южный (Сурхандарьинская область); Восточный (Андижанская, Наманганская и Ферганская области); Центральный (Джизакская, Сырдарьинская, Ташкентская области и г.Ташкент).

Максимальная нагрузка в часы пикового потребления электрической энергии в зимний период 2019 года составила 10,4 тыс. МВт, разница между минимальной и максимальной нагрузкой составила 2,3 тыс. МВт. При этом в летний период 2019 года пиковый показатель достиг 9,4 тыс. МВт с разницей между минимальной нагрузкой на 2,6 тыс. МВт (рис. 3.8).

Вместе с тем, существующий недостаток регулирующих мощностей приводит к ежедневным дополнительным перезапускам энергоблоков ТЭС, соответственно к перерасходу топлива и дополнительному износу технологического оборудования.

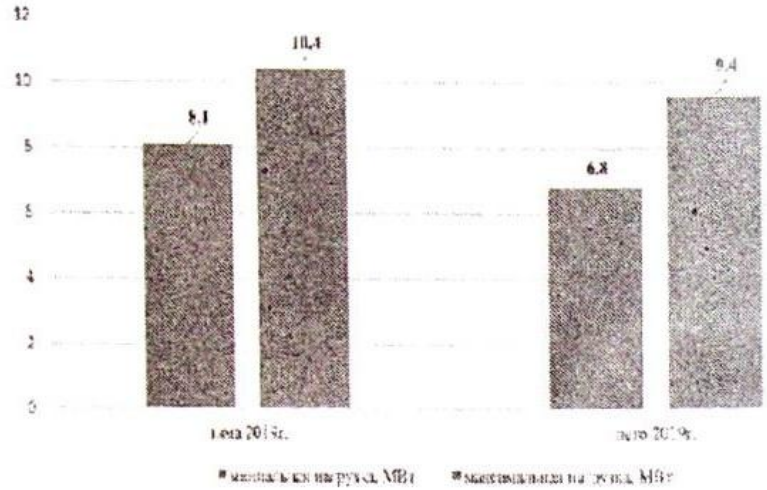


Рисунок 3.8–Минимальные и максимальные нагрузки зимнего и летнего периода 2019г.

В то же время существует ряд проблем, основными из которых являются: низкий КПД (25-35 процентов) введенных более 25 лет назад энергоблоков ТЭС и высокий удельный расход топлива по сравнению с современными ПГУ (в 2 раза); высокий уровень износа распределительных сетей и трансформаторов, что приводит к перебоям в снабжении и ухудшению показателей качества электрической энергии; низкая пропускная способность значительной части действующих ЛЭП и трансформаторов ограничивает возможность поставки электрической энергии потребителям в требуемых объемах; низкий уровень автоматизации и цифровизации объектов электроэнергетики негативно влияет на возможность предотвращения и быстрой ликвидации технологических нарушений.

Несмотря на наличие огромного потенциала солнечной энергии, в республике не имеется солнечных ФЭС промышленного масштаба. При этом ветровой потенциал республики изучен недостаточно и как следствие ветропарки промышленного масштаба отсутствуют.

Вместе с тем, в республике принимаются меры по формированию законодательной базы для развития данного сегмента энергетики. Так, были приняты Законы Республики Узбекистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» и «О государственно-частном партнерстве», а также утвержден «Регламент подключения к единой электроэнергетической системе субъектов предпринимательства, производящих электрическую энергию, в том числе из возобновляемых источников энергии».

В настоящее время начаты работы по двум пилотным проектам по строительству солнечных ФЭС мощностью по 100 МВт каждый в Самаркандской и Навоийской областях на условиях ГЧП. В соответствии с Соглашениями в 2021 году компании - инвесторы завершат строительство и введут в эксплуатацию ФЭС.

Основной целью Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы является удовлетворение растущей потребности в электрической энергии по конкурентоспособным ценам и динамичное развитие электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан посредством модернизации и реконструкции существующих электрических станций, строительства новых генерирующих мощностей на базе высокоэффективных технологий производства энергии, совершенствования системы учета электроэнергии, диверсификации топливно-энергетических ресурсов с развитием использования ВИЭ.

Основными задачами в рамках совершенствования обеспечения республики электрической энергией являются:

первое – обеспечение потребности республики в электрической энергии в полном объеме за счет собственной генерации без привязки к импорту энергоресурсов и таким образом - энергетической безопасности;

второе – повышение энергоэффективности экономики с параллельным снижением её энергоёмкости, в том числе за счет создания экономических механизмов стимулирования рационального использования электрической энергии потребителями;

третье - повышение энергоэффективности производства, транспортировки и распределения электрической энергии для удовлетворения её растущего спроса;

четвертое - снижение уровня износа электрооборудования путем постепенного его обновления, увеличение резерва мощностей генерирующего оборудования и электрических сетей;

пятое - развитие и расширение использования ВИЭ и их интеграция в единую электроэнергетическую систему.

шестое - разработка эффективной базовой модели рынка электрической энергии.

Для результативного решения вышеуказанных задач и достижения намеченных целей Концепции необходимо обеспечить реализацию следующих основных приоритетных направлений:

во-первых, модернизация и строительство новых объектов электроэнергетики, необходимых для обеспечения эффективного функционирования внутреннего рынка, совершенствование системы учета электрической энергии и диспетчерского управления посредством внедрения передовых информационно-коммуникационных технологий;

во-вторых, повышение эффективности и рационального использования электрической энергии на всех стадиях технологического процесса на основе энергосберегающих технологий и оптимизации генерирующих мощностей;

в-третьих, обеспечение диверсификации в электроэнергетике и теплоэнергетике за счет увеличения доли ВИЭ с созданием механизмов инвестиционных проектов ВИЭ на условиях ГЧП, совершенствование государственной политики в области освоения ВИЭ и демонстрация инвестиционных проектов по освоению ВИЭ;

в-четвертых, формирование комфортной, правовой, административной инвестиционной среды и оптового рынка электрической энергии для привлечения долгосрочных, прежде всего, прямых иностранных инвестиций;

в-пятых, совершенствование корпоративного управления, повышение прозрачности финансово-хозяйственной деятельности государственных предприятий электроэнергетической отрасли;

в-шестых, увеличение объемов трансграничной торговли и усиление регионального сотрудничества посредством восстановления и модернизации ЛЭП, связанных с энергосистемами соседних стран;

в-седьмых, развитие рыночных отношений путем постепенной либерализации и снижении роли государства, создание новой рыночной модели, основанной на четком разделении прав и обязанностей между субъектами, действующими в данном секторе, на каждом этапе эволюции рынка, начиная с одного покупателя и заканчивая полностью конкурентными оптовыми и розничными рынками.

Расчет капитальных затрат. Капитальные затраты на микроГЭС напрямую связаны с ее мощностью. Однако, стоимость 1 кВт установленной мощности электроустановки с увеличением полной мощности станции, как правило, уменьшается. В связи с этим, в расчетах выделяются 3 диапазона мощностей микроГЭС с разной удельной стоимостью 1 кВт установленной мощности.

С установленную мощность станции, и выбрав соответствующую ей удельную стоимость установки, можно найти полную стоимость комплектного гидросилового оборудования:

$$K_{уст} = K_{уст.уд} \cdot P \qquad (3.3)$$

Стоимость проектных работ по определению места установки станции на местности практически не связана с ее мощностью и может приниматься постоянной, зависящей только от минимального размера оплаты труда (МРОТ): $К_{пр}$ = МРОТ 60

Стоимость строительных и монтажных работ по установке станции на местности К стр определяется в зависимости от полной установленной мощности микроГЭС Р и среднего уклона реки ΔH. Для этого в расчетах применяются следующие коэффициенты:

k_p – коэффициент затрат на установку станции (о.е.), в расчетах принимается постоянным, равным 0,05;

$k_н$ – коэффициент, учитывающий изменение затрат на установку станции в зависимости от среднего уклона русла реки (о.е.), в первом приближении может быть принят: при $\Delta H < 1{,}0$

м/км, $k_н$ = 0,5; при ΔH = 1,0 – 4,0 м/км, $k_н$ = 1,0; при ΔH = 4,0 – 10,0 м/км, $k_н$ = 0,8; при ΔH > 10,0 м/км, k н = 0,4.

Значительный разброс в значениях коэффициента, учитывающего стоимость строительных работ в зависимости от среднего уклона русла реки объясняется резким уменьшением длины напорного трубопровода и затрат на его монтаж с увеличением напора. При малых напорах, до 2 м, применяется принципиально другая конструкция станции, затраты на установку которой значительно ниже.

После определения поправочных коэффициентов, стоимость строительных и монтажных работ по установке станции определяется из выражения:

$$K_{стр} = k_h \cdot k_H K_{уст} \quad (3.4)$$

Количество кВт·ч электроэнергии, которое способна выработать станция в год, определяется из выражения:

$$W = \frac{Ч}{8760} \cdot P, кВт * ч \quad (3.5)$$

Расчет эксплутационных расходов. В качестве основного гидросилового оборудования микроГЭС используются гидротурбина, электрический генератор и система автоматического управления, срок службы которых составляет, как правило, от 10 до 25 лет. Соответственно, в расчетах принимается значение Т = 15 лет.

Топливная составляющая в эксплутационных расходах при получении электроэнергии от микроГЭС принимается равной нулю.

Так как современные конструкции микроГЭС обеспечивают полностью автоматизированный режим работы, то годовые расходы на эксплуатацию станции сводятся к периодической ревизии и чистке водозаборного устройства и смазке механических вращающихся частей установки. При этом величина расходов на эксплуатацию станции практически не зависит от её мощности и конструктивного выполнения.

В связи с этим, в расчетах величина расходов на эксплуатацию станции любой мощности принимается постоянной, зависящей от минимального размера оплаты труда (МРОТ): $С_{экс}$ = 40·МРОТ.

Величина затрат на ремонт определяется в зависимости от стоимости комплектной установки и стоимости строительных и монтажных работ по установке станции:

$$C_{\text{рем}} = k_{\text{рем}} \cdot p_H \cdot \left(K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}\right) \quad (3.6)$$

где $\kappa_{рем}$ – коэффициент затрат на ремонт (о. е.), принимаемый в расчетах равным 0,2.

Ожидаемые результаты и количественные показатели реализации концепции.

В результате достижения поставленных задач к 2030 году:

а) генерирующая мощность, установленная и располагаемая, с учетом вывода из эксплуатации физически устаревшего оборудования (5,9 тыс. МВт) составит 29,2 тыс. МВт, в том числе:

ТЭС, использующие природный газ – 13,4 тыс. МВт (45 процентов);

ТЭС, использующие уголь – 1,7 тыс. МВт (5,9 процента);

ГЭС – 3,8 тыс. МВт (13,1 процента);

ВЭС – 3 тыс. МВт (10,4 процента).

ФЭС – 5 тыс. МВт (17,3 процента), в том числе 1 тыс. МВт с устройствами хранения электрической энергии для аккумуляции ее в солнечные часы и использования накопленной электрической энергии во время отсутствия солнца и вечернего максимума нагрузок единой электроэнергетической системы;

АЭС– 2,4 тыс. МВт (8,3 процента).

Прирост генерирующих мощностей составит 16,4 тыс. МВт, в том числе 4,4 тыс. МВт регулирующих мощностей для покрытия пиковых нагрузок (рис.3.9).

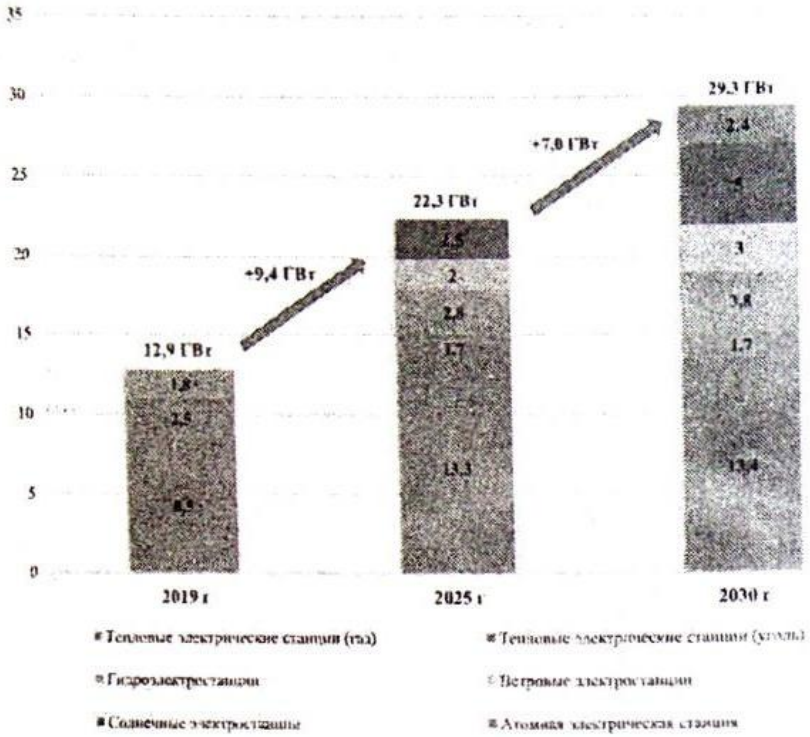


Рисунок 3.9 – Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт

б) объемы выработки электрической энергии достигнут 120,8 млрдкВт.ч, в том числе:

ТЭС – 70,7 млрд. кВт.ч (58,5 процента);

ГЭС – 13,1 млрд. кВт.ч (10,8 процента);

ФЭС – 9,9 млрд. кВт.ч (8,2 процента);

ВЭС – 8,6 млрд. кВт.ч (7,1 процента);

АЭС – 18,0 млрд. кВт.ч (14,9 процента);

блок-станции – 0,6 млрд. кВт.ч (0,5 процента).

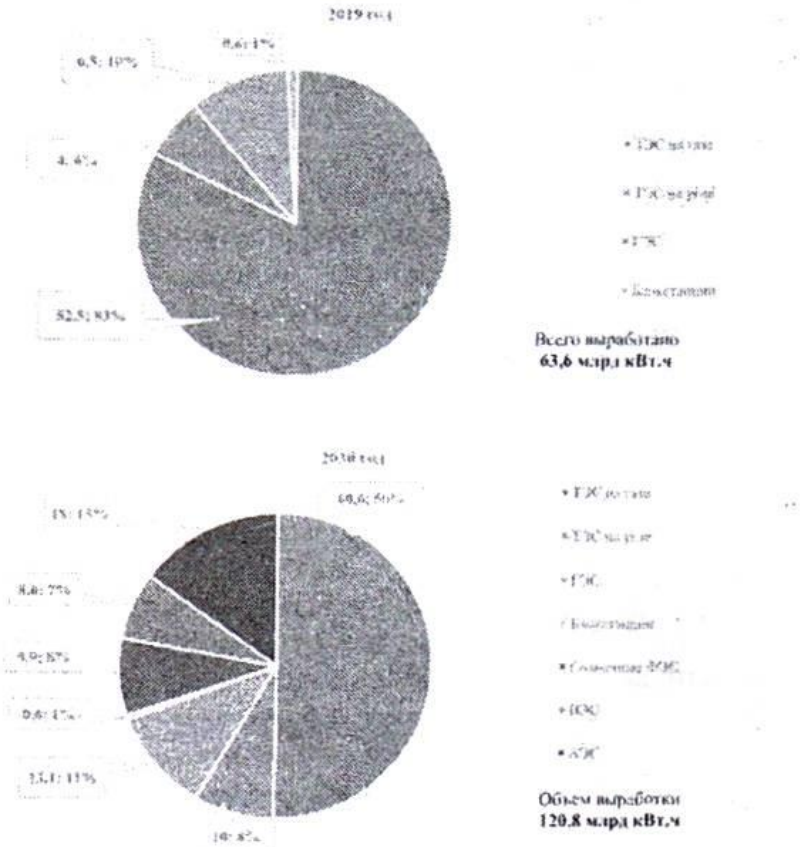


Рисунок 3.10 – Диаграмма изменении вырабатываемой электрической энергии в 2019 и 2030 гг., млрд кВт.ч

в) снизится расход природного газа с 16,5 млрд куб.м до 12,1 млрд.куб.м, при этом ежегодный объем сжигания угля возрастет с 4,1 млн.тонн до 8,5 млн.тонн.

г) в собственности государства останутся ГЭС, АЭС и некоторые ТЭС, а большая часть генерации будет сосредоточена в частном секторе;

д) к 2025 году потери электрической энергии при её передаче сократятся до 2,4 процента или в 1,03 раза относительно 2019 года, при распределении до 7,9 процента или в 1,51 раз ниже уровня 2019 года.

При этом, к 2030 году показатель потерь при передаче электрической энергии составит 2,35 процента или сократится в 1,05 раза относительно 2019 года, при распределении 6,5 процентов или в 1,85 раз ниже 2019 года.

е) в рамках развития ВИЭ будут решены задачи по обеспечению доступной электрической энергией энергодефицитных регионов республики, достижению целей по улучшению экологии и повышению энергоэффективности, стимулированию развития местной промышленности, инфраструктуры и созданию рабочих мест.

Контрольные вопросы:

1. От чего зависят экономические показатели микроГЭС?
2. Какие характеристики водотока оказывают основное влияние на эффективность гидроэлектростанции?
3. Что требуется для определения технических и экономических критериев эффективности электроснабжения от микроГЭС из кадастра гидроэнергетических ресурсов?
4. Что является основной целью Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы?
5. Назовите основные задачи в рамках совершенствования обеспечения республики электрической энергией?

ГЛАВА 4.

ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ И СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

4.1. Разновидности геотермальных электростанций и особенности их применения в децентрализованных системах электроснабжения

Объем Земли составляет примерно 1085 млрд. куб.км, и весь он, за исключением тонкого слоя земной коры, имеет очень высокую температуру. В центре Земли температура составляет 4000-5000 К, в магматических очагах, расположенных сравнительно близко к поверхности, достигает 1200-1500 К. Тепловая энергия, заключенная в недрах Земли оценивается в $4{,}5 \cdot 10^{8}$ трлн т.у.т, однако эта энергия сильно рассеивается при движении теплового потока из внутренних областей к поверхности. Температура Земли увеличивается с глубиной в среднем на 30-35 °С при погружении на каждую тысячу метров. В отдельных районах планеты с активной вулканической деятельностью температурный градиент может достигать 200 °С/км и более, а высокотемпературные слои расположены гораздо ближе к поверхности.

В некоторых районах природа сама доставляет геотермальную энергию к поверхности в виде пара или перегретой воды, вскипающей и переходящей в пар при выходе на поверхность - гейзеры.

С учетом объема внутренней части Земли и теплоемкости пород запасы геотермальной теплоты представляют собой один из самых крупных источников возобновляемой энергии, которым в настоящее время располагает человек. Причем это энергия в чистом виде, так как она уже существует как теплота, и ее можно непосредственно использовать для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Главным достоинством геотермальной энергии является ее практическая неиссякаемость и полная независимость от условий окружающей среды, времени суток и года. Помимо производства

тепловой и электрической энергии, возможными побочными продуктами являются природный газ, минеральное сырье и опресненная вода.

Первая промышленная геотермальная электростанция была построена в 1904 г. в Лардерелло (Италия). В пятидесятые годы прошлого века начались разработки геотермальных месторождений в Новой Зеландии, США, Японии, Мексике и Российский Федерации. Суммарная установленная мощность 233 геотермальных электростанций в мире на начало 2000-х годов составляла около 6 тыс. МВт. В стадии строительства находилось еще 117 электростанций общей мощностью 2017 МВт. Крупнейшим производителем геотермальной электроэнергии являются США, которые в 2005 году произвели около 16 млрд кВт·ч электроэнергии.

Установленная электрическая мощность ГеоТЭС на Филиппинских островах в 2003 году составляла 1930 МВт, на которых было произведен около 27 % всей электроэнергии в стране. В Италии в 2003 году действовали энергоустановки общей мощностью в 790 МВт. В Исландии действуют пять теплофикационных геотермальных электростанций общей электрической мощностью 420 МВт, которые производят 26.5 % всей электроэнергии в стране [9].

Геотермальные месторождения подразделяются на четыре основных типа:

- месторождения сухого пара,
- месторождения влажного пара;
- месторождения горячей воды;
- месторождения нагретых сухих пород.

С экономической точки зрения наиболее перспективны геотермальные месторождения с преобладанием пара, которые дают сухой, т.е. перегретый, пар с некоторым количеством различных газов и воды. Помимо механического удаления частиц пыли и осколков породы на выходе из скважин, другой обработки пара обычно не требуется, и пар непосредственно подводится к турбине для выработки электроэнергии. В настоящее время в промышленной эксплуатации находятся месторождения сухого

пара з Лардерелло и Монте-Амиата (Италия), Долине Больших Гейзеров (США) Мацукаве (Япония).

Месторождения такого типа осваиваются под руководством ООН в некоторых районах Африки, а также Центральной и Южной Америки.

Месторождения сухого пара с запасами, достаточными для промышленного использования встречаются нечасто – они существуют менее, чем в двенадцати районах мира, являющихся в основном районами недавнего вулканизма. Геологические и термические условия, приводящие к образованию месторождений с преобладанием пара, возникают достаточно редко, а сами месторождения обычно невелики [9].

Более распространенными являются месторождения с преобладанием жидкости или перегретой воды, дающие влажный пар. Они расположены во многих районах мира, значительно больше по размерам и встречаются чаще.

В таких месторождениях температура на глубине превышает обычную температуру кипения на поверхности, но вода или раствор в бассейне находятся под давлением, превышающим атмосферное, и поэтому не кипят. При выходе жидкости на поверхность ее давление падает, и она вскипает, так что из скважины поступает смесь пара и горячей воды. Обычно лишь 20% жидкости переходит в насыщенный (влажный) пар, и только этот пар используется для производства электроэнергии. Горячая вода при температуре кипения, составляющая остальные 80 %, обычно не используется.

Месторождения влажного пара такого типа эксплуатируются в настоящее время в Уайракее и Бродлендсе (Новая Зеландия), а также в Японии, Мексике и Исландии. К этому же классу месторождений относятся месторождения горячей соленой воды в Импириал-Валли (шт. Калифорния) и Серро-Прието на северо-западе Мексики [9].

Гораздо более распространены естественные подземные бассейны термальных вод с температурами, меньшими температуры кипения.

Именно они образуют многочисленные термальные источники. В течение тысячелетий люди использовали их для восста-

новления сил и лечения, в религиозных обрядах и для бытовых нужд. В настоящее время термальные воды используют для обогрева жилищ, теплиц, курортов, а иногда и целых фабрик, рудников и даже городов. Однако, использование низкопотенциальных источников тепла для получения электрической энергии связано со значительными технологическими трудностями.

Наиболее распространены сухие геотермальные месторождения, не содержащие ни пара, ни горячей воды, либо потому, что они непроницаемы для воды, либо потому, что при циркуляции подземные воды их не достигают. В принципе сухие горячие породы, имеющие высокую температуру и являющиеся потенциальным источником энергии, можно обнаружить в любой точке земного шара путем бурения достаточно глубоких скважин. Однако на практике с ростом глубины скважин трудности бурения и его стоимость возрастают по экспоненте.

Пока не существует экономически выгодного метода извлечения энергии из сухих горячих пород в земной коре.

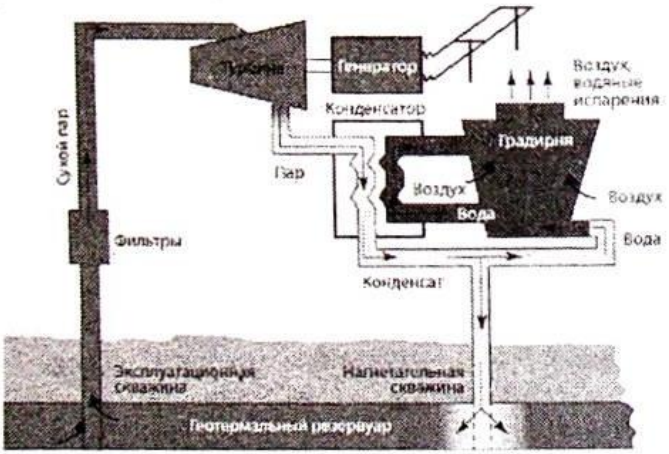


Рис.4.1. Технологическая схема ГеоТЭС с прямым использованием пара.

Электростанции, на которых производится преобразование тепловой энергии термальных вод в электроэнергию, получили название геотермальных тепловых электростанций (ГеоТЭС).

Различают две основные технологические схемы ГеоТЭС:

• электростанции атмосферного выброса;

• электростанции с циркуляцией конденсата.

Простая и экономичная технологическая схема преобразования термального тепла в электроэнергию реализуется на электростанциях с прямым использованием энергии пара, рис.4.1.

При прямом использовании неочищенный сухой пар из скважины (при необходимости после механической очистки) поступает прямо на турбину, которая приводит во вращение электрический генератор. На входе в турбину пар имеет температуру около 200 °С, на выходе из турбины около 45 °С. Термический КПД цикла составляет около 30 %, однако реальный КПД электростанции существенно ниже, до 20 %, из-за потерь энергии в турбине и генераторе. КПД при этом выражается по следующим уравнением:

$$\eta = \eta_t \cdot \eta_т \cdot \eta_г, \qquad (4.1)$$

где η_t – термический КПД цикла; $\eta_т$, $\eta_г$ – относительный КПД паровой турбины и электрического генератора, соответственно.

Электростанции с атмосферным выбросом имеют более низкую себестоимость в сравнении с другими типами станций, запуск станции происходит без внешнего вспомогательного источника электроэнергии (важный вспомогательный компонент других станций). Однако станции с атмосферным выбросом потребляют гораздо больше пара по сравнению с установками конденсации, паровые турбины имеют низкий КПД, существует необходимость снижения до приемлемого минимального уровня примесей в выбросах в атмосферу.

Эффективность системы с непосредственным выбросом в атмосферу, также зависит от высоты над уровнем моря. Чем выше высота, тем выше ее полезное действие.

Описанная выше технология может быть использована только на месторождениях с «чистым» паром, который практически не имеет механических примесей, растворенных солей и газов, разрушающе действующих на материал турбины. Твердые частицы, содержащиеся в паре, вызывают эрозию лопаток и клапанов турбин, поэтому для максимального

сохранения на длительное время рабочих характеристик теплообменного оборудования желательно отделить твердые частицы от потока пара. Кроме механических примесей, выходящий на поверхность пар содержит также 0,5-5% неконденсирующихся газов, среди которых большую часть составляет двуокись углерода, считающаяся безвредной, а также некоторое количество ядовитого сероводорода, метана, аммиака и др. Конденсат отработанного в турбине пара содержит соли фтора, бора, мышьяка и других летучих соединений, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду. Более совершенна схема ГеоТЭС с непрямым использованием пара, рис.4.2.

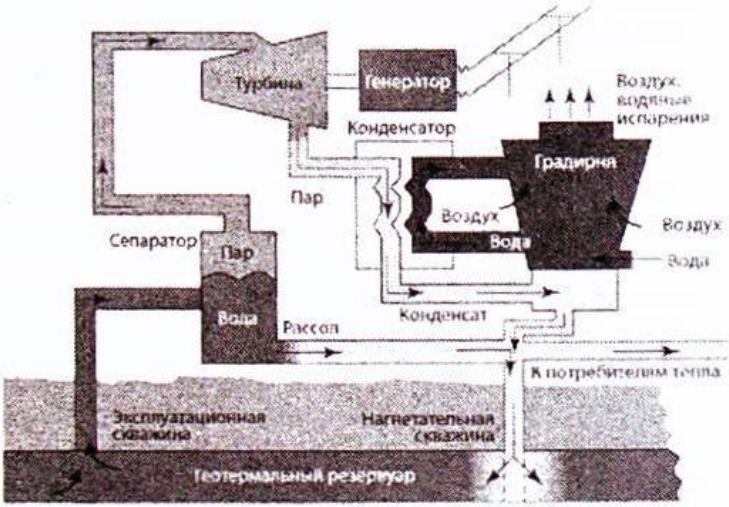


Рис.4.2. Технологическая схема ГеоТЭС

По этой технологии неочищенный пар поступает через теплообменник в дегазатор, где очищается от других газов, нагревается неочищенным паром и поступает в турбину с температурой около 120 °С. Отработанный в турбине пар поступает в конденсатор, где из него извлекается борная кислота, аммонийные соли и другие соединения. Для охлаждения отработанного пара используется холодная вода, которая подается в конденсатор с помощью циркуляционного

насоса из местного природного водоема (река, озеро, море), или искусственного, например - градирни.

Благодаря высокому давлению в конденсирующей турбине (теплоноситель поступает в конденсирующую камеру с очень низким давлением), КПД такой станции значительно выше, чем у станций с прямым выбросом.

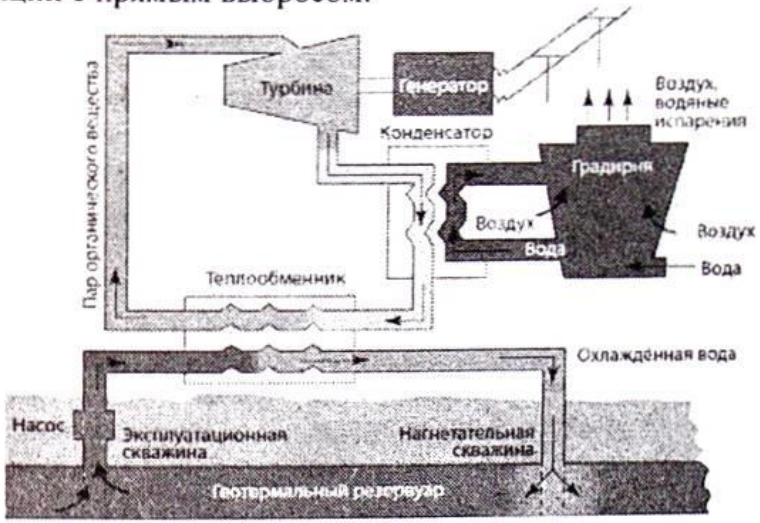


Рис.4.3. Технологическая схема ГеоТЭС на влажном паре

ГеоТЭС с непрямым использованием пара требуют больших капитальных вложений, чем электростанции прямого действия. Однако и в этом случае технологическая схема станции не предусматривает котельной установки, домовой трубы и других дорогостоящих капитальных сооружений, необходимых для традиционной тепловой электростанции. Поэтому стоимость 1 кВт установленной мощности ГеоТЭС намного меньше, чем на КЭС и ТЭЦ.

Месторождения с сухим паром встречаются достаточно редко, в связи с чем представленные выше технологии не могут найти широкого практического применения.

Гораздо чаще встречаются месторождения, когда на поверхность земли поступает геотермальный двухфазный (пар-вода) теплоноситель при температуре более 120 °С. В этом случае паровая фракция предварительно выделяется из паро-

водяной смеси в сепараторе и поступает на конденсационную турбину, работающую на насыщенном паре, рис.4.3.

Пароводяная смесь из эксплуатационной скважины подается в сепаратор пара, где происходит отбор пара, который поступает на турбину, приводящую во вращение электрический генератор. Горячая вода из сепаратора поступает в теплообменник, где происходит нагрев воды, используемой для нужд местного отопления и горячего водоснабжения. Использованная горячая вода с помощью насоса закачивается обратно в пласт через специально пробуренные обратные скважины. Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор, в который с помощью циркуляционного насоса закачивается охлаждающая вода из местного водоема.

Сброс использованных термальных вод в близлежащий водоем, как правило, недопустим по экологическим соображениям. Содержащиеся в термальной воде минеральные соли вызывают значительное химическое и тепловое загрязнение поверхностных вод, обеднение почвы, а извлечение из пласта огромного количества жидкости может привести к оседанию поверхности месторождения.

По описанной выше технологической схеме работает первая очередь Паужетской ГеоТЭС, мощностью 11 МВт, расположенная в районе вулканов Кошелева и Камбального на Камчатке. Подобные технологические схемы геотермальных электростанций, в которых в качестве основного теплоносителя используется непосредственно тепло термальных вод, получили название одноконтурных.

Использование сепаратора для отделения пара в одноконтурных ГеоТЭС не позволяет удалить из него неконденсирующиеся газы, из-за чего тепловые параметры цикла в турбине оказываются невысокими и эффективность преобразования энергии в подобных станциях не превышает 20 %. Кроме того, ГеоТЭС на влажном паре потребляет энергию на собственные нужды, необходимую для функционирования насосного оборудования. Однако, при полезном использовании горячей воды из сепаратора для нужд теплоснабжения суммарный КПД электростанции может достигать 50 %.

Установленную мощность ГеоТЭС можно определить из выражения:

$$P = \eta_t \cdot \eta_T \cdot \eta_Г \cdot Q_t \cdot (h_1 - h_2), \text{кВт} \qquad (4.2)$$

где η_t – термический КПД цикла; $\eta_т$, $\eta_г$ – относительный КПД паровой турбины и электрического генератора, соответственно; Q – расход пара, кг/с; h_1, h_2 – энтальпия пара на входе и выходе из турбины, кДж/кг.

При современном уровне техники мощности ГеоТЭС, как правило, невелики и составляют 50–400 МВт. Максимальная мощность станции ограничивается в основном потерями при подаче по трубам низкотемпературного пара на большие расстояния. Типичная ГеоТЭС работает на паре 10-30 скважин, расположенных в непосредственной близости от нее. Поэтому вместо расширения системы сбора пара и увеличения существующей станции целесообразно построить еще одну небольшую электростанцию, работающую от следующей группы скважин. Недостатки, связанные с созданием таких малых станций, для геотермальной энергетики оказываются менее существенными, чем для большинства других энергетических систем.

Особенностью проекта является отсутствие привязки расположения ГеоЭС к конкретному геотермальному месторождению. Обширные территории, обладающие геотермальной энергией, позволяют учитывать расположение населённых пунктов-потребителей электрической и тепловой энергии, наличие законсервированных разведочных скважин и другие местные особенности.

Контрольные вопросы:

1. Назовите главное достоинство геотермальной энергии?
2. По каким признакам классифицируются геотермальные воды?
3. Какие проблемы сдерживают развитие геотермальной энергетики?
4. Как устроена паротурбинная солнечная электростанция ?
5. Охарактеризуйте технологию производства электроэнергии с использованием высокопотенциальных геотермальных вод?

4.2. Классификация солнечных электростанций и особенности их применения в децентрализованном электроснабжении

Классическим примером использования солнечного излучения для производства тепловой и электрической энергии являются солнечные электростанции (СЭС).

По способу производства тепла СЭС подразделяют на солнечные концентраторы (зеркала) и солнечные пруды.

Фотоэлектрические станции используют эффект прямого преобразования солнечного излучения в электроэнергию, открытый в 1839 году французским физиком Беккерелем. Фотоэлементы в большинстве случаев представляют собой кремниевые полупроводниковые фотодиоды.

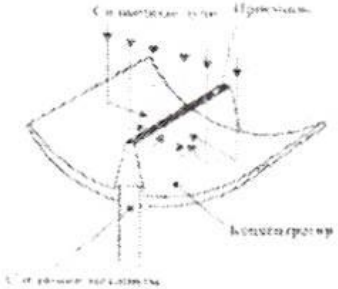
Принцип действия солнечного пруда заключается в создании разности температур на поверхности и дне водоема, достаточной для приведения в действие турбины, вращаемой теплоносителем в замкнутом цикле Ренкина. Самая крупная СЭС на основе солнечного пруда имеет мощность 5 МВт. Площадь пруда при этом составляет около 20 га.

Крупнейшим в США является солнечный пруд площадью 0,3 га в Эль Пасо (штат Техас). Температура воды придонной зоны достигает 90 °С и ее энергии достаточно для приведение в действие электрического генератора мощностью 70 кВт и опреснительной установки объемом 20000 литров в день.

Основным фактором, сдерживающим развитие подобных технологий, является низкий КПД преобразования солнечной

энергии в электрическую – около 1 %. Более перспективным направлением развития СЭС является применение солнечных концентраторов, способных превращать солнечную энергию в электричество с КПД около 15 %.

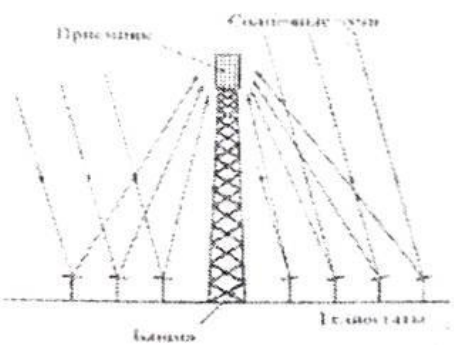
По способу концентрации солнечной энергии современные технологии подразделяются на параболические концентраторы, солнечные параболические зеркала и гелиоэнергетические установки башенного типа (рис.4.4) [24].



а)



б)



в)

Рис. 4.4. Основные типы солнечных концентраторов

а) – параболическая (лотковая система;
б) – тарельчатая система;
в) – башенная система

Общее количество теплоты, передаваемое парогенератору СЭС, составляет:

$$Q = \eta_{И} \cdot n \cdot F \cdot I_c, \text{Вт} \qquad (4.3)$$

где $\eta_и$ - коэффициент эффективности использования солнечного излучения (изменяется в пределах 0,35...0,5); n – коли-

чество гелиостатов; F - площадь зеркал одного гелиостата, м^2; I_c -интенсивность солнечного излучения, Вт/м^2.

Работа килограмма пара в паротурбинной установке в цикле Ренкина равна:

$$A = h_1 - h_2, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (4.4).$$

Термический КПД цикла определяется из выражения:

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_к}, \quad (4.5)$$

где h_1 – энтальпия острого пара, h_2 – энтальпия отработавшего в турбине пара, $h_к$ – энтальпия конденсата. Теоретическую мощность паротурбинной СЭС можно найти из выражения:

$$P = \eta_t \cdot \eta_T \cdot \eta_Г \cdot Q, \text{Вт} \quad (4.6)$$

где η_T– относительный внутренний КПД турбины, $\eta_Г$ – КПД электрического генератора.

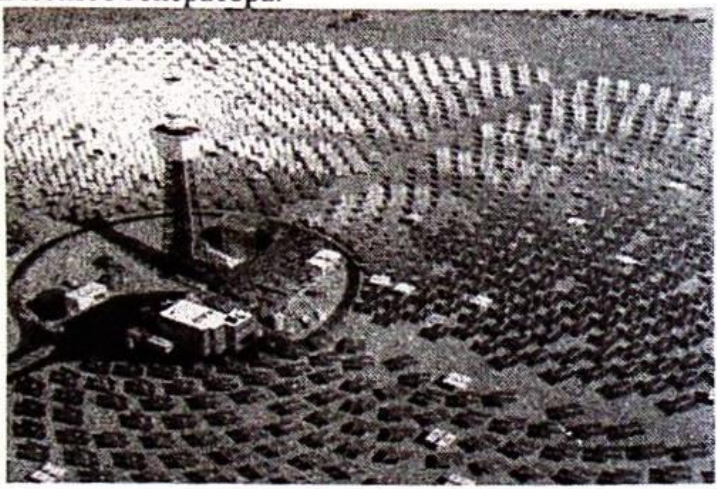


Рис. 4.8 СЭС башенного типа

Реальная мощность СЭС меньше теоретической вследствие затрат энергии на собственные нужды (привод наосов и т.д.).

Удачным примером использования подобных технологий может служить башенная электростанция мощностью 10 МВт «Solar Two» в Калифорнии, введенная в эксплуатацию в апреле 1996 г. (рис.4.5), Солнечное тепло станции сохраняется в

расплавленной соли при температуре 550 °С, благодаря чему станция может вырабатывать электричество днем и ночью, сохраняя запас тепловой энергии от 3 до 13 часов.

Для башенных СЭС характерны высокие капитальные затраты, главным образом из-за высокой стоимости автоматизированных зеркал-гелиостатов. Экономичнее оказалось другое техническое решение, реализованное в 80-х годах в южно-калифорнийской пустыне фирмой «Luz International», США. В этих установках используются параболические зеркала (лотки), которые концентрируют солнечный свет на приемных трубках, содержащих жидкость-теплоноситель (рис.4.6).

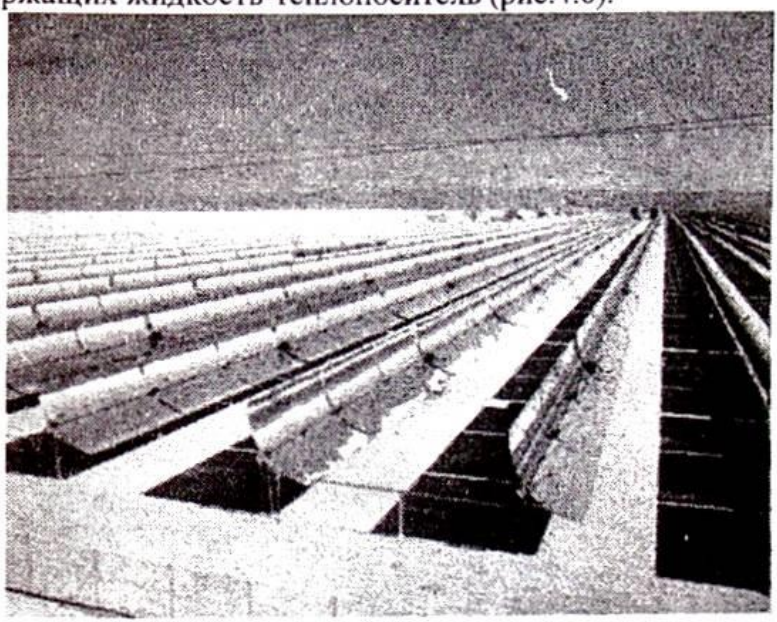


Рис. 4.6 СЭС с параболическими концентраторами

Эта жидкость нагревается почти до 400 °С и прокачивается через ряд теплообменников; при этом вырабатывается перегретый пар, приводящий в движение обычный турбогенератор для производства электричества. Таким образом, для СЭС подобного типа башня с баком-парогенератором не нужна. Для повышения эффективности параболические зеркала могут

комплектоваться системой слежения за Солнцем или быть стационарными.

Девять электростанций, расположенных в пустыне Мохаве (в американском штате Калифорния) имеют 354 МВт установленной мощности и образуют крупнейшее на сегодняшний день предприятие по производству солнечного теплового электричества. Эти электростанции поставляют электричество в коммунальную электросеть Южной Калифорнии.

На СЭС «Альмерия» (Испания) в качестве теплоносителя первого контура парогенератора на вершине солнечной башни используется жидкий натрий, во втором контуре – обычная вода. В варианте СЭС, разработанном в Германии, солнечные лучи нагревают до 800 °С сжатый воздух, который приводит в действие газовую турбину. Теплота отработавшего в газотурбинной установке воздуха затем используется в паротурбинном цикле. В итоге повышается КПД использования теплоты солнечных лучей.

Ряд паротурбинных СЭС различной мощности построен во Франции и в Италии. Разрабатываются проекты СЭС с замкнутыми газотурбинными установками, в которых рабочим телом является гелий.

Параметры гелиевого теплоносителя перед турбиной: температура около 600 °С, давление 0,8 МПа; проектный КПД установок – около 25% [66].

СЭС тарельчатого типа представляет собой батарею параболических тарелочных зеркал (схожих формой со спутниковой тарелкой), которые фокусируют солнечную энергию на приемники, расположенные в фокусной точке каждой тарелки. Жидкость в приемнике нагревается до 1000 °С и непосредственно применяется для производства электричества в небольшом двигатель-генераторе, соединенном с приемником (рис.4.7) [24].

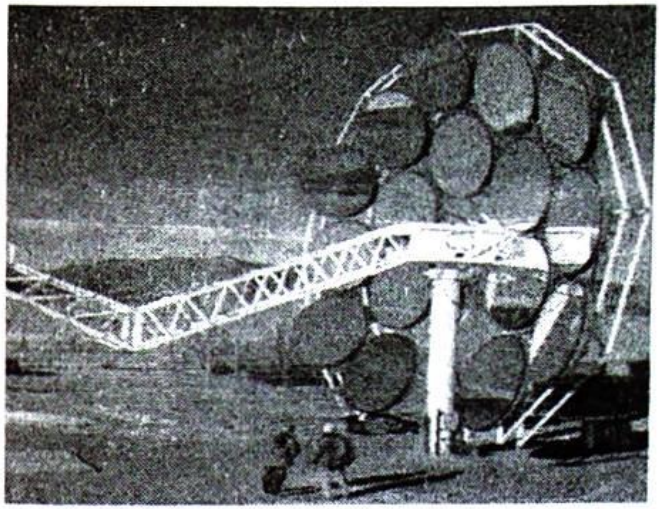


Рис. 4.7 СЭС с концентраторами тарельчатого типа

Принципиально солнечные электростанции (СЭС) могут быть двух типов: термодинамические и фотоэлектрические. Термодинамические СЭС основаны на нагревании теплоносителя солнечным излучением с помощью специальных оптических систем с дальнейшим преобразованием тепловой энергии в механическую и далее в электрическую.

При поглощении света полупроводниковой структурой энергия фотонов передается электронам материала, что вызывает появление свободных носителей заряда. Носители заряда создают потенциальный градиент в области p-n перехода, под воздействием которого возникает электрический ток через электроприёмники. Типичная величина разности потенциалов – 0,5 В, плотность фототока – 200 А/м^2 при удельной мощности солнечного излучения 1 кВт/м^2 .

Концепция термодинамических СЭС была разработана в 50-х годах прошлого века. Практическая реализация таких электростанций получила распространение в 70–80 годах.

Преобразование солнечного излучения в тепловую энергию теплоносителя может быть осуществлено по трём принципам: применение рассредоточенных коллекторов, использование

системы с центральной солнечной башней, построение солнечного коллектора с центральной трубой.

Солнечные электростанции с рассредоточенными коллекторами имеют на сегодняшний день наибольшее распространение. Преобразование солнечного излучения в тепловую энергию теплоносителя осуществляется множеством сравнительно небольших концентрирующих коллекторов, каждый из которых независимо ориентируется на солнце.

Концентраторы имеют зеркальную отражательную поверхность параболической формы. В фокусе концентраторов устанавливается приемное устройство, в котором солнечная энергия передаётся жидкостителлоносителю. Нагретая жидкость от всех коллекторов консолидируется, и ее тепловая энергия используется для получения механической энергии в соответствующих тепловых двигателях.

В качестве теплоносителя может использоваться вода, которая под воздействием концентрированного солнечного излучения преобразуется в пар, используемый в паровой турбине. Часто теплоносителями в солнечном контуре являются различные химические вещества с высокой теплоемкостью и температурой кипения (например, натрий, диссоциированный аммиак, углеводородный оксид дифениля и др.). В последнем случае в состав СЭС входит теплообменник, предназначенный для получения водяного пара во вторичном контуре. Далее пар высокого давления поступает на лопатки турбины, которая вращает турбогенератор.

Использованный пар после турбины концентрируется и возвращается в энергетический блок, где вода вновь преобразуется в пар. Солнечные электростанции с рассредоточенными коллекторами имеют на сегодняшний день наибольшее распространение. Преобразование солнечного излучения в тепловую энергию теплоносителя осуществляется множеством сравнительно небольших концентрирующих коллекторов, каждый из которых независимо ориентируется на солнце.

Концентраторы имеют зеркальную отражательную поверхность параболической формы. В фокусе концентраторов устанавливается приемное устройство, в котором солнечная

энергия передаётся жидкостителлоносителю. Нагретая жидкость от всех коллекторов консолидируется, и ее тепловая энергия используется для получения механической энергии в соответствующих тепловых двигателях.

В качестве теплоносителя может использоваться вода, которая под воздействием концентрированного солнечного излучения преобразуется в пар, используемый в паровой турбине. Часто теплоносителями в солнечном контуре являются различные химические вещества с высокой теплоемкостью и температурой кипения (например, натрий, диссоциированный аммиак, углеводородный оксид дифениля и др.). В последнем случае в состав СЭС входит теплообменник, предназначенный для получения водяного пара во вторичном контуре. Далее пар высокого давления поступает на лопатки турбины, которая вращает турбогенератор.

Использованный пар после турбины концентрируется и возвращается в энергетический блок, где вода вновь преобразуется в пар.

В течение летних месяцев СЭС, построенная южнее 45° северной широты, может работать по 10–12 часов в день с номинальной мощностью. Однако темное время суток и сезонные колебания продолжительности светового дня определяют необходимость дублирующих энергетических установок на органическом топливе. Часто, для согласования мощностей СЭС и потребителей электроэнергии, в состав станции вводят накопители тепловой энергии, позволяющие эффективно покрывать энергопотребление в часы максимальных нагрузок.

СЭС с параболическими зеркалами на сегодня представляют самый распространенный тип электростанций, мощность которых достигает 80 МВт с ближайшей перспективой строительства станций на мощности 160 и 320 МВт.

В солнечных электростанциях башенного типа оптическая система представляет собой комплекс однотипных, автономно ориентируемых зеркал-гелиостатов. Приемник концентрированного солнечного излучения устанавливается на башне. Дальнейшие преобразования тепловой энергии в электрическую осуществляются аналогично энергопреобразованию на тепловых электростанциях.

Для получения приемлемых технико-экономических характеристик такой СЭС «солнечная труба» должна быть очень больших размеров.

Так, опытный образец станции с номинальной мощностью 50 кВт, построенный и успешно проработавший 7 лет в Испании, имел диаметр крыши-коллектора 240 м и высоту трубы 197 м.

Следует отметить, что подобные СЭС хорошо сочетаются с сельскохозяйственным производством – например с теплицами, что позволяет повышать их экономические показатели.

Основными путями совершенствования термодинамических СЭС сегодня являются:

- увеличение единичной мощности станций;
- улучшение их экологических характеристик, достигаемых путем замены дублирующих ТЭС накопителями тепловой энергии;
- повышение энергоэффективности основных элементов солнечных электростанций, что в конечном итоге определяет снижение стоимости производимой ими электроэнергии.

В целом СЭС термодинамического типа целесообразны для применения в «большой» системной энергетике. Такие станции производят достаточно дешевую электроэнергию (8...10 центов за кВт·ч), сопоставимую по цене с электроэнергией экологически чистых ТЭС.

Фотоэлектрическая станция, кроме собственно фотопреобразователя - солнечной панели, содержит аккумуляторную батарею с зарядным устройством, инвертор для преобразования постоянного напряжения в переменное стандартной частоты и другие вспомогательные элементы. Основные элементы фотоэлектрической системы показаны на рис. 4.8 [29].

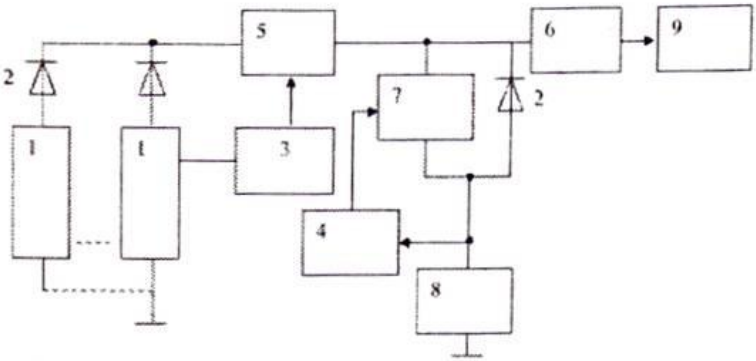


Рис. 4.8. Структурная схема фотоэлектростанции:
1-солнечные панели; 2-диоды; 3-контроллер пиковой мощности; 4-контроллер зарядного тока; 5-ключ; 6-автономный инвертор; 7-зарядное устройство; 8- аккумуляторная батарея; 9-нагрузка.

Солнечные панели 1 выдают электроэнергию в соответствии с интенсивностью солнечного освещения. Контроллер 3 обеспечивает режим генерирования максимума мощности для текущих климатических условий, коммутирующее устройство 5 обеспечивает подключение выхода панелей к инвертору 6, питающему нагрузки переменного тока 9. Избыточная мощность через зарядное устройство 7 аккумулируется в аккумуляторной батарее 8. При отсутствии солнечного света нагрузка питается от аккумулятора. Диод в цепи аккумуляторной батареи защищает ее от избыточного заряда, а диоды в цепи солнечных панелей не позволяют аккумулятору разряжаться на панель при отсутствии освещения.

Собственно солнечные панели представляют собой группы из нескольких фотоэлектрических модулей, соединенных последовательно-параллельно для получения требуемых мощности и напряжения. Модуль, в свою очередь, объединяет несколько солнечных ячеек – фото-элементов. Обычно мощность ячейки около 1 Вт, размер – несколько квадратных миллиметров.

Большинство фотоэлементов представляет собой кремниевые полупроводниковые фотодиоды. При облучении полу-

проводниковой структуры внешним источником света, энергия полученных фотонов передается электронам, что вызывает появление свободных носителей электрического заряда, разделенных p-n переходом. Носители заряда: электроны и дырки создают потенциальный градиент в области перехода и создают ток при наличии внешней электрической цепи.

Энергетические характеристики фотоэлементов, главным образом, определяются следующими факторами: интенсивностью солнечного освещения, величиной нагрузки, рабочей температурой.

Влияние интенсивности солнечного освещения на вид вольт-амперной характеристики солнечного модуля иллюстрируется кривыми, показанными на рис. 4.9.

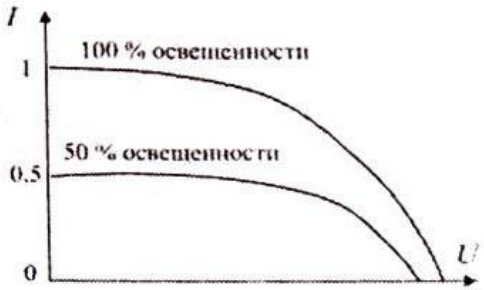


Рис. 4.9. Вольт-амперные характеристики модуля при различной интенсивности солнечного освещения

При снижении интенсивности солнечного излучения вольт-амперная характеристика фотоэлемента сдвигается вниз, что определяет значительное снижение тока короткого замыкания. Напряжение холостого хода при этом уменьшается незначительно.

Величиной, оказывающей влияние на интенсивность облучения фотоэлектрической панели, является угол падения солнечных лучей на ее поверхность. Если обозначить через Q угол падения лучей, отло женный от нормали приемной поверхности панели, то зависимость тока нагрузки, вызываемого солнечной батареей, от величины Q имеет косинусоидальный

характер, $I=I_o \cdot cosQ$, где I_o-максимальный ток панели, облучаемой перпендикулярно падающими световыми лучами. Указанная зависимость, называемая косинусом Kelly, дает удовлетворительный результат для углов Q в диапазоне от 0 до 50°. С дальнейшим увеличением Q выходные параметры фотопреобразователя заметно отклоняются от косинусоидальной зависимости и при Q = 85° ячейка прекращает генерировать электроэнергию.

Следует отметить, что коэффициент полезного действия фотопреобразователя мало зависит от интенсивности солнечной радиации в рабочем диапазоне. Данная зависимость представлена графически на рис. 4.10. По графику видно, что в диапазоне изменения интенсивности солнечного излучения 800...1000 Вт/м^2 эффективность фотопреобразования меняется незначительно [23].

Следовательно, мощность фото электрического модуля в облачный день снижается по сравнению с солнечным только из-за меньшей солнечной энергии, падающей на приемную поверхность фотопреобразователя. Обычно, при небольшой облачности, солнечная панель может выдавать до 80 % своей максимальной мощности. В пасмурную погоду эта величина снижается до 30%.

Для солнечных панелей большой площади, состоящих из множества последовательно-параллельно соединенных ячеек, следует учитывать теневой эффект, возникающий при частичном затемнении панели.

Если ячейка в последовательной цепи полностью затенена, то она из источника мощности превращается в потребителя. Из-за последовательной связи с освещенными ячейками в цепи протекает ток, разогреваю щий затененную ячейку мощностью потерь, выделяющейся на ее внутреннем сопротивлении.

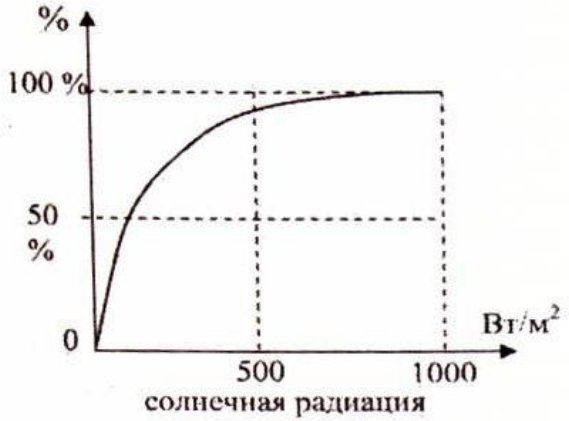


Рис. 4.10. Зависимость эффективности фотопреобразования от интенсивности солнечного освещения

Таким образом, происходит снижение электрической мощности, снимаемой с панели. Для минимизации отрицательного влияния теневого эффекта на энергетику солнечной панели последовательную цепь фотоэлектрических модулей делят с помощью обходных диодов (рис. 4.11) на несколько коротких участков.

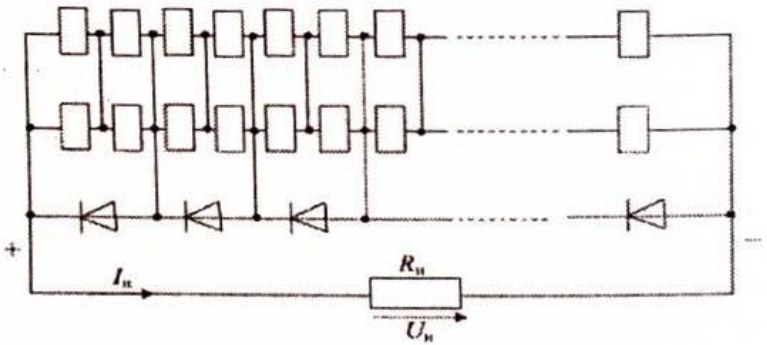


Рис. 4.11. Схема включения обходных диодов

Следовательно, генерируемая модулем мощность увеличивается при более низкой температуре. Однако максимуму мощности при различных температурах соответствуют различные напряжения. Для устранения этого недостатка фотоэлектростанция должна снабжаться регулятором напряжения. Величина

нагрузки солнечной батареи в значительной степени влияет на величину снимаемой с нее мощности.



Рис. 63. Зависимость мощностной характеристики солнечного модуля от температуры

Рабочая точка фотоэлектрической панели может быть определена как точка пересечения ее вольт-амперной характеристики с вольт-амперной характеристикой нагрузки. Точно также может быть определена рабочая точка на пересечении энергетических характеристик фотопреобразователя и нагрузки. Вид рабочих характеристик системы показан на рис. 4.12. Очевидно, что максимальную мощность можно снять с солнечной батареи на нагрузку с сопротивлением R_2.

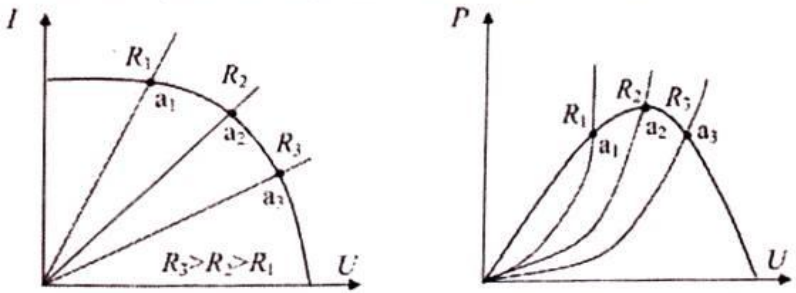


Рис. 4.12. Вольт-амперные и энергетические характеристики фотоэлектрических систем:
R_1, R_2, R_3 – сопротивления нагрузок.

Солнечные элементы на основе кремния имеют КПД 12…15 %. КПД лабораторных образцов достигает 23 % [5]. Мировое

производство солнечных элементов превышает 50 МВт в год и увеличивается ежегодно на 30 % [70].

Каскадное соединение модульных фотопреобразователей позволяет построить фотоэлектрические станции (ФЭС) на мощности до сотен кВт. Общая площадь солнечной панели, требуемой для получения необходимой мощности энергоустановки определяется исходя из приведенных выше значений КПД фотопреобразования и удельного уровня электрической освещенности поверхности солнечной батареи, которая зависит от времени суток, широты местности, метеоусловий, расположения поверхности фотопреобразователя относительно солнечного излучения и др.

Исходными данными для определения экономической эффективности использования солнечных электростанций (СЭС) являются:

-среднемесячная дневная энергетическая освещенность Е ($кВт/м^2$);

- средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность Е год , $кВт/м^2$;

- среднемесячные суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность Е мес, $кВт/м^2$.

Технически приемлемый уровень солнечной радиации в настоящее время может быть определен из выражения:

$$E \geq 0{,}2 \text{ кВт/м}^2 \qquad (4.7).$$

Полная стоимость комплектного оборудования СЭС определяется из выражения:

$$K_{уст} = K_{уст.уд} \cdot P_{СЭС} \qquad (4.8)$$

К капитальным затратам на СЭС следует также отнести стоимость проектных $К_{пр}$ и строительных $К_{стр}$ работ по определению месторасположения и установки станции на местности.

Для определения требуемой мощности фотопреобразователей целесообразно использовать данные не о полной установленной мощности потребителей электроэнергии объекта электроснабжения Р, а о среднесуточном потреблении электроэнергии W.

Эксплуатация автономной ФЭС в режиме многолетней непрерывной работы предполагает отсутствие периодической

подзарядки АБ от внешнего источника. В этом случае солнечная батарея – единственный источник энергии в системе, который при минимуме ее пиковой мощности должен полностью обеспечить электроэнергией автономный объект.

Для определения мощности СЭС необходимо рассчитать общее количество электроэнергии, которое может выработать один солнечный модуль за расчетный промежуток времени. Для расчета потребуется значение солнечной радиации, которое берется в период работы станции, когда солнечная радиация минимальна Е мес . В случае круглогодичного использования – это декабрь.

Определив значение солнечной радиации за интересующий нас период и разделив его на 1000, получим так называемое количество пикочасов, т. е., условное время, в течение которого солнце светит как бы с интенсивностью 1000 Вт/м^2.

Модуль мощностью Р м в течение выбранного периода выработает следующее количество энергии:

$$W_м = \frac{k \cdot P_м \cdot E}{1000}, \text{кВт} * \text{ч} \qquad (4.9)$$

где E – значение инсоляции за выбранный период, кВт·ч/м^2
k – коэффициент, учитывающий поправку на потерю мощности солнечных элементов при нагреве на солнце, а также наклонное падение лучей на поверхность модулей в течение дня. Величина k принимается равной 0,5 летом и 0,7 в зимний период. Разница в его значении зимой и летом обусловлена меньшим нагревом элементов в зимний период.

Полная мощность модулей СЭС определяется из выражения:

$$P_{СЭС} = \frac{30 \cdot W}{W_м} \cdot P_м, \text{кВт} \qquad (4.10)$$

где W – среднесуточное потребление электроэнергии объектом электроснабжения, кВт*ч.

Для северных широт (выше 50…60^0) круглогодичная эксплуатация СЭС малоэффективна. В таких районах возможно применение СЭС только для сезонного электроснабжения или использовать комбинирование с другими возобновляемыми источниками энергии.

Критерием для определения рационального режима работы СЭС (круглогодичный или сезонный) могут служить данные о суммарной радиации на поверхность земли:

$$k_{\text{рад}} = \frac{E_{\text{год}}}{E_{\text{мес}}}, \qquad (4.11)$$

где $E_{год}$ – средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность, кВт·ч/м^2 ; $E_{мес}$ – среднемесячная сумма суммарной радиации на горизонтальную поверхность, минимальная в течение года, кВт·ч/м^2 .

При значениях $k_{рад}$ больше 50 возможно только сезонное применение СЭС. В эксплутационные расходы СЭС входят затраты на обслуживание $C_{экс}$ и ремонт $C_{рем}$:

$$C_{\text{рем}} = k_{\text{рем}} \cdot p_{\text{н}} \cdot \left(K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}\right), \qquad (4.12)$$

где $к_{рем}$ – коэффициент затрат на ремонт.

Стоимость электроэнергии, произведенной тепловыми солнечными электростанциями, зависит от множества факторов: капитальные и эксплуатационные затраты, расходы на техническое обслуживание, установленная мощность оборудования, и в настоящее время существенно выше, чем у традиционных технологий, использующих органическое топливо. Однако, стремительное сокращение запасов органического топлива и его неизбежное удорожание, при постоянном совершенствовании технологий солнечной тепловой энергетики, определяют широкомасштабное использование СЭС уже в ближайшей перспективе. К тому же СЭС обладают огромным потенциалом, недоступным традиционным энергоносителям.

Если лишь 1 % земных пустынь использовать под производство экологически чистой солнечной тепловой электроэнергии, ее было бы получено больше, чем вырабатывается сегодня за счет сжигания ископаемого топлива во всем мире.

Следует отметить, что себестоимость электроэнергии мало зависит от мощности станции и определяется в основном интенсивностью солнечной радиации.

Контрольные вопросы:

1. По каких способы производства тепла СЭС подразделяются?

2. Сколько производит мощность самая крупная СЭС на основе солнечного пруда?

3. Поясните принцип действия термодинамической и фотоэлектрической солнечной электростанции?

4. Изобразите вид вольт-амперных характеристик фотоэлектрического модуля при различном уровне освещенности?

5. Какими факторами определяется мощность, генерируемая солнечной батареей?

ГЛАВА 5.

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ИСПОЛЬЗУЮЩИЕ ХИМИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ БИОМАССЫ

5.1. Основные способы преобразования энергии биотоплива в электроэнергию

Одним из наиболее распространенных и универсальных жизнеобеспечивающих ресурсов человечества является биомасса.

Биомасса образуется в процессе фотосинтеза – химической реакции, протекающей в зеленых растениях под действием энергии Солнца. В результате химических процессов образуются органические вещества, которые человек использует в качестве пищи, для получения бумаги, тканей, строительных материалов, медицинских препаратов и т.д.

В то же время биомасса является ценным энергетическим сырьем, из которого возможно получение тепловой и электрической энергии. Ежегодно в процессе фотосинтеза на Земле образуется около 120 млрд. тонна сухого органического вещества, что энергетически эквивалентно 40 млрд. тонна нефти и в 10 раз превышает мировой уровень ее потребления [66].

Выделяют следующие группы источников биомассы [74]:

- древесина, древесные отходы, торф, листья и т.п.;
- отходы жизнедеятельности людей, включая производственную деятельность (твёрдые бытовые отходы, лигнин и др.);
- отходы сельскохозяйственного производства (навоз, куриный помёт, стебли, ботва и т.д.);
- специально выращиваемые высокоурожайные агрокультуры и растения.

С точки зрения химического состава и процесса образования традиционные виды топлива – нефть, уголь и газ также являются биомассой, но биомассой «древней», для создания которой требуются очень длительный срок. Например, по оценкам специалистов для возмещения ежегодного потребления нефти требуется около двух миллионов лет, в связи с чем, ископаемое орга-

ническое топливо нельзя отнести к возобновляемым источникам энергии. Время образования «свежей» биомассы, в зависимости от ее вида, составляет от нескольких месяцев до нескольких десятилетий, в связи с чем, она является полноправным возобновляемым источником энергии.

Современные технологии получения электрической энергии из биомассы основаны на традиционных паросиловых и газотурбинных циклах. Использование растительного сырья в качестве первичного энергоносителя имеет ряд экологических преимуществ. Двуокись углерода, выделяющаяся в процессе сжигания биомассы, поглощается в процессе последующего роста растений, реализуя так называемый замкнутый углеродный цикл.

Сбор метана, выделяющегося на полигонах твердых бытовых отходов, на станциях очистки сточных вод, в хранилищах навозных стоков уменьшает выбросы метана в атмосферу и позволяет полезно использовать его энергию в качестве топлива для транспорта или для производства электроэнергии.

В то же время биомасса имеет и ряд существенных недостатков как первичный вид топлива: она занимает большой объем, трудна в транспортировке, имеет высокую исходную влажность и низкую теплотворную способность в сравнении с органическими видами топлива. К тому же практически все виды «свежей» биомассы непригодны для долговременного хранения из-за быстрого разложения.

Химический состав биомассы может различаться в зависимости от ее вида. В исходном состоянии биомасса содержит большое количество воды, которая не представляет энергетической ценности.

Сухой остаток биомассы состоит из большого количества химических соединений, каждое из которых обладает различной теплотворной способностью.

В таблице 5.1 представлен типичный состав сухого растительного материала.

Таблица 5.4

Типичный состав растений [77]

Компоненты	% в сухом веществе
Растворимые соединения сахара, крахмала, аминокисолоты, мочевна, соли аммония	5 - 30
Протеин	5 - 40
Целлюлоза и гемицеллюлоза	25 - 90
Лингнин	5 – 30
Зола	1 - 13
Содержание влаги	30 - 90 в исходном сыре

Теплотворная способность компонент растительного материала и соединений, полученных на его основе, представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Теплота сгорания растительных компонентов и различных видов топлива [77]

Виды сыря и топлива	Теплота сгорения, ГДж/т
Растительные компоненты	
Общая биомасса	16 - 24
Углеводы	16 - 17,5
Масла	40
Получаемые виды топлива	
Оксид углерода	10,1
Метонол	22,4
Этанол	29,8
Углерод	32,8
Углеводороды	47
Метан	55,7
Водород	143

Некоторые компоненты биомассы, такие как жиры и масла, обладают высокой теплотворной способностью и могут непосредственно использоваться в качестве топлива. Другие компоненты, такие как сахара, полисахариды и белки, имеют теплотворную способность примерно в два раза ниже, в сравнении с углем. Такие компоненты, как остатки

неорганических солей или зола энергетической ценности не представляют.

Однако, теплотворная способность компонент биомассы может быть существенно повышена за счет соответствующей переработки.

Современные технологии энергетического использования биомассы подразделяются на технологии непосредственного получения энергии из биомассы и технологии ее переработки с целью последующего использования.

Для использования сухой биомассы наиболее эффективны термохимические технологии (прямое сжигание, газификация, пиролиз и т.п.).

Для влажной биомассы - биохимические технологии переработки с получением биогаза (анаэробное разложение органического сырья) или жидких биотоплив (процессы сбраживания) электростанций. Для многих развивающихся стран Азии и Африки биомасса сегодня является основным источником энергии. В среднем, в этих странах биомасса обеспечивает 38 % энергетических потребностей, а в некоторых, например, Непал и Кении – более 90 %.

В зависимости от разновидностей биомассы возможны различные технологии ее энергетического использования. Выделяют следующие группы источников биомассы [72]:

- древесина, древесные отходы, торф, листья и т. п.;
- отходы жизнедеятельности людей, включая производственную деятельность;
- отходы сельскохозяйственного производства;
- специально выращиваемые высокоурожайные агрокультуры.

Для использования в энергетических целях сухой биомассы наиболее эффективны термохимические технологии (прямое сжигание, газификация, пиролиз и др.).

Для влажной биомассы применяются биохимические технологии переработки с получением биогаза (анаэробное разложение органического сырья) или жидких топлив (процессы сбраживания).

Следует отметить, что энергетическая плотность биомассы значительно меньше, чем у угля и нефти, поэтому ее транспортировка на значительные расстояния для получения энергии экономически не выгодна. Большинство видов биомассы не пригодно для длительного хранения из-за быстрого разложения. Соответственно технологии энергетического преобразования биомассы подразделяются на технологии непосредственного получения энергии из биомассы и технологии ее переработки с целью последующего использования.

Древнейшей технологией получения энергии является прямое сжигание древесины. Тепло, получаемое при сжигании биомассы, может использоваться для отопления и горячего водоснабжения, для производства пара и электроэнергии. Использование открытого пламени характеризуется низкой эффективностью энергопреобразования. Значительно эффективнее сжигать биомассу в специальных котлах. Хорошие котлы характеризуются коэффициентом полезного действия 80...90 %.

В последние годы для утилизации древесных отходов разработаны специальные топочные устройства, обеспечивающие высокие энергетические и экологические характеристики котлов. В частности, широко применяются топки низкотемпературного кипящего слоя, позволяющие сжигать биомассу влажностью 60 и более процентов. Для сжигания измельченных древесных и растительных отходов эффективны вихревые топки.

Наиболее перспективным направлением развития технологии сжигания биомассы является применение котлов с автоматической загрузкой топлива. Такие котлы характеризуются значительно меньшими эксплуатационными расходами и более высокой энергоэффективностью.

Для автоматических котлов необходимо специальное дополнительное оборудование для подготовки топлива: древесной щепы, гранул или брикетов с определенной степенью влажности. В процессе переработки первичной биомассы топливо становится более энергоемким и менее объемным. В частности, теплотворная способность топливных брикетов, в сравнении с другими видами топлива, приведена в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Вид топлива	Теполотворная способность, ккал/кГ
Древесина (важная)	2450
Древесна (сухая)	2930
Бурый уголь	3910
Брикеты и древесных отходов	4400
Черный уголь	4900

Насыпная масса опилок составляет 150…200 кГ/м^3, а насыпная масса брикетов из них влажностью 15 % – 460 кГ/м^3.

Одной из самых перспективных технологий переработки древесных отходов сегодня является изготовление топливных гранул – пеллет.

Пеллеты – это нормированное цилиндрическое прессованное изделие из высушенной измельченной древесины. За счет высокого давления при прессовании гранулы не содержат химических закрепителей. Такой энергоноситель весьма эффективен и отвечает всем экологическим требованиям Сравнительные характеристики пеллет с другими видами топлива приведены в табл. 5.4 [73].

Таблица 5.4

Вид топлива	Теплота сгорания, МДж/кг МДж/м^3	% серы	% золы	Углекислый газ, кГ/ГДж
Диельное топливо	42,5	0,2	1	78
Мазут	42	1,2	1,5	78
Природный газ	35…38	0	0	57
Каменны уголь	15…25	1…3	10…35	60
Гранулы древесные	17,5	0,1	1	0
Гранулы из соломы	14,5	0,2	4	0
Гранулы трофяные	10	0	4…20	70
Щепа древесная	10	0	1	0
Опилки древесные	10	0	1	0

Очевидные достоинства топливных гранул делают этот вид топлива одним из самых востребованных в мире. Тонна пеллет

продается в Европе по цене от 80 Евро и выше. Наибольшее распространение топливные гранулы получили в Дании, Швеции, Австрии, Германии, Японии, Норвегии и Финляндии. Ежегодный рост производства гранул в Европе составляет около 30 %. Дания уже обеспечивает половину всей вырабатываемой в стране энергии за счет биологического топлива [73].

Автоматизированные котлы, производящие пар, позволяют строить достаточно дешевые пароэлектростанции. Известны различные конструкции паровых машин пригодных для привода электрогенераторов.

Жидкие и газообразные продукты пиролиза являются, в свою очередь, ценными энергоносителями. Метан, являющийся основной газообразной составляющей процесса пиролиза, может использоваться для производства электроэнергии с помощью газодизельных или газотурбинных электростанций. Выход газообразного топлива может достигать 70 % массы сухого сырья при высокотемпературном быстром пиролизе.

Жидкие продукты пиролиза также могут использоваться как жидкое топливо с теплотой сгорания 20...25 МДж/кГ. Выход пиротоплива может достигать 80 % массы сухого сырья при быстром низкотемпературном пиролизе. Пиротопливо может использоваться в качестве заменителя котельного топлива. Имеется опыт его использования в газовых турбинах и дизельных двигателях [74].

Использование биомассы через преобразование ее в пиротопливо имеет ряд преимуществ.

1. Установка для получения жидкого топлива может быть не привязана к потребителю в силу значительно более низких транспортных затрат на биотопливо по сравнению с исходным сырьем.

2. Процесс пиролиза энергетически независим, так как позволяет использовать твердые и газообразные продукты для получения тепла, необходимого для самого процесса и сушки биомассы.

3. Возможность хранения пиротоплива.

4. Возможность эффективного использования пиротоплива в существующих котлах.

5. Низкий уровень выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по сравнению с прямым сжиганием биомассы.

К факторам, ограничивающим возможности практического использования пиролиза, относятся следующие.

1. Критичность к влажности исходного сырья, что требует его предварительной сушки.

2. Критичность к размерам частиц биомассы. Это достаточно дорогостоящее требование, для выполнения которого необходимо специальное оборудование.

3. Необходимость предварительной обработки исходного сырья – кислотная промывка, для увеличения выхода жидкого топлива.

4. Высокие теплотехнические требования к реактору.

5. Ограниченный выбор серийного оборудования для технологии пиролиза на сегодняшний день.

В качестве примера практического использования технологии пиролиза для получения биодизельного топлива можно привести разработку Всероссийского научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства [75]. Структура энергоустановки показана на рис. 5.1.

Установка включает в свой состав 1-накопитель, 2-транспортирующее и 3-дозирующее устройства, 4-блок пиролиза, 5-фильтр, разделяющий газообразную и твердую фазы, 6 и 7-конденсаторы и 8-емкость для хранения жидкого биотоплива.

Установка может работать за счет сжигания продуктов переработки сырья. Затраты энергии составляют 5…12 % от энергии производимого топлива. При переработке древесных опилок из 2 тонн сырья в сутки получается 1…1,2 тонны жидкого и газообразного топлива.

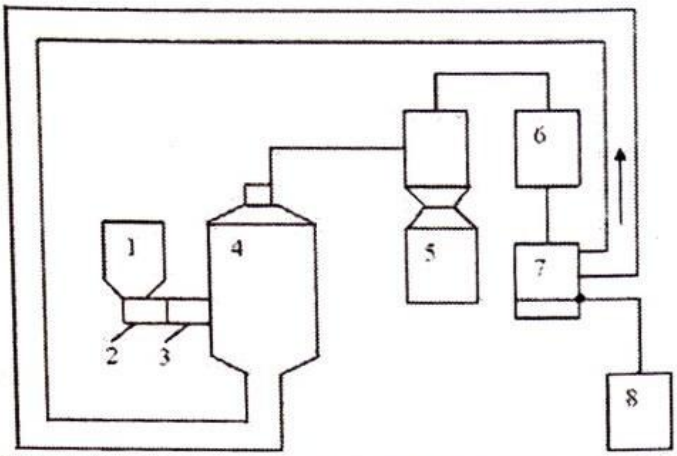


Рис. 5.1. Структурная схема энергоустановки

Большее распространение получила технология газификации биомассы, основанная на сжигании древесины в условиях отсутствия или недостатка кислорода. Под воздействием тепла разрываются химические связи в молекулах сложных углеводородов, содержащихся в древесине, в результате чего образуются метан, метиловый газ, водород, углекислый и угарный газы, древесный спирт, углерод, вода и многие малые добавки. Количество метана может доходить до 25 % [76]. Метан имеет зысокую теплотворную способность и может использоваться вместо природного газа. Метиловый газ может сжигаться, непосредственно, или после превращения, в метанол, который представляет собой высококачественное синтетическое жидкое топливо, пригодное для использования в двигателях внутреннего сгорания.

Богатый практический опыт использования технологии газификации древесины для производства топлива получен во время мировой войны, когда около миллиона автомобилей приводились в движение с помощью газификаторов на биомассе.

Электростанции с установками газификации биомассы имеют КПД в 2 раза выше, чем паровые электростанции, что также способствует их широкому практическому применению.

Благодаря технологии газификации, после которой древесина полностью превращается в газ и золу, используемую как улучшитель почвы, а также тому, что установки для сушки щепы используют тепло выхлопных газов генерирующего модуля, являясь фильтром для очистки выхлопных газов, газогенераторные электростанции обладают хорошими экологическими характеристиками. Биотопливо не приводит к возрастанию CO_2 и SO_2 в атмосфере, увеличению парникового эффекта и глобальному изменению климата.

К другим преимуществам газификации относится высокий энергетический КПД, достигающий 95 % и широкие возможности выбора оборудования для дальнейшего энергопреобразования получаемого газа и тепла: газопоршневые и газотурбинные электростанции, паровые или водяные котлы и др.

Газогенераторные электростанции на древесных отходах биомассы единичной мощностью от 10 до 600 кВт электрической энергии используют технологию газификации измельченных отходов с влажностью менее 20 %. Модули газификации построены на основе газогенераторов с нисходящим потоком генераторного газа. Газ после подготовки имеет калорийность1000...1100 Ккал/м^3. Для выработки электроэнергии полученный газ используется в качестве топлива в одном или нескольких модулях генерации на базе газодизельных двигателей, работающих на смеси генераторного газа (70...85 %) и обычного дизельного топлива (15...30 %), или на базе газовых двигателей, работающих на 100%-м генераторном газе (рис. 5.2).

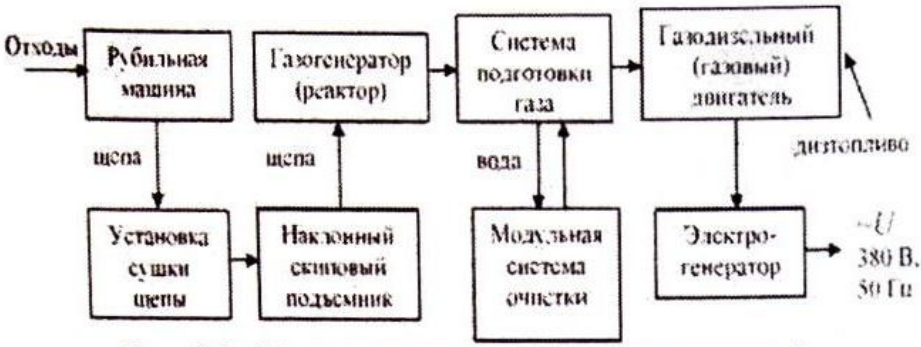


Рис. 5.2. Общая структура газогенераторной электростанции.

Модули газификации комплектуются газогенераторами, работающими на древесных отходах, измельченных в энергетическую щепу длиной от 10 до 150 мм и толщиной от 10 до 100 мм, к которой допускается добавление до 10...15 % опилок. При использовании опилок потребление топлива увеличивается на 20 % по сравнению с твердыми древесными отходами. Топливо подается в газогенератор с помощью автоматического скипового подъемника.

Для получения топлива с нужными характеристиками электростанция комплектуется модулем подготовки топлива, главными элементами которого являются одна или несколько рубильных машин для превращения древесных отходов в энергетическую щепу и одна или несколько ушилок для щепы, производительность которых соответствует мощности установленных модулей газификации. Если отходы и без подготовки имеют допустимые размеры и влажность, то ненужные компоненты модуля подготовки топлива исключаются. Общая структура газогенераторной электростанции показана на рис. 5.2.

Станции с генерирующими модулями на основе газодизельных двигателей требуют меньших капитальных затрат, чем станции с газовыми двигателями. Газодизельные двигатели позволяют эксплуатировать станции в режиме 100 % дизельного топлива, когда по каким-то причинам отсутствуют древесные отходы или же газогенератор остановлен для проведения профилактических работ. С другой стороны,

станции с генерирующими модулями на основе газовых двигателей требуют минимальных затрат на стадии эксплуатации и позволяют генерировать электроэнергию по цене, которая остается неизменной в течение всего срока эксплуатации, так как она не зависит от колебаний стоимости дизельного топлива.

Для использования в энергетических целях влажной биомассы животноводческих отходов используется технология анатробного сбраживания. Как и в случае пиролиза, процесс происходит при отсутствии воздуха, однако разложение сырья происходит под воздействием бактерий, а не высоких температур.

Получаемый в процессе брожения биогаз содержит 60…70 % метана, 30…40 % двуокиси углерода, небольшое количество сероводорода, примеси водорода, аммиака и окислов азота.

Процесс сбраживания может занимать от 10 дней до нескольких недель. В процессе сбраживания выделятся тепло, однако в условиях холодного климата необходим дополнительный подогрев для поддержания оптимальной температуры около 35 °С. Источником тепла может быть производимый биогаз. Остаток, образующийся в процессе получения биогаза, может использоваться в качестве удобрения в сельском хозяйстве.

Довольно распространенной технологией сегодня становится производство биотоплива из специально выращиваемых сельскохозяйственных культур: рапс, соя, подсолнечник и др. Наиболее распространены два вида топлива: биоэтанол и биодизель.

Биоэтанол производится по технологии получения обычного пищевого спирта. Этанол является спиртовым топливом, которое может использоваться в двигателях внутреннего сгорания либо в чистом виде, либо в качестве добавки к бензину. В качестве сырья могут использоваться многие доступные растительные культуры: картофель, свекла, кукуруза и др.

Некоторые компоненты биомассы, такие как жиры и масла, обладают высокой теплотворной способностью и могут непосредственно использоваться в качестве топлива. Другие

компоненты, такие как сахара, полисахариды и белки, имеют теплотворную способность примерно в два раза ниже, в сравнении с углем. Такие компоненты, как остатки неорганических солей или зола энергетической ценности не представляют.

Однако, теплотворная способность компонент биомассы может быть существенно повышена за счет соответствующей переработки. Современные технологии энергетического использования биомассы подразделяются на технологии непосредственного получения энергии из биомассы и технологии ее переработки с целью последующего использования.

Для использования сухой биомассы наиболее эффективны термохимические технологии (прямое сжигание, газификация, пиролиз и т.п.).

Для влажной биомассы - биохимические технологии переработки с получением биогаза (анаэробное разложение органического сырья) или жидких биотоплив (процессы сбраживания).

Прямое сжигание. Наиболее простой и в то же время самой древней технологией энергетического использования биомассы является ее прямое сжигание.

Тепловая энергия, получаемая при сжигании биомассы, может использоваться для отопления и горячего водоснабжения, для производства электроэнергии и пара. Главной проблемой, связанной с непосредственным сжиганием биомассы, является низкая эффективность процесса. В случае использования открытого пламени большая часть тепла теряется (рис. 5.3).

В настоящее время на предприятиях лесной и деревообрабатывающей промышленности для сжигания древесных отходов часто используют котлы, предназначенные для сжигания угля, газа или мазута. При совместном сжигании угля и биомассы уменьшается себестоимость получаемой энергии, за счет использования дешевого сырья, улучшается экологическая ситуация за счет снижения вредных выбросов в атмосферу. Однако коэффициент полезного действия, технические и экологические характеристики таких систем остаются достаточно низкими. Для эффективного сжигания биомассы

необходимы специальные котлы, обеспечивающие хорошее использование как газовой, так и углеродной составляющих, образующихся при сгорании топлива.

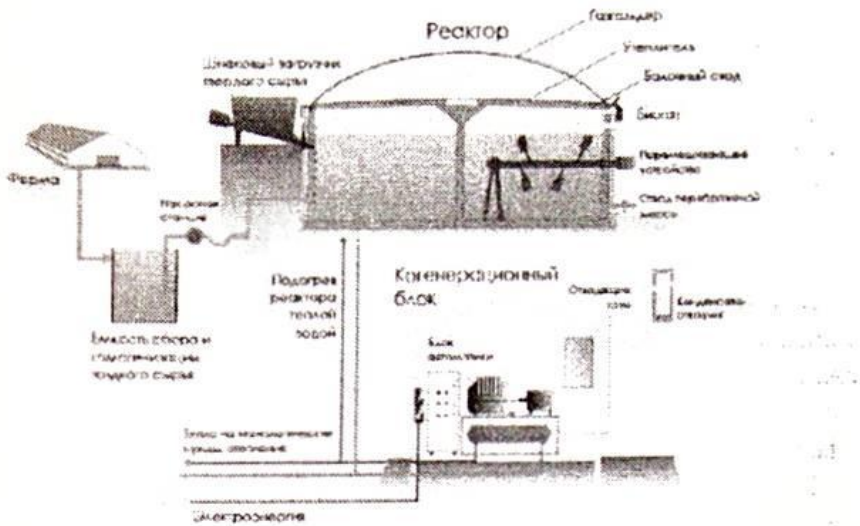


Рис. 5.3. Влажной биомассы прямое сжигание

Качество котла зависит от отношения между энергией, содержащейся в топливе, и энергией, переданной в систему теплоснабжения. Чем выше эффективность котла, тем большая часть энергии топлива будет передана теплоносителю (воде) в котле. Хорошие котлы имеют эффективность 80-90%.

Потребление древесины в котлах обычно находится в диапазоне от 4 кг/час для котла мощностью 18 кВт до 18 кг/час для котла мощностью 80 кВт. Для условий Центральной Европы средний односемейный дом (150 м 2) потребляет 12 м 3 древесины за отопительный сезон. Типичный котел может сжигать куски дерева длиной до 80 см.

Оборудование для сжигания древесины и древесных отходов, предлагаемое отечественными и зарубежными производителями может значительно различаться по целому ряду параметров: типу используемого топлива, производительностью, экономичностью, способом подачи топлива (ручное/автоматическое), возможностью

ручного или автоматического регулирования процесса горения, видом вырабатываемой энергии (тепловая и/или электрическая) и т.д.

В последние годы для утилизации древесных отходов разработаны специальные топочные устройства, обеспечивающие высокие энергетические и экологические характеристики котлов. В общем случае, древесные отходы являются низкокачественным топливом, так как имеют большой процент влажности – до 90%; содержат минеральные примеси – песок, глину; и имеют большой объем, что очень неудобно при транспортировке.

Для сжигания древесных отходов сегодня активно применяются топки низкотемпературного кипящего слоя, позволяющие сжигать биомассу влажностью 60 и более процентов. Для сжигания измельченных древесных и растительных отходов (лузги, опилок, шлифовальной пыли и т.п.) высокую эффективность обеспечивают вихревые топки.

Наиболее перспективным направлением развития технологии использования древесных отходов в энергетических целях является применение котлов с автоматической загрузкой топлива. Применение таких котлов экономически оправдано, если необходимо большое количество теплоты в течение года. Котлы с автоматической подачей топлива стоят дороже, чем котлы с ручным управлением, однако они обеспечивают значительно более низкие эксплуатационные расходы и обладают более высокой эффективностью.

Переработка лесных отходов. На предприятиях лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности образуется большое количество неликвидных отходов древесины, которые непригодны для вторичной переработки: сучья, ветки, опилки, опилочная пыль; отходы мебельных производств и т.п теряется (рис. 5.4).

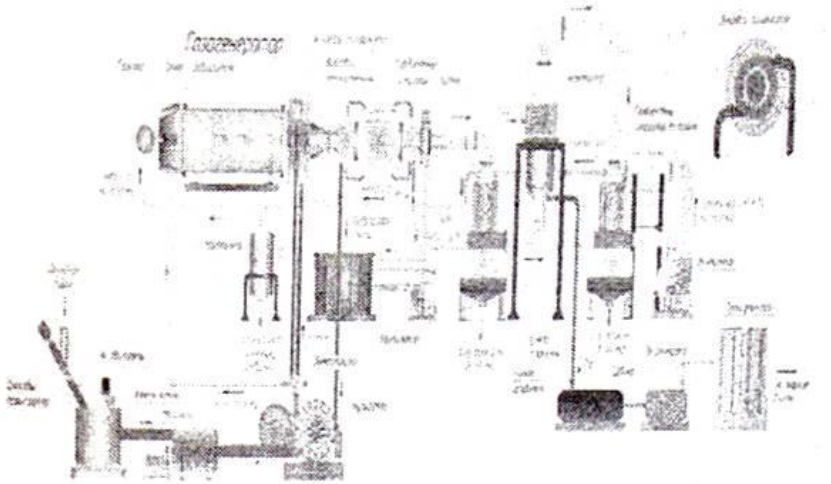


Рис. 5.4. Влажной биомассы переработка лесных отходов

Все эти отходы являются потенциальным источником топлива, который для данных предприятий имеет минимальную стоимость.

Для повышения энергетической эффективности древесных отходов их подвергают первичной переработке, основной целью которой является снижение влажности, уменьшение объема и механическая обработка до вида, позволяющего использовать различные устройства автоматики для транспортировки и обработки.

Если на предприятии образуется большое количество древесных кусковых отходов, особенно крупных, имеет смысл переработать их в щепу. Использовать кусковые отходы древесины в качестве вторичного технологического сырья или топлива обычно невыгодно из-за большой сложности и неэффективности складских, погрузочно-разгрузочных работ, невозможности механизации.

Древесная щепа вырабатывается из отходов лесной древесины путем ее измельчения в специальных рубительных машинах (чипперах).

Размер и вид щепы зависит от ее целевого назначения и определяется типом рубительной машины. Типичная щепа имеет от 2 до 5 см в длину и 1 см в толщину. Влажность свежей

щепы составляет около 50% и значительно уменьшается в процессе сушки. Древесная щепа используется не только в качестве топлива, но и качестве технологического сырья для некоторых видов производств. Отходы древесины можно использовать для производства популярного во многих странах вида топлива брикетов.

В основе технологии производства топливных брикетов лежит процесс прессования мелко измельченных отходов древесины под высоким давлением при нагревании. Древесные брикеты экологически чистый продукт, они не содержат химически активных веществ, связующим элементом является лигнин, который содержится в клетках самих растений. При сгорании брикетов выделение CO_2 в воздух и остаток золы и пепла по сравнению с углем меньше в несколько десятков раз. В то же время древесный брикет является энергоемким видом топлива, приближающего по теплотворной способности к каменному углю (табл.5.5).

Таблица 5.5

Сравнительная характеристика по теплотворной способности брикетов

дерево (твердая масса, влажная)	2450 ккал/кг
дерево (твердая масса, сухая)	2930 ккал/кг
бурый уголь	3910 ккал/кг
брикеты из древесных отходов	4400 ккал/кг
черный уголь	4900 ккал/кг

Для производства топливных брикетов можно использовать не только отходы древесины – опилки, но и отходы растений – лузгу подсолнечника, риса, гречихи, льна, шелухи овса, угольный отсев и др

Сыпучая древесина, занимающая значительное пространство, после брикетирования уменьшается в объеме в несколько раз, становится транспортабельной и удобной в обращении. Насыпная масса опилок составляет 150-200 кг/м 3 , а насыпная масса брикетов из них при влажности 15 % - 460 кг/м 3 .

Областью применения брикетов являются все виды отопительного оборудования на твердом топливе; котлы, печи, камины, бани, сауны и т.п.

Древесные гранулы (пеллеты) – это нормированное цилиндрическое прессованное изделие из высушенной измельченной до состояния муки (с размером частиц не более 2 мм) древесины. Они производятся под высоким давлением без применения химических закрепителей. Для получения топливных гранул используют отходы лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности: бревна лиственных пород толщиной до 20 мм, обрезки досок, горбыль, ветки, сучья, опилки, стружка и т.д. Топливные гранулы могут производиться и из других продуктов биомассы: солома, сено, торф и пр.

Очевидные достоинства топливных гранул делают этот вид топлива одним из самых востребованных в мире. Тонна пеллет продается в Европе по цене от 80 Евро и выше. Наибольшее распространение топливные гранулы получили в Дании Швеции, Австрии, Германии, Японии, Норвегии и Финляндии Ежегодный рост производства топливных гранул в Европе составляет около 30%. Дания уже обеспечивает половину всей вырабатываемой в стране энергии за счет биологического топлива.

Пиролиз. Древнейшей технологией преобразования одного вида топлива в другой с целью улучшения его энергетических характеристик является пиролиз. Пиролиз представляет собой процесс термохимической обработки биомассы без доступа кислорода при относительно низких температурах – от 300 до 800 °С. В результате удаления летучей фракции получаем древесный уголь, который имеет энергетическую плотность в два раза выше в сравнении с исходным материалом и более высокую эффективную температура сгорания. Энергетическая емкость древесного угля составляет 30 МДж/кг при объеме до 30-35 % от массы сходного сырья. Углистое вещество, полученное в процессе пиролиза, может использоваться в качестве топлива (в основном для бытового применения в каминах), а также для технологических нужд – в металлургичес-

кой, электроугольной, фармакологической промышленности, для очистки воды и газов (рис. 5.5).

Технология пиролиза заключается в необратимом химическом изменении мусора под действием температуры без доступв кислорода. По степени температурного воздействия на вещество мусора пиролиз как процесс условно разделяется на низкотемпературный (до 900 ^{0}C) и высокотемпературный (с выше 900 ^{0}C). Способ утилизации ТБО методом пиролиза по-другому можно назвать газификацией мусора. Технологическая схема этого способа предполагает получение из биологической составляющей (биомассы) отходов вторичного синтез-газа с целью использования его для получения пара, горячей воды, электроэнергии. Составной частью процесса высокотемпературного пиролиза являются твердые продукты в виде шлака, т.е. непиролизуемые остатки.

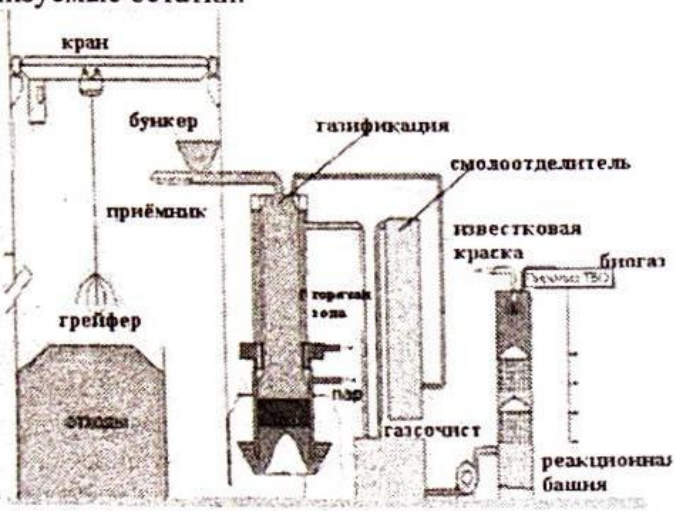


Рис. 5.5. Технология пиролиза

Современные технологии позволяют собирать газообразные и жидкие продукты пиролиза. Одним из наиболее полезных газообразных продуктов пиролиза является метан, представляющий собой топливо для производства электроэнергии с помощью высокоэффективных газовых турбин. Выход

газообразного топлива может доходить до 70 % массы сухого сырья при высокотемпературном быстром пиролизе.

Состав газа зависит от сырья и параметров процесса, а его энергетическая емкость достигает 15-22 МДж/нм^3 . Теплотворная способность повышается, если использовать газ пока он горячий и содержит относительно много смол. Такой газ обычно используется в самом процессе пиролиза для поддержания температуры процесса и сушки исходного сырья.

Жидкие продукты пиролиза вызывают большой интерес вследствие их высокой энергетической плотности и потенциальной возможности использования их в качестве жидкого топлива. «Пиротопливо», образующуюся в процессе пиролиза, близко по своему химическому составу к биомассе, но имеет большую теплоту сгорания (20-25 МДж/кг) и состоит из сложной смеси высокоокисленных углеводородов с содержанием воды до 20% (мас.). Необработанное пиротопливо представляет собой густую черную смолянистую жидкость, выход которой может достигать до 80 % массы сухого сырья (при быстром низкотемпературном пиролизе). Пиротопливо может использоваться в качестве заменителя котельного топлива. Имеется опыт использования пиротоплива в газовых турбинах и дизельных двигателях [74].

В настоящее время традиционный пиролиз считается наиболее привлекательным видом технологии. Использование относительно низких температур означает, что в атмосферу попадает малое количество загрязнителей, по сравнению с прямым сжиганием. Это обстоятельство дает экологическое преимущество пиролизу при переработке некоторых видов отходов. Предпринимаются попытки использования малых пиролизных установок для переработки отходов производства пластика и утилизации использованных автомобильных шин [24].

Газификация. Технологически привлекательным способом использования биомассы является ее газификация с последующим непосредственным срабатыванием в котельных, газовых турбинах или двигателях внутреннего сгорания.

Технология газификации биомассы основана на сжигании древесины в условиях отсутствия или недостатка кислорода. Эта цель достигается в топочных устройствах, ограничивающих поступление воздуха извне, в результате чего сжигание происходит не полностью.

Под воздействием тепла разрываются химические связи в молекулах сложных углеводородов, содержащихся в древесине, в результате чего образуются метан, метиловый газ, водород, углекислый и угарный газы, древесный спирт, углерод, вода, а также многие малые добавки. Количество метана может достигать 75% [24].

Метан представляет собой простой углеводород, который имеет высокую теплотворную способность и может использоваться вместо природных ископаемых газов (природный газ или такие сжиженные газы, как пропан или бутан).

Метиловый газ может сжигаться непосредственно или после превращения в метанол, который представляет собой высококачественное синтетическое жидкое топливо, пригодное для сжигания в незначительно модифицированных двигателях внутреннего сгорания. Богатый практический опыт использования технологии газификации древесины для производства топлива получен во время второй мировой войны, когда около миллиона автомобилей приводились в движение с помощью газификаторов на биомассе, а немецкие танки и даже самолеты заправлялись синтетическим топливом.

Установка газификация (рис. 5.6) состоит из следующих основных узлов: реактор-газификатор, генераторы плазмы с системами питания, дожигатель, система охлаждения и очистки отходящих газов. Условная производительность установки составляет 50 кг/ч и зависит от типа отходов. Применяются высоковольтные генераторы плазмы переменного тока промышленной частоты мощностью до 50 кВт, использующие в качестве плазмообразующей среды воздух.

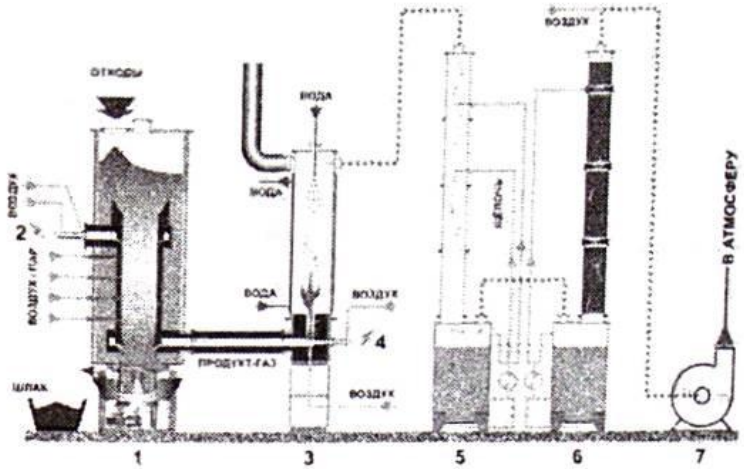


Рис. 5.6. Установка газификация

1-реактор газификатор, 2-генератор плазмы (до 50 кВт), 3-дожигатель, 4-генератор плазмы (6 кВт), 5-скруббер насодочный, 7-вытожной вентилятор.

Принцип действия вкратце можно описать следующим образом: высокотемпературная плазменная газификация с возможным получением электроэнергии или утилизацией остаточного тепла, с последующей многоступенчатой очисткой дымовых газов в соответствии с нормами защиты окружающей среды.

Газотурбинные электростанции с установками газификации биомассы имеют КПД 40-45%. Малое содержание серы облегчает очистку генераторного газа и делает эти установки более экономичными, чем электростанции, работающие на угле. Биомасса имеет превосходство перед углем также благодаря своей более высокой способности к реакции газификации, уголь газифицируется при высокой температуре в чистом кислороде, что требует использования установок для сжижения воздуха и получения кислорода. Биомасса газифицируется при более низкой температуре, при этом теплота для поддержания процесса может быть передана через теплообменники от внешнего источника.

Анаэробное сбраживание. Разложение органических веществ при отсутствии кислорода называется анаэробным

сбраживанием. Анаэробное сбраживание, как и пиролиз, реализуется при отсутствии воздуха, однако в этом случае декомпозиция происходит под воздействием бактерий, а не высоких температур. Технология является универсальной и применима практически ко всем биологическим материалам, а ее эффективность возрастает в условиях высокой температуры и влажности.

Химические реакции, происходящие в процессе анаэробного сбраживания достаточно сложны: вначале сложные органические полимеры под действием природного сообщества разнообразных видов бактерий, разлагаются до более простых соединений – различных кислот и спиртов, затем органические кислоты преобразуются в метан, углекислый газ и воду. При этом остается инертный остаток, состав которого зависит от типа установки и исходного сырья.

Получаемый в процессе брожения биогаз содержит 60-70% метана, 30-40% двуокиси углерода, небольшое количество сероводорода, а также примеси водорода, аммиака и окислов азота.

Биогаз представляет собой ценное топливо. Для его производства во многих странах строятся специальные метантенки, которые наполняются навозными стоками или сточными водами. Метантенки варьируются в размерах от одного кубического метра (в индивидуальных хозяйствах) до тысяч кубометров, используемых в больших коммерческих установках. Загрузка может быть постоянной или порционной, а процесс сбраживания может занимать от десяти дней до нескольких недель. В процессе деятельности бактерий образуется тепло, однако в условиях холодного климата необходим подвод дополнительного тепла для поддержания оптимальной температуры (по крайней мере, 35 °С). Источником тепла может быть биогаз. В предельном случае весь газ может быть использован для нагрева. Хотя в этом случае выход энергии в процессе будет нулевым, все равно его существование будет оправдано экономией ископаемого топлива, необходимого для переработки отходов. Хорошие биогазовые установки могут производить 200-400 м 3 биогаза с содержанием метана от 50 до 75% из каждой тонны сухого органического вещества [24].

Остаток, образующийся в процессе получения биогаза, содержит значительное количество питательных веществ и может быть использован в качестве удобрения. Состав остатка, полученного при анаэробной переработке животноводческих отходов, зависит от химического состава исходного сырья, загружаемого в реактор. В условиях, благоприятных для анаэробного сбраживания, обычно разлагается около 70% органических веществ, а 30% содержится в остатке [74].

Биотопливо. Более 99 % топлива, который использует автотранспорт сегодня, произведено из нефти. Потребление топлива автотранспортом постоянно растет. И если в 2002 г. мировой пассажирский автопарк составлял 530 миллионов автомобилей, то ожидается, что к 2020 году по улицам мира будет ездить около миллиарда авто.

Рост числа автомобилей ведет к постоянному росту потребления нефти. Добыча нефти становится все более дорогой, а ее разведенные запасы стремительно сокращаются. Платой за активное использование нефти для человечества становятся постоянно растущие цены на автомобильное топливо и ухудшающаяся экологическая ситуация, во многом связанная с выбросом токсичных веществ от двигателей внутреннего сгорания.

Однако, в настоящее время существуют технологии, в том числе и коммерческие, производства альтернативных видов топлива, получаемых из биомассы. Наибольшее распространение сегодня получили два вида биотоплива: биоэтанол и биодизель.

Использование этанола и биодизеля в качестве топлива для заправки автомобильного транспорта, по сути, не является чем-то новым. Первый автомобиль Генри Форда был разработан для езды на этаноле. Таким же был и первый автомобиль с двигателем с искровым зажиганием, созданный немцем Николасом Оттом во второй половине 19 века. Дизельный автомобиль Рудольфа Дизеля использовал топливо, произведенное из арахисового масла. Во время Второй мировой войны, когда перебои с поставками нефти были частым явлением, США, Бразилия и многие страны Европы использовали этанол или газ,

полученные путем газификации древесины. Тем не менее, в послевоенный период, когда нефть казалась такой дешевой, а ее объемы неисчерпаемыми, интерес к биотопливу пропал. Сегодня же ситуация на нефтяных рынках меняется. Цены на топливо, произведенное за счет ископаемых источников энергии, стремительно растут, вновь открывая, таким образом, дорогу для использования альтернативных видов топлива, в основном из биомассы [24].

Технология производства топливного биоэтанола аналогична технологии получения обычного пищевого спирта для производства алкогольных напитков. Так как при производстве топливного биоэтанола не требуется тщательной очистки от сивушных масел, он производится укороченной дистилляцией, и биозавод по производству этанола имеет всего две ректификационные колонны в отличие от завода пищевого спирта, где таких колон пять. Топливный биоэтанол почти не содержит воды, поэтому в технологии используется дополнительное обезвоживание при помощи молекулярных сит.

Этанол является спиртовым топливом, которое может использоваться для заправки двигателей внутреннего сгорания либо самостоятельно, либо в качестве добавки к бензину. Существует много видов доступного сырья, из которого можно производить спирт, например, кукуруза, картофель, свекла, сахарный тростник, пшеница и т.п.

Двигатели внутреннего сгорания, оптимизированные для работы на спирту, на 20% эффективнее двигателей, работающих на бензине. А двигатели, созданные специально для работы на спирту, могут быть эффективнее на 30%. Более того, существуют многочисленные экологические преимущества: уменьшение эмиссии свинца, CO_2 , SO_2 , частиц углеводородов и CO [24].

Мировым лидером по производству этанола является Бразилия. Более 600 заводов производят 16,5 миллиардов литров этанола в год. В Бразилии биоэтанол производится из сахарного тростника, который является идеальным сырьем для получения углеводорода (спирта) с помощью брожения. Одна тонна сахарного тростника содержит 145 кг сухого

углеводорода (багассы) и 138 кг сахарозы (т.е. сахара). При производстве биоэтанола из сахарного тростника, полностью используется весь тростник, что позволяет вырабатывать 72 литра этанола из одной тонны тростника [75]

По данным Международного Энергетического Агентства (International Energy Agency), за четверть века производство этанола в мире выросло в 8 раз (с 4 368 млн. литров в 1980 году до 32 665 млн. – в 2004), причем особо заметный прирост был зарегистрирован в последние годы, с ростом цен на нефть.

Другим ценным видом биотоплива, получившим большое распространение в мире, является биодизель. Биодизель – это эфиры растительных масел или животных жиров, получаемые в результате химической реакции масла или жира с метиловым или этиловым спиртом. Продуктами реакции являются моноэфиры, известные как метиловые (этиловые) эфиры жирных кислот (биодизель) и глицерин (используется в производстве мыла и в фармакологии). Наиболее распространенное сырье для производства биодизеля в Европе – рапс, в США и Южной Америке – соя [74].

Технология получения биодизеля довольно проста и доступна в условиях любого предприятия или фермерского хозяйства, для его производства не требуется больших инвестиций, связанных с необходимостью строить крупные заводы Любое растительное масло – это смесь триглицеридов, т.е. эфиров, соединенных с молекулой глицерина трехатомным спиртом (C_3 H_8 O_3). Именно глицерин придает вязкость и плотность растительному маслу. Задача при приготовлении биодизеля – удалить глицерин, заместив его на спирт. Этот процесс называется трансэтерификацией. Из одной тонны растительного масла и 111 кг спирта (в присутствии 12 кг катализатора) получается приблизительно 970 кг (1100 л) биодизеля и 153 кг первичного глицерина [75].

Биодизель может использоваться в обычных двигателях внутреннего сгорания, как самостоятельно, так и в смеси с обычным дизтопливом, без внесения изменений в конструкцию двигателя.

Важным достоинством биодизеля, наряду с несомненными экологическими преимуществами, являются его хорошие

смазочные характеристики, в результате которых, как показывают испытания, достигается увеличение срока службы самого двигателя и топливного насоса в среднем на 60%.

Биодизельное топливо уже получило распространение во многих странах Европы и Америки. Мощности по производству биодизеля вЕвропе достигли 6.0 млн тонн в 2006 году, при росте на 44 % по сравнению с 2005 годом. В Германии 100%-ый биодизель продают около 2000 заправок. На заправочных станциях по желанию владельца автомобиля возможно, заливать чистое биотопливо, либо его смеси с дизтопливом (от 5% до 35%), при этом биодизель продается по цене ниже, чем обычное дизельное топливо.

О перспективности наращивания объемов производства биотоплива свидетельствует опыт Европы, где принята программа доведения доли биотоплива до 5,75% к 2010 г. (1,4% в 2005 г.). К этому времени потребление в Европе автомобильного топлива из возобновляемого сырья (биоэтанол и биодизель) вырастет с 7 млн. тонн до 15 млн. тонн, при этом инвестиции на строительство 40 новых заводов биодизеля и 60 заводов биоэтанола до 2010 г. составят по крайней мере $4 млрд [74].

Современные технологии получения топлива и энергии из биомассы при надлежащем контроле являются надежными, чистыми, оказывают незначительное воздействие на воздух, почву и воду. Использование биомассы как возобновляемого топлива для производства электроэнергии и в транспорте не приводит к возрастанию CO_2 и SO_2 в атмосфере, увеличению парникового эффекта и глобальному изменению климата. Эмиссия NO_x может быть снижена при низких температурах сгорания и использовании современных технологий [76].

Контрольные вопросы:

1. Что такое биомасса?
2. Каковы основные способы использования биомассы в энергетических целях?
3. В чем заключается преимущество переработки первичной биомассы в биотопливе?

4. Назовите преимущества биотоплива по сравнению с углем и другими ископаемыми энергосистемы.

5. Назовите достоинства и недостатки методов прямого сжигания биомассы?

5.2. Технико-экономические характеристики автономных электростанций, использующих биотопливо

Технико-экономические характеристики автономных электростанций, использующих биотопливо, зависят от многих факторов, важнейшими из которых являются топливная составляющая в стоимости электроэнергии, затраты на энергетическое оборудование и его эксплуатацию и другие.

Расчеты показывают, что при полном рациональном использовании лесосырьевых ресурсов доля дровяной древесины может составлять 10 млн.м^3 плюс до 2 млн.м^3 отходов от переработки древесины на лесо-перерабатывающих предприятиях. По теплотворной способности это эквивалентно 3,5 млн тонн угля.

Следует отметить существенно меньшее количество вредных примесей в продуктах сгорания древесины по сравнению с углем. Таким образом, речь идет о значительном энергетическом потенциале биомассы лесных отходов.

Объем капиталовложений в вариант системы электроснабжения от газогенераторной станции, работающей на биомассе, зависит от следующих показателей: варианта исполнения газогенераторной установки, расходов на транспортировку оборудования, расходы на строительномонтажные, пусконаладочные, проектно-конструкторские работы.

Зависимость, позволяющая оценивать объем капиталовложений в исследуемые объекты, представляется в виде выражения:

$$K = N_{уд} \cdot K_{уд.уст} + K_{тр}(m, s) + П \qquad (5.1)$$

где $N_{уд}$ – установленная мощность газогенератора, кВт; $K_{уд.уст}$ – удельная стоимость 1 кВт установленной мощности, сум./кВт; $K_{тр}$ (m, s) – расходы по транспортировке газогенератора, зависящие от массы оборудования (m) и дальности транспортировки

(s); $П$ – прочие расходы (расходы на строительно-монтажные, пуско-наладочные, проектноконструкторские работы).

$$З(N_{гг}) = \alpha \cdot K + F(N_{гг}) + З_{топ} \quad (5.2)$$

где α – коэффициент амортизационных отчислений (на капитальный ремонт и реновацию, расходы на эксплуатацию) от капиталовложений, принятый по [79] 4 % в год; $F(N_{ГГ})$ – среднегодовой фонд заработной платы, в зависимости от мощности газогенератора и соответственно численности обслуживающего персонала в течение срока эксплуатации оборудования [79]; $З_{топ}$ – затраты на топливо.

Для газодизельного варианта исполнения электростанции:

$$З_{д.топ} = В_{биом} \cdot Ц_{т.биом} + В_{диз} \cdot Ц_{гем} \quad (5.3)$$

где $Ц_{т.биом}$. – прейскурантная цена биомассы, сум./кг; $Ц_{гем}$ – стоимость ГСМ (дизельного топлива и масла) для конкретных децентрализованных потребителей; $В_{диз}$, $В_{биом}$ – расход топлива на выработку электроэнергии.

Объемы расходуемого топлива равны:

$$В_{диз} = W_{год} \cdot b_э^{диз}; \quad В_{биом} = W_{год} \cdot b_э^{биом} \quad (5.4)$$

где $W_{год}$ – годовая выработка электроэнергии на газодизельной станции, кВт*ч; $b_э^{диз}$b – удельный расход дизельного топлива, л/кВт*ч; $b_э^{биом}$ – удельный расход биомассы, кг/кВт·ч.

Для газогенераторной электростанции:

$$З_{д.топ} = В_{биом} \cdot Ц_{т.биом} \quad (5.5)$$

где $Ц_{т.биом}$ – прейскурантная цена биомассы, сум./кг; $B_{биом}$ – расход топлива на выработку электроэнергии:

Эффективность работы газогенераторной электростанции можно оценивать по величине общего (годового) экономического эффекта (ОЭЭ), обусловленного экономией дизельного топлива:

$$ОЭЭ = В_{диз} \cdot Ц_{ГСМ} - З(N_{гг}) \quad (5.6)$$

где $Ц_{гсм}$ – стоимость ГСМ (дизельного топлива и масла) для конкретных децентрализованных потребителей, тыс. сум./тонну; $З(N_{ГГ})$ – годовые затраты на эксплуатацию газогенераторной электростанции; $B_{диз}$ – объем экономленного топлива, обусловленного применением газогенератора, тонны.

Себестоимость электроэнергии от газогенераторной электростанции при этом определяется так:

$$C = \frac{З(N_{гг})}{W_{год}} \qquad (5.6).$$

Контрольные вопросы:

1. Назовите разновидности биомассы?
2. От чего зависат технико-экономические характеристики автономных электростанций использующих биотопливо?
3. В чем заключаются преимущества автономных электростанции от традиционных?
4. В чем заключаются преимущества переработки первичной биомассы в биотопливо?
5. Назовите преимущества биотоплива по сравнению с углем и другими ископаемыми энергосистемы?

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1.Мирзиёев Ш.М. Эркин ва фаровон, демократик Ўзбекистон давлатини биргаликда барпо этамиз. Ўзбекистон Республикаси Президентининг лавозимига киришиш тантанали маросимга бағишланган Олий Мажлис парламентининг қўшма мажлисидаги нутқи. Т: "Ўзбекистон" НМИУ, 2016, 56 б.

2.Мирзиёев Ш.М. Қонун устиворлиги ва инсон манфаатларини таъминлаш – юрт тараққиёти ва халқ фаровонлиги гарови. Ўзбекистон Республикаси Конситутцияси қабул қилинганлигининг 24 йиллигига бағишланган тантанали маросимидаги маъруза 2016 йил 7 йил декабрь. Т: "Ўзбекистон" НМИУ, 2016.

3.Закон Республики Узбекистан №ЗРУ-539 от 21 мая 2019 года.

4.№ПП-3012 «О программе мер по дальнейшему развитию возобновляемой энергетики, повышению энергоэффективности в отраслях экономики и социальной сфере на 2017-2021 годы» от 26 мая 2017 года.

5.ПП-4422 «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии» от 22 августа 2019 года.

6.Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кривенкова С.В., и др. Расчет ресурсов солнечной энергетики. М.: Изд-во МЭИ, 1998, 60 с.

7.Технико-экономические характеристики ветроэнергетики (справочные материалы). Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Лебедь В.Л., Малинин Н.К. / под ред. В.И.Виссарионова. М.: Изд-во МЭИ, 1997, 132 с.

8.Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии: справочник-каталог. Виссарионов В.И., Белкина С.В., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К. М.: АО «Новые и возобновляемые источники энергии», 2004, 448 с.

9.Виссарионов В.И., Золотов Л.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии. М.: Изд-во МЭИ, 1996, 155 с.

10. Ottinger R., Wooley D.R., Robinson N.A. et. Al. Environmental Costs of Electricity. New York, London, Rom: Oceana Publications, 1990, 769 p.

11. Безруких П.П., Церерин Ю.А. Нетрадиционная энергетика. Прил. к науч.-техн. журн. «Экономика топливно-энергетич. Комплекса России». М.: ВНИИОЭНГ, 1993, 64 с.

12. Еремин Л.М. О роли локальных источников небольшой мощности на рынке электроэнергетики // Энергетик. 2003, № 3, с. 22–24.

13. Автономов А.Б. Мировая энергетика: состояние, масштабы, перспективы, устойчивость развития, проблемы экологии, ценовая динамика топливно-энергетических ресурсов // Электрические станции. 2000, № 5, 55 с.

14. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. СПб.: Наука, 2002, 314 с.

15. Hunt V.D. Solar Energy dictionary, Industrial Press Inc., New York, 1982, Robertson G. A typical day in the life of planet earth Sun World, september 1992, vol.16, N3, 9 p.

16. Wood M., Fulop L. Environment and development: Why energy matters. Sun World, June 1992, vol.16, N2, 24–25 pp.

17. Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: учебник. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007, 432 с.

18. DIERET - дистанционный интернет курс «Технологии использования возобновляемых источников энергии».

19. Ender C: Windener–gienutzung in der Bundes–republic Deuchland Stand 30.06.2004. DEWI–Magazin, 2004, Nr.25, 14–25 pp.

20. Андрианов В.Н., Быстрицкий Д.Н., Вашкевич К.П., Секторов В.Р. Ветроэлектрические станции / под ред. Н.Н. Андрианова. М.-Л.: ГЭИ, 1990, 320 с.

21. Лукутин Б.В., Лукутин О.Б., Суздалев О.А., Шандарова Е.Б. Ветроэлектростанция с регулируемыми аккумуляторными батареями. Патент на полезную модель RU 42218 U1. Бюл. № 34, 2004.

22. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. Томск: STT, 2001, 120 с.

23. Лукутин Б.В., Лукутин О.Б., Шандарова Е.Б. Ветроэлектростанция с регулятором мощности балласта. Патент на полезную модель RU 45214 U1. Бюл. № 12, 2005.

24. Лукутин Б.В., Лукутин О.Б., Шандарова Е.Б., Борцова Т.Ю. Устройство для регулирования частоты вырабатываемого тока автономного генератора. Патент на полезную модель RU 33837 U1. Бюл. № 31, 2003.

25. Патент 456330 (США) Способ регулирования генератора и/или устройство для регулирования генератора.

26. Патент 4417194 (США) Асинхронная генераторная система с переключаемым емкостным регулированием.

27. Патент 0098047 (ЕПВ) Электрическая система регулирования.

28. Патент 2548845 (Фр) Способ и устройство стабилизации частоты переменного тока в автономном генераторе с переменным режимом нагрузки, приводимым в действие природным потоком.

29. Патент 2909069 (ФРГ) Способ и устройство для подсоединения и отсоединения нагрузки в условиях неполной нагрузки преобразователя ветряной энергии.

30. Патент 4511807 (США) Регулирующая система для электрического генератора.

31. Патент 4095120 (США) Регулирование нагрузки электрических генераторов с ветряным приводом.

32. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Озга А.И. Выбор параметров цифрового регулятора частоты автономной микрогидроэлектростанции //Гидротехническое строительство. 1992, №9, 40–43 с.

33. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Эквивалентная нагрузка генератора микрогидроэлектростанции с автобалластной нагрузкой //Электромеханика. 1988, №5, 90–140 с.

34. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Выбор способа регулирования микрогидроэлектростанцией с автобалластной нагрузкой //Гидротехническое строительство. 1990, №7, 33–35 с.

35. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Микрогидроэлектростанция с автобаллстной нагрузкой, регулируемой по частоте выходного напряжения //Электромеханика. 1990, №6, 111–119 с.

36. Выблов А.И., Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Устройство для регулирования амплитуды и частоты напряжения автономного электрогенератора. Свидетельство на полезную модель. RU16320 U17H02P9/04.

37. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Способы повышения качества выходного напряжения микрогидроэлектростанции с тиристорным автобалластом // Промышленная энергетика. 2000, №8, 49–52 с.

38. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. Томск: STT, 2001, 120 с.

39. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Система управления затвором микрогидроэлектростанции. Патент RU2005138C1 F03B15/06. Опубл. в БИ №44–48, 1993.

40. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Устройство для регулирования частоты вырабатываемого тока электрогенератора. Свидетельство на полезную модель RU 6958 U16H02P 9/04. Опубл. в бюлл. №6, 1998.

41. Alger T.W. Performance of Two-Phase Nozzles for Total-Flow Geothermal Impulse Turbines. Lawrence Livermore Laboratory, University of California, Livermore, California 94550, USA

42. Церини Д.Дж., Хейс Л.Г. Выработка электроэнергии с помощью турбины с ротационным сепаратором, работающей на геотермальном рассоле. Бифазные энергетические установки. США. Штат Калифорния. Котракт RP1196, 53–56 с.

43. Барилович В.А., Смирнов Ю.А. Термодинамический анализ геотермальных тепловых электрических станций с гидропаровыми турбинами //Промышленная теплотехника. 1998, Т.20, №2, 37–42 с.

44. Patel Mukund R. Wind and Solar Power Systems. L.: N.Y., Washington. DC.: CRC Press, 1999.

45. Твайдел Д., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. М.: Энергоатомиздат, 1990, 120 с.

46. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учеб. пособие. СПБ.: СЗТУ, 2003, 38 с.

47. Обзор современных технологий использования биомассы. //Инерсоларцентр. Москва, 2002.

48. Технологии и оборудование возобновляемой энергетики. Каталог технологий и изделий, разработанных и производимых в системе ГНУ ВИЭСХ. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2003, 32 с.

49. http://www.ecomuseum/

50. www.lex.uz.

51. http://solar-battery.narod.ru/

52. http://www.ecology-energy.ru/

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	3
1	Возобновляемые энергоресурсы территории и условия их использования для генерирования электроэнергии	7
1.1.	Классификация возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	7
1.2.	Энергия ветра	16
1.3.	Гидроэнергия	22
1.4.	Солнечная энергия	27
1.5.	Геотермальная энергия	32
1.6.	Энергия биомассы	34
1.7.	Экономические аспекты использования возобновляемых энергоресурсов для производства электроэнергии	36
2	Электростанции, использующие механическую энергию ветра и потоков воды	44
2.1.	Ветроэлектростанции и их основные характеристики	44
2.2.	Сетевые ВЭУ	54
2.3.	Автономные ВЭУ	61
2.4.	Методика определения технико-экономических характеристик автономных ветроэлектростанций	70
3	Малая гидроэнергетика в децентрализованном электроснабжении	76
3.1.	Микрогидроэлектростанции	76
3.2	Технико-экономические характеристики и концепции микрогидроэлектростанций	87
4	Геотермальные и солнечные электростанции	103
4.1	Разновидности геотермальных электростанций и особенности их применения в децентрализованных системах электроснабжения	103
4.2	Классификация солнечных электростанций и особенности их применения в децентрализованном электроснабжении	112

5	Электростанции, использующие химическую энергию биомассы	130
5.1	Основные способы преобразования энергии биотоплива в электроэнергию	130
5.2	Технико-экономические характеристики автономных электростанций, использующих биотопливо	157
Список литературы		160

Зарипов О.О., Саъдуллаев А.Б., Бахадиров И.И., Рахимов Ф.М., Зарипова Ш.О.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Редактор:
А.Абдужалилов

Техник редактор:
Ю.Уринов

Корректор:
Д.Бекназарова

Лицензия редакции. № 8521, 07.09.2020 г.
Сдано в печать 05.02.2022 года. Формат: 60x84 $^{1}/_{16}$
Офсетная печать. Гарнитура “Times New Roman”.
Усл. П.л. 10.5. Тираж 200 шт. Заказ № O-08.

Редакция « **Excellent Polygraphy**»,
город Ташкент, Жангох, 12/13.

Отпечатано в типографии ООО « **Excellent Polygraphy** »,
г.Ташкент, Жангох, 12/13
Телефон: 99890 936-66-11, 99890 000-33-93