Библиотека СОК

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Б.В. ЛУКУТИН

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учебное пособие

Издательство
Томского политехнического университета
2008

ББК 31.25973
УДК 620.92(075.8)
Л843

Лукутин Б.В.

Л843 Возобновляемые источники электроэнергии: учебное пособие / Б.В. Лукутин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 187 с.

Возобновляемая энергетика сегодня является наиболее динамично развивающимся направлением электро- и теплоэнергетики. Особое значение возобновляемые ресурсы имеют в децентрализованных системах электроснабжения, характерных для значительных территорий России и других стран.

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 электроснабжении. На примере некоторых регионов Сибири показаны возможности практического использования подобных систем энергообеспечения.

Пособие предназначено для студентов электроэнергетических и электротехнических специальностей.

ББК 31.25973
УДК 620.9(075.8)

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Рецензенты
Доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой Теоретических основ электротехники ТУСУР, г. Томск
В.М. Дмитриев
Доктор технических наук, профессор, ведущий специалист РЦР, г. Томск
В.В. Литвак

© Томский политехнический университет, 2008
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2008
© Б.В. Лукутин, 2008

Введение

Современное развитие энергетики в России характеризуется ростом стоимости производства энергии. Наибольшее увеличение стоимости энергии наблюдается в удаленных районах Сибири и Дальнего Востока России, Камчатки, Курильских островов, где в основном используются децентрализованные системы электроснабжения на базе дизельных электростанций, работающих на привозном топливе. Совокупная стоимость электроэнергии в этих районах часто превышает мировой уровень цен и достигает 0,25 и более долларов США за 1 кВт·час.

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.

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. Анализ энергетических характеристик произведен с использованием фактических данных территории Томской области.

Во 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, рекомендации по разработке машинно-вентильных источников электроэнергии для таких станций и приведена методика технико-экономического анализа их характеристик.

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 [1].

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 производства 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 ас-

пектов 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 и России приведены в таблице 1 [2,4]. Однако, вклад этих источников в мировой энергетический баланс в настоящее время достаточно скромен.

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.

Таблица 1

Ресурсы ВИЭ в мире и России

Вид энергии	Теоретические ресурсы, млн., т.у.т.		Технические ресурсы, млн., т.у.т.	
	мир	Россия	мир	Россия
Энергия солнца	$1{,}3\cdot10^{8}$	$2{,}3\cdot10^{6}$	$5{,}3\cdot10^{4}$	$2{,}3\cdot10^{3}$
Энергия ветра	$2{,}0\cdot10^{5}$	$2{,}6\cdot10^{4}$	$2{,}2\cdot10^{4}$	$2{,}0\cdot10^{3}$
Геотермальная энергия (до глубины 10 км)	$4{,}8\cdot10^{9}$	-	$1{,}7\cdot10^{5}$	$1{,}0\cdot10^{2}$
Энергия мирового океана	$2{,}5\cdot10^{5}$	-	-	-
Энергия биомассы	$9{,}9\cdot10^{4}$	10^{4}	$9{,}5\cdot10^{3}$	53
Гидроэнергия	$5{,}0\cdot10^{3}$	$3{,}6\cdot10^{2}$	$1{,}7\cdot10^{3}$	$1{,}2\cdot10^{2}$

Повышение энергетической эффективности установок, использующих ВИЭ, является весьма актуальной проблемой, которая 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). Данный способ согласования мощностей возобновляемых энергоисточников и потреби-

телей 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.

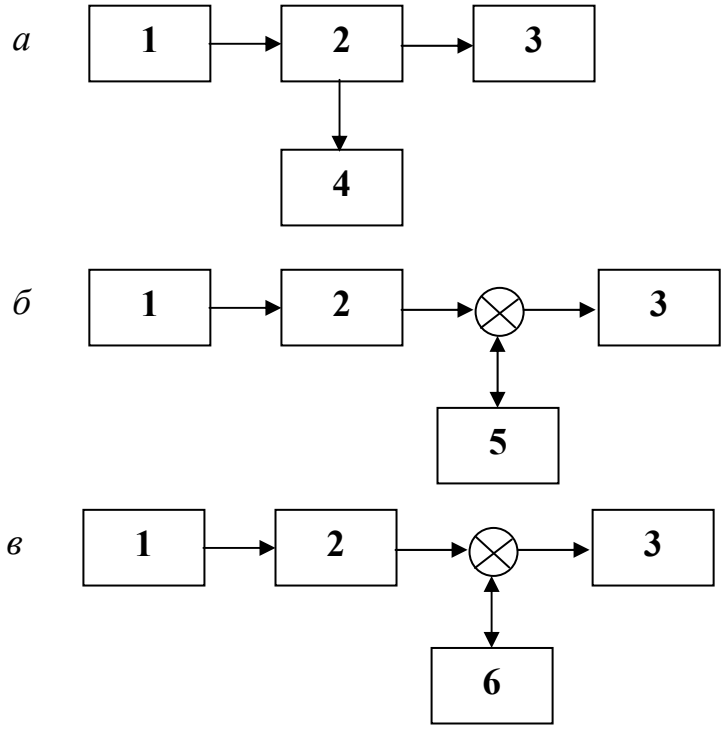


Рис. 1. Схемы согласования возобновляемых источников энергии с потребителями: а) система со сбросом энергии; б) система с накопителем энергии; в) система с регулируемой нагрузкой. 1 – ВИЭ; 2 – преобразователь энергии; 3 - потребитель; 4 – сброс в окружающую среду; 5 – накопитель; 6 – регулятор

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.

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.

Динамика стоимости электроэнергии, получаемой от традиционных и возобновляемых энергоресурсов, а также удельные капиталовложения в традиционные и нетрадиционные электростанции (1980/2000 гг.) показаны в таблице 2 [13].

В частности: с 1980 по 1990 гг. удельные стоимости за 1 кВт установленной мощности и 1 кВт·ч вырабатываемой энергии снизились с 50000$ до 20000$ и с 1,5$ до 0,35$ на солнечных электростанциях и с 3000$ до 1750$ и с 0,25$ до 0,07$ на ветровых электростанциях [5-8], что определило их конкурентоспособность с традиционной энергети-

кой. Основные причины выявленной тенденции многочисленны. Среди них, в первую очередь, следует отметить: непрерывный рост стоимости ископаемого топлива, при реальных ощутимых объемах его исчерпания, и стремительный рост значимости социально-экологических факторов на Земле. Другой весомой причиной является снижение стоимости оборудования ВИЭ с развитием научно-технического прогресса.

Таблица 2

Цена электроэнергии, долл. США/кВт·ч (а)
и удельные капитальные вложения (б), долл. США/кВт,
традиционных и нетрадиционных электростанций за рубежом

Наименование электростанции		1980 г.	1990 г.	2000 г.
Ветроэлектростанции	а	0,25	0,07	>0,04
	б	3000	1500…2000	1000
Солнечные тепловые электростанции	а	0,24	0,08…0,12	0,05
	б	15000	3000	2500
Солнечные фотоэлектрические станции	а	1,5	0,35	0,06…0,12
	б	50000	20000	300…500
Малые гидроэлектростанции	а	-	-	-
	б	2500	3000	3500
Геотермальные электростанции	а	0,025…0,07	-	-
	б	1500…2000	2300	2500
Тепловые электростанции	а	0,03…0,04	0,04…0,05	0,06
	б	600…900	1100	1500
В том числе на мазуте	а	0,06	0,06	0,07
	б	600…800	850	1000
Крупные гидроэлектростанции	а	0,02	0,04	-
	б	1200	1500…1800	2000
Атомные электростанции	а	0,03…0,05	0,04…0,13	0,07…0,15
	б	1500	2000	2250

Экологически чистые возобновляемые источники энергии и установки на их основе могут сократить объемы вредных выбросов в атмосферу. В качестве примера в таблице 3 приведены статистические данные, показывающие, насколько могут уменьшаться 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 3

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
10^6 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	(3 ч 6) грамм	(40 ч 70) грамм	(0,25 ч 0,47) грамм

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 счи-

тать практически безвредными в отношении окружающей среды, экологический эффект от их эксплуатации будет неизмеримо выше их возможного экологического ущерба [13…16].

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 как развитых стран (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].

Экономический потенциал ВИЭ России и его распределение по регионам представлены в таблице 4.

По другим оценкам, экономический потенциал ВИЭ на территории России составляет 270 млн. т.у.т., в том числе по видам энергоисточников: солнечная энергия – 12,5, ветровая – 10, геотермальная – 115, энергия биомассы – 35, энергия малых рек – 65, энергия низкопотенциальных источников тепла – 31,5 млн. т.у.т. [13,18].

Однако, технический прогресс в создании энергоэффективных электростанций, использующих ВИЭ, не достаточен для их широкого использования. Другим важным условием является государственная поддержка возобновляемой энергетики.

Таблица 4

Распределение ресурсов (экономический потенциал) для регионов России, млн. т.у.т./год [3]

Регионы	Биомасса	Солнечная энергия	Ветровая энергия	Геотермальная энергия
Северный	0,0	0,32	3,0	-
Северо-Западный	2,5	0,04	0,36	2,0
Центральный	5,6	0,11	0,68	0,5
Центрально-Черноземный	2,1	0,04	0,32	-
Волго-Вятский	2,2	0,06	0,52	-
Поволжский	4,3	0,16	1,15	1,0
Северный Кавказ	4,4	0,11	0,66	35,0
Урал	5,4	0,20	1,33	0,5
Западная Сибирь	3,9	0,59	3,53	35,0
Восточная Сибирь	2,4	1,03	3,74	1,0
Дальний Восток	2,2	1,58	6,70	40,0
Всего	**35,0**	**4,24**	**22,0**	**115,0**

В предвидении серьезных экологических последствий во многих развитых странах разработана экономическая стратегия, распространяющаяся не только на энергетику, но и на другие отрасли производства и потребления ресурсов, которые могут нанести ущерб окружающей среде. Эта стратегия предусматривает ведущую роль государства в решении экологических проблем. Примером стимулирования развития энергетики на возобновляемых источниках является германский «Закон о приоритетности использования возобновляемых источников энергии». Резкое увеличение масштабов освоения ресурсов возобновляемых источников энергии в конце 20-го века было обеспечено в разных странах мира, особенно на начальных этапах их освоения, с помощью Государственных программ поддержки этой отрасли энергетики (Германия, Япония, США, Индия и т. д.) [10].

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, позво-

ляющий 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. В литературе [18] приводятся рекомендации о целесообразности 10-летних объемов выборки наблюдений.

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:

$$V_{\text{ср}} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} V_i ,$$

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 [18]:

$$C_v = \frac{S_v}{V_{\text{ср}}},$$

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

Известно, что скорость ветра по мере удаления от подстилающей поверхности возрастает и воздушный поток становится более устойчивым. Приближенно скорость ветра на высоте h может быть оценена по формуле

$$V_h = V_ф (h / h_ф)^{\alpha},$$

где V_h – скорость ветра на высоте h; $V_ф$ – скорость ветра на высоте флюгера; $h_ф$ – 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 таблицы 5 [6].

Таблица 5

Зависимость α от скорости ветра $V_ф$

$V_ф$, м/с	0…3	3,5…4	4,5…5	5,5	6…11,5	12…12,5	13…14
α	0,20	0,18	0,16	0,15	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. В качестве примера распределения ветрового потенциала в течение года по градациям в таблице 6 приведены данные метеостанции Александровское Томской области.

Повторяемость скорости ветра по градациям представляет собой временную характеристику скорости ветра. Кроме эмпирических зависимостей типа данных табл. 6, для описания характеристик скоростей ветра используются некоторые модельные функции, описывающие распределение случайных значений скоростей ветра V в соответствии с выражением $F(V)$ – интегральная функция распределения, равная вероятности того, что скорость ветра больше значения V; $f(V) = - dF(V)/dV$ –

дифференциальная функция распределения, равная плотности вероятности.

Таблица 6

Повторяемость (%) различных градаций скорости ветра

Скорость ветра, м/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Александровское													
0 – 1	28.7	28.3	26.5	23.1	16.4	20.5	30.7	28.3	23.6	19.5	19.2	28.0	24.4
2 – 3	33.6	33.1	32.0	31.0	31.0	31.8	36.0	26.6	36.3	33.2	32.0	34.5	33.4
4 – 5	22.8	23.9	25.4	27.3	31.4	29.8	22.4	23.6	26.0	30.1	28.3	23.6	26.3
6 – 7	10.4	10.4	11.4	12.7	14.2	12.3	7.8	8.0	9.6	12.1	14.2	10.4	11.1
8 – 7	3.6	3.7	4.3	5.4	6.2	4.9	2.8	3.3	4.2	4.6	5.8	3.1	4.3
10 – 11	0.6	0.3	0.2	0.4	0.6	0.4	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
12 – 13	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
14 – 15		0.1	0.1			0.2							0.0
16 – 17					0.1					0.1			0.0

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

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

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:

$$F(V) = e^{-(V/c)^k};$$

$$f(V) = \frac{k}{c}\left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-(V/c)^k},$$

где коэффициент c, 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. 2 [23].

Функция распределения Вейбулла при $k = 1$ соответствует экспоненциальному распределению и применяется в основном в теории надежности. При $k = 3$ распределение Вейбулла приближается к нормаль-

ному закону, который часто называется параболическим законом распределения Гаусса.

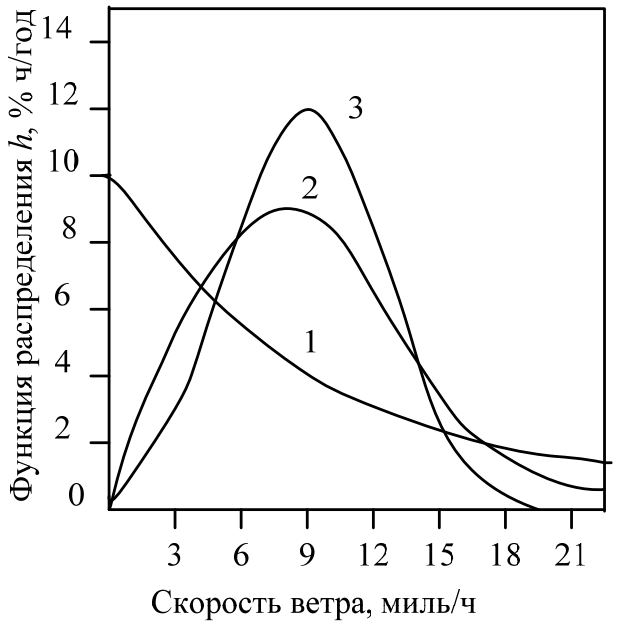


Рис. 2. Функция распределения вероятностей Вейбулла при значении масштабного коэффициента c = 10 и параметров распределения k = 1, 2 и 3 (кривые 1–3 соответственно)

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:

$$P = 0{,}5\rho_{ср}(V^3)_{ср},$$

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

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

$$(V^3)_{ср} = 1{,}9(V_{ср})^3,$$

а ветроэнергетический потенциал равен

$$P \cong 0{,}95\rho_{ср}(V_{ср})^3.$$

В качестве примера энергетических характеристик ветра на территории Томской области по сезонам года можно привести данные метеостанций, представленные в таблице 7.

Таблица 7

Средняя скорость ветра (м/с) и удельная мощность (Вт/м^2) для различных сезонов и за год

№	Станция	Зима		Весна		Лето		Осень		Год	
		$V_ф$	P	$V_ф$	P	$V_ф$	P	$V_ф$	P	$V_ф$	P
1	Ягыл – Яг	2.3	40	2.9	74	2.1	27	2.8	69	2.5	48
2	Новый Васюган	3.0	89	3.3	109	2.6	51	3.3	112	3.0	83
3	Катыльга	2.5	52	2.9	74	2.1	27	3.0	84	2.6	54
4	Майск	2.9	77	3.4	115	2.4	39	3.4	119	3.0	81
5	Александровское	3.6	153	4.2	223	3.2	94	4.0	199	3.8	168
6	Средний Васюган	3.1	98	3.8	165	2.9	70	3.6	145	3.4	121
7	Ново–Никольское	3.9	194	4.5	274	3.4	112	4.4	264	4.1	211
8	Прохоркино	3.1	98	3.0	82	2.5	45	3.1	93	3.0	83
9	Пудино	2.7	62	3.3	105	2.1	27	3.2	99	2.8	66
10	Старица	2.9	77	3.5	125	2.5	44	3.5	129	3.1	89
11	Кёнга	2.1	30	2.7	58	1.6	12	2.7	60	2.3	37
12	Каргасок	4.1	225	4.5	274	3.7	145	4.6	302	4.1	211
13	Парабель	3.8	180	4.4	257	3.1	85	4.2	230	3.9	182
14	Бакчар	3.6	146	4.0	187	2.9	69	4.2	223	3.6	139
15	Напас	2.4	46	3.1	90	2.2	31	2.9	76	2.7	61
16	Чаинское	2.7	62	3.1	87	2.2	30	3.3	109	2.8	66
17	Подгорное	3.5	135	3.3	105	2.7	56	3.7	153	3.3	107
18	Березовка	2.3	40	3.0	82	2.1	27	2.9	76	2.6	54
19	Колпашево	3.8	180	4.2	223	3.1	85	4.5	283	3.8	168
20	Молчаново	4.0	200	4.2	216	3.0	76	4.5	274	3.9	176
21	Кривошеино	4.1	216	4.6	284	3.4	110	4.8	333	4.2	220
22	Кожевниково	3.7	159	3.8	160	2.6	50	4.2	223	3.6	139
23	Ванжиль – Кынак	1.9	23	2.5	48	1.7	15	2.3	38	2.1	29
24	Брагино	2.9	77	2.8	65	1.9	20	3.2	99	2.7	59
25	Палочка	3.1	98	3.3	109	2.2	31	3.5	134	3.0	83
26	Томск	4.8	346	4.1	201	3.0	76	4.8	333	4.1	205
27	Белый Яр	3.8	180	3.7	153	2.8	63	4.1	214	3.6	143
28	Батурино	3.0	85	3.1	87	2.3	35	3.6	141	3.0	81
29	Первомайское	2.9	77	3.3	105	2.3	35	3.5	129	3.0	81
30	Степановка	2.3	40	2.5	48	1.8	17	2.6	55	2.3	38
31	Максимкин Яр	3.4	129	3.6	141	2.7	57	3.8	171	3.4	121
32	Усть – Озерное	2.4	46	2.7	60	2.0	24	2.8	69	2.5	48
33	Тегульдет	2.6	56	3.3	105	1.6	12	2.9	74	2.4	42
34	Тутало–Чулым	2.8	69	2.8	65	2.0	23	3.1	90	2.7	59

Примечание: $V_ф$ – средняя скорость ветра на высоте флюгера.

Сезоны, указанные в таблице, не совпадают с календарными, но являются однородными по ветровому режиму [19]: зима (декабрь, январь, февраль), весна (март, апрель, май июнь), лето (июль, август, сентябрь), осень (октябрь, ноябрь).

Максимумы удельной мощности соответствуют переходным сезонам. Основной минимум относится к летнему периоду, а вторичный – к зимнему.

Территориально распределение удельной мощности может характеризоваться двумя зонами: южная часть и пойма реки Оби – здесь P изменяется в среднем за год в пределах 150…200 Вт/м^2, а на остальной территории области удельные мощностные показатели не превышают 100 Вт/м^2.

Карта–схема распределения среднегодовой удельной мощности ветра на территории Томской области приведена на рис. 3 [19]. Приведенные характеристики ветроэнергетического потенциала соответствуют высоте флюгера, равной 10 м.

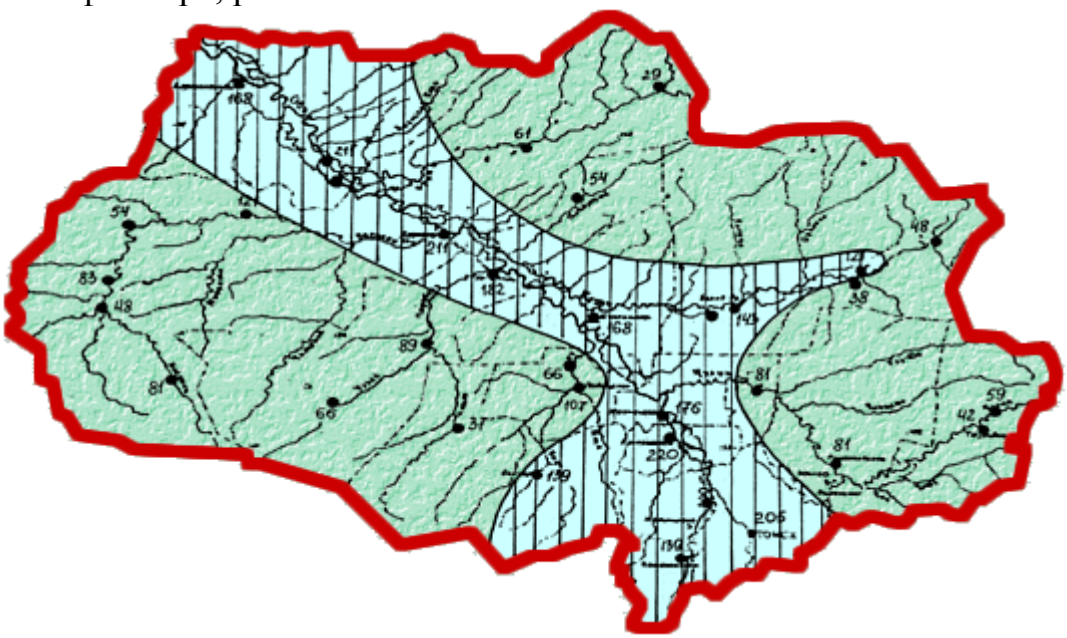


Рис. 3. Среднегодовая удельная мощность ветра (Вт/м^2)

Для оценки ветрового потенциала территории, в частности валового, может быть использована следующая методика [18]. 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

$$W_{\text{в}} = P \cdot T \cdot \frac{S}{20} = \frac{1}{40} \rho TS \cdot \sum_{i=1}^{n} V_i^3 \cdot t_i$$

или

$$W_{\text{в}} = \frac{1}{40} \rho TS \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV,$$

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 $S_{\text{т}}$, пригодной для использования ветровой энергии, равна $S_{\text{т}} = qS$, где q – коэффициент, зависящий от конкретного региона.

Фактически $S_{\text{т}}$ – 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 $P(V) = \frac{\pi}{8} D^2 \rho V^3 \cdot \eta(V)$,

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

Среднестатистическое значение мощности определяется как

$$P_{\text{ср}} = \frac{\pi}{8} D^2 \rho \sum_{i=1}^{n} V_i^3 \eta(V_i) \cdot t_i$$

или в интегральной форме

$$P_{\text{ср}} = \frac{\pi}{8} D^2 \rho \int_0^{\infty} V^3 \eta(V) \cdot f(V) dV.$$

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 Sт можно разместить $S_т/(20D)^2$ установок, позволяющих получить за год (T = 8760 ч/год) энергию, равную

$$\text{W}_\text{т} = \frac{P_{\text{ср}}}{1000} \cdot T \cdot \frac{S_\text{т}}{(20D)^2} \left[\text{кВт} \cdot \text{ч/год}\right],$$

или

$$W_\text{т} = \frac{\pi}{8000} D^2 \rho \sum_{i=1}^{n} V_i^3 \eta(V_i) \cdot t_i \cdot T \frac{S_\text{т}}{(20D)^2} \left[\text{кВт} \cdot \text{ч/год}\right].$$

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

$$W_\text{т} = \frac{P_{\text{ср}}}{1000} \cdot T \cdot \frac{S_\text{т}}{100\, D^2}$$

или, с учетом градаций ветра V_i,

$$W_\text{т} = \frac{\pi}{8000} D^2 \rho \sum_{i=1}^{n} V_i^3 \eta(V_i) \cdot T \frac{S_\text{т}}{100\, D^2}.$$

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

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:

$$P = \rho g Q H = 9810 \mathrm{QH} \text{ [Вт]},$$

где ρ – 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

$$W_l = 9{,}81 QHT \text{ [ккВ} \cdot \text{ч]}.$$

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

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_1 + Q_2}{2},$$

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. 4 приведен продольный профиль одной из малых рек Томской области [19].

Расчет продольного профиля водотока как правило производится с помощью топографических карт масштаба не менее 1:100 000 [19]. Расчет расхода воды в каждом характерном створе может проводиться различными способами. Очевидный вариант – обработка многолетних наблюдений. Если таких данных нет, то следует использовать карты ис-



Рис. 4. Продольный профиль реки Киевский Еган

следуемой территории масштаба 1:100000 с изолиниями модулей среднегодового стока M [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 [18].

Обычно водность рек, а с ней и гидроэнергетический потенциал сильно меняется по сезонам и месяцам. В частности для Томской области выделяются три гидрологических сезона: весеннее половодье, летне-осенний сезон и зимняя межень [19]. 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 Томской области, 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 % [19].

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, уменьшенный на величину потерь гидроэнергии в процессе ее преобразования в электроэнергию на ГЭС, а также потери от неиспользуемых участков водотока, различные потери 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 микроГЭС, 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 гидроэнергоус-

тановок 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.

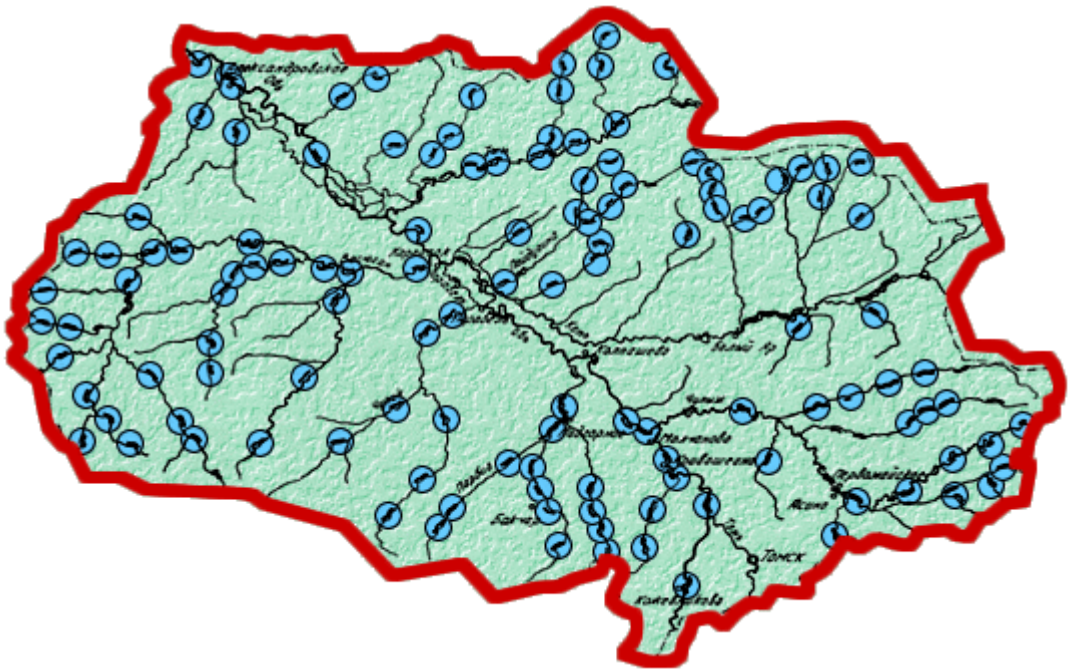


Рис. 5. Карта-схема аномальных уклонов рек

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. Например, на рис.

4 показано изменение уклона русла реки Киевский Еган по ее продолжительности [19].

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.

В качестве примера, на рис. 5 показаны аномальные уклоны рек Томской области [19]. Выделенные участки потенциально пригодны для размещения гидроэнергетических установок.

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 [20]. Эта величина больше, чем мощность Красноярской ГЭС.

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

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

$$B = S' + D + E_{\text{о}} - R_{\text{к}} - E_{\text{з}}$$

или

$$B = Q - R_{\text{к}} - E_{\text{эф}},$$

где S' – прямая солнечная радиация на горизонтальную поверхность; D – рассеянная солнечная радиация; $R_{\text{к}}$ – отраженная коротковолновая радиация; $E_{\text{о}}$ – противоизлучение атмосферы; $E_{\text{з}}$ – излучение земной поверхности; Q – суммарная солнечная радиация; $E_{\text{эф}} = E_{\text{з}} - E_{\text{о}}$ – эффективное излучение.

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

$$S' = S \cdot \sin h,$$

где h – высота солнца над горизонтом.

Рассеянная солнечная радиация поступает на поверхность земли от всех точек небесного свода за исключением диска солнца и околосолнечной зоны радиусом 5^o. 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 $м^2$ – $кВт \cdot ч/м^2$.

Наиболее полной энергетической характеристикой солнечного излучения является суммарная солнечная радиация:

$$Q = S' + D.$$

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

В случаях недостаточного количества актинометрических станций в регионе, для расчетного определения прихода солнечного излучения разработаны соответствующие методики [18] и расчетные формулы

$$Q = Q_o \left(a + в \cdot \frac{t_C}{t_O} \right),$$

где Q – суммарная интенсивность солнечного излучения на горизонтальную поверхность за определенный период времени [$кВт \cdot ч/м^2$]; Q_o – суммарное солнечное излучение при безоблачном небе за рас-

сматриваемый временной интервал; a, $в$ – эмпирические коэффициенты; t_c [ч] – эмпирическая продолжительность солнечного сияния за выбранный период времени; t_o [ч] – астрономическая возможность времени солнечного сияния на данной широте [18].

Распространенным методом описания поля суммарной радиации является полиномиальная аппроксимация. Метод основан на описании участка поля метеорологической величины (T) в окрестностях точки полиномом первого порядка

$$T(x, y) = A_0 + A_1 \cdot x + A_2 \cdot y \,,$$

где x и y – декартовы координаты локальной системы, причем ось x направлена на восток, а ось y на север, координаты задаются в сотнях километров; A_0, A_1, A_2 – весовые коэффициенты. Для их вычисления применяется метод наименьших квадратов, подробно изложенный во многих работах [14, 19].

Суть метода наименьших квадратов состоит в следующем: наилучшими коэффициентами аппроксимации или выравнивания считаются те, для которых сумма квадратов невязок будет минимальной.

$$S(A_0, A_1, A_2) = \sum_{i=1}^{N} \left[f(x_i, y_i; A_0, A_1, A_2) - T_i \right]^2 = \min.$$

Необходимое условие минимума функции многих переменных заключается, как известно, в том, что все её частные производные должны равняться нулю. Отыскав частные производные по A_0, A_1, A_2 и приравнивая их к нулю, получим систему уравнений с тремя неизвестными:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial f}{\partial A_0} = 2 \cdot \sum\limits_{i=1}^{N} (A_0 + A_1 \cdot x_i + A_2 \cdot y_i - T_i) = 0 \\ \dfrac{\partial f}{\partial A_1} = 2 \cdot \sum\limits_{i=1}^{N} (A_0 + A_1 \cdot x_i + A_2 \cdot y_i - T_i) \cdot x_i = 0 \\ \dfrac{\partial f}{\partial A_2} = 2 \cdot \sum\limits_{i=1}^{N} (A_0 + A_1 \cdot x_i + A_2 \cdot y_i - T_i) \cdot y_i = 0 \end{cases}$$

Неизвестные коэффициенты A_0, A_1, A_2, характеризующие поле величины T, находятся решением системы линейных уравнений, в которых N – число влияющих станций, выбранных для расчета полей характеристик солнечной радиации. Суммирование прямоугольных координат локальной системы x и y ведется по всем станциям.

Координаты x и y определяются по формулам

$$x = a \cdot \cos \varphi \cdot (\lambda - \lambda_0); \quad y = a \cdot (\varphi - \varphi_0),$$

где x и y – прямоугольные координаты в сотнях километров; φ и λ – широта и долгота станции в градусах; φ_0 и λ_0 – координаты начала локальной прямоугольной системы координат в градусах; φ – средняя широта исследуемого района в градусах; a – коэффициент, равный 111,2 км/градус, соответствующий средней длине одного градуса дуги меридиана.

Выше приведенные формулы, хотя и являются приближенными, но для умеренных широт дают хорошие результаты для площадей, поперечник которых не превышает 2000…3000 км [19].

Аналитическое представление осредненных полей средних месячных величин в виде полинома позволяет оценить их горизонтальное распределение. Физический смысл весовых коэффициентов предельно прост и заключается в следующем: A_0 – характеризует месячные значения метеорологической величины в начале координат ($x = 0, y = 0$); A_1 – показывает изменение этой величины в направлении с запада на восток на 100 км, знак минус означает понижение её с запада на восток; A_2 – показывает изменение величины с юга на север на 100 км, знак минус соответствует понижению её с увеличением широты местности.

При оценке потенциальных гелиоэнергоресурсов важно учитывать следующие климатические характеристики:

1) средние многолетние месячные и годовые суммы суммарной радиации Q;

2) процентное соотношение прямой солнечной радиации в общей сумме Q. Прямая радиация, поступающая на приёмную поверхность солнечной установки, может преобразовываться в тепловую или электрическую энергию;

3) экстремальные месячные суммы Q;

4) среднеквадратичное отклонение месячных и годовых сумм Q;

5) средние многолетние суточные суммы Q по месяцам;

6) экстремальные суточные суммы Q по месяцам при реальных условиях облачности;

7) среднеквадратичное отклонение суточных сумм Q;

8) средние многолетние суммы Q за часовые интервалы;

9) средние многолетние значения интенсивности Q по срокам;

10) коэффициент вариации (%) суточных и месячных сумм Q;

11) продолжительность светового дня, когда могут работать гелиоустановки;

12) средняя месячная и годовая продолжительность солнечного сияния;

13) повторяемость непрерывной продолжительности солнечного сияния более 6 ч;

14) отношение фактической продолжительности солнечного сияния к возможной;

15) средняя продолжительность солнечного сияния за день с солнцем;

16) число дней без солнца;

17) средние многолетние месячные и годовые значения коэффициента прозрачности атмосферы;

18) среднее многолетнее месячное и годовое количество общей и нижней облачности;

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

Для измерения прямой солнечной радиации на актинометрических станциях используются приборы-актинометры. Рассеянная и отраженная радиация измеряется универсальным пиранометром. Радиационный баланс – балансометром.

Приход солнечной радиации к земной поверхности зависит от многих факторов:

1) от широты места;
2) от времени года и суток;
3) от прозрачности атмосферы;
4) от облачности;
5) от характера подстилающей поверхности;
6) от высоты места над уровнем моря;
7) 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.

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

$$h_{max} = 90° - \varphi + 23{,}5°,$$

где φ – широта места.

Наименьшая высота Солнца – в день зимнего солнцестояния

$$h_{min} = 90° - \varphi - 23{,}5°.$$

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 облачности, 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.

В качестве примера обработки статистических наблюдений облачности над территорией Томской области приведем полиномиальную зависимость первой степени, отражающую среднегодовое значение общей облачности в баллах

$$N = 6{,}76 + 0{,}02 \cdot x - 0{,}03 \cdot y.$$

Коэффициент 6,76 характеризует среднее годовое количество облаков в баллах (в начале локальной системы координат). Коэффициент при x показывает, что общая облачность за год имеет тенденцию к увеличению на 0,02 балла на 100 км с запада на восток. Коэффициент при y характеризует уменьшение среднего балла общей облачности на 0,03 балла с юга на север. Общий градиент увеличения облачности направлен с северо-запада на юго-восток Томской области.

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.

Пример районирования региона – Томской области по гелиоэнергетическим ресурсам в виде карты с нанесенными зонами потенциальной энергии солнечного излучения приведен на рис. 6.

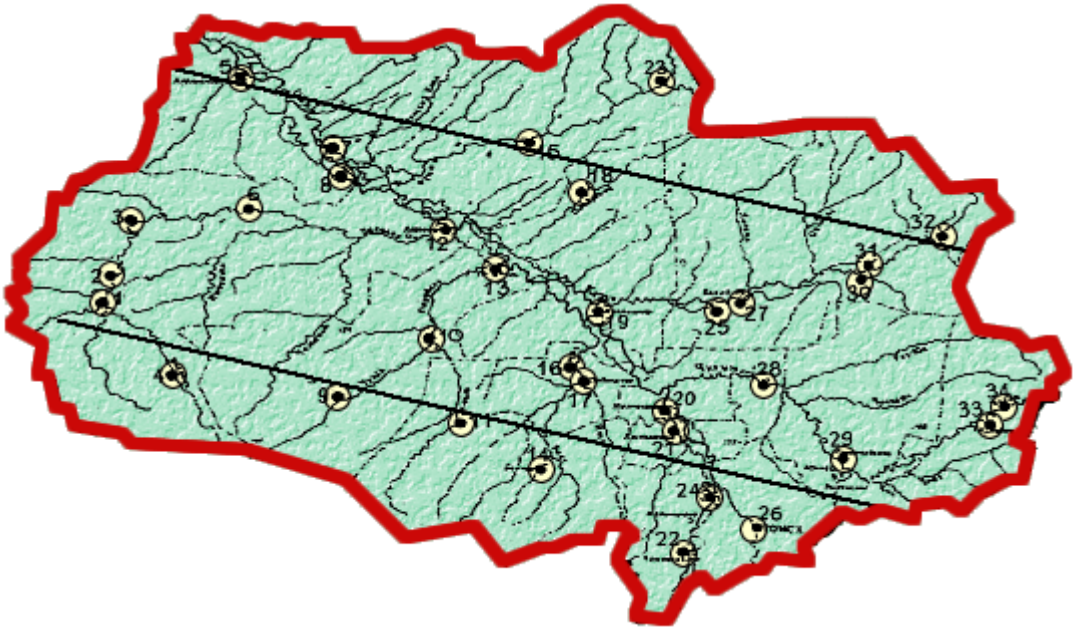


Рис. 6. Потенциальные гелиоэнергетические ресурсы (кВт·ч/м^2 год) Томской области

По потенциальным возможностям поступления солнечной радиации в пределах Томской области можно выделить следующие зоны [19]:

I – юго-западная часть Томской области. Средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность составляют 1100–1200 кВт·ч/м^2 при средних значениях облачности, прозрачности атмосферы и открытости горизонта. Эти условия обеспечивают стабильную эксплуатацию гелиосистем.

II – центральная часть Томской области. Среднее значение энергетических ресурсов за год составляет 1000–1100 кВт·ч/м^2, что в основном удовлетворяет требованиям эксплуатации малых и средних гелиосистем.

III – северо-восточная часть Томской области. Потенциальные гелиоресурсы составляют 900–1000 кВт·ч/м^2. В этом районе условия неблагоприятны для использования крупных и средних гелиосистем.

Приведенные характеристики потенциальных гелиоэнергетических характеристик являются интегральными, что не позволяет отражать ряд микроклиматических особенностей, которые могут оказывать на них определенное влияние.

Оценки гелиоэнергетических ресурсов получены для горизонтально расположенной приемной поверхности солнечной батареи. Простейшим способом увеличения коэффициента полезного действия гелиоустановок является ориентация их приемных поверхностей на юг под углом 45…50 ^{o}, что позволяет повысить эффективность преобразования солнечной энергии на 15…20 %.

Изучение распределения мощности солнечного излучения по месяцам позволило сделать вывод, что эффективная работа солнечных энергоустановок в северной и центральной частях Томской области до широты 58 ^{o} продолжается с апреля по август. В более южных районах период их эффективной работы увеличивается с марта по сентябрь. В остальные месяцы из-за малой высоты солнца над горизонтом и ослабления солнечного излучения атмосферой эффективность использования гелиоприемников падет в 4…5 раз.

Таким образом, Томская область характеризуется довольно широкими возможностями для применения солнечных энергоустановок сезонного типа, особенно в сельской местности.

В целом, солнечная энергия характеризуется максимальной простотой использования и повсеместным распространением. Эти обстоятельства определяют гелиоэнергетику как одно из наиболее перспективных направлений развития возобновляемой энергетики.

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 гидрогео-



термальной 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.

Очевидно, большей энергетической ценностью обладают высокопотенциальные воды рифтовых и вулканических районов. К сожалению, доля этих высокотермальных вод в общем гидрогеотермическом балансе для России не превышает 5…7 %. Основные запасы гидротермальных ресурсов связаны с пластовыми артезианскими бассейнами [18].

Развитие технологий геотермальной энергетики приводит к постепенному 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.

Пример районирования территории по основному энергетическому показателю подземных вод – температуре показан на рис. 7.

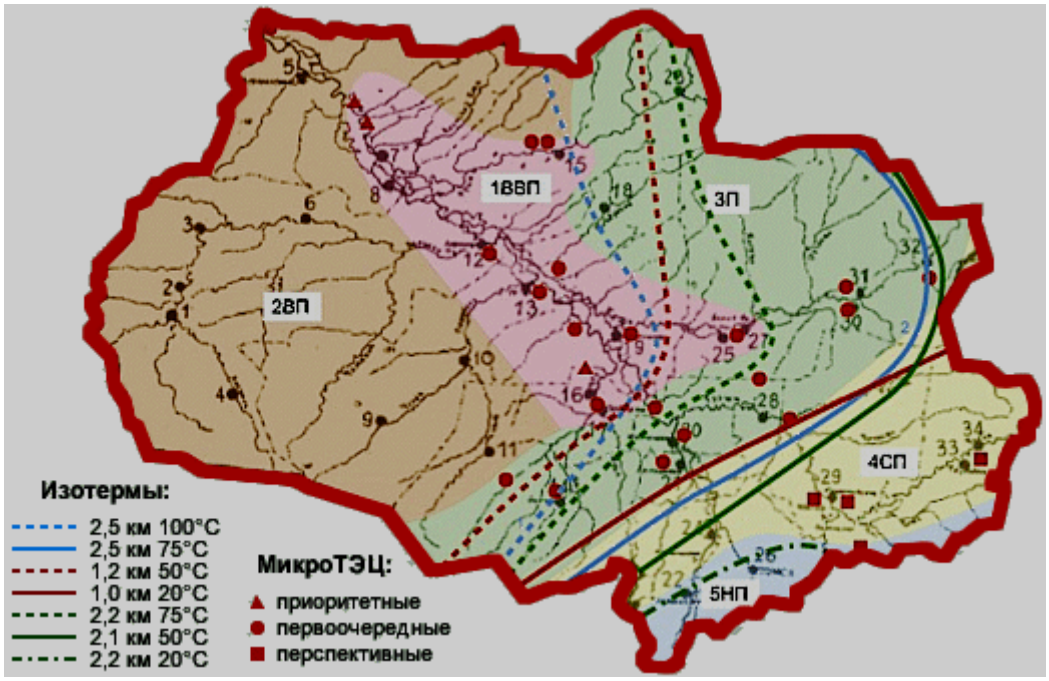


Рис. 7. Распределение гидротермальных запасов по Томской области

Крупнейшими запасами термальных вод, достигающими 70 % общих российских запасов, обладает Западно-Сибирский нефтегазоводоносный мегабассейн. До 40…50 % геотермальных ресурсов этого мегабассейна сосредоточены на территории Томской области. Термальные воды находятся здесь на доступной глубине 1…4 км и обладают колоссальным энергетическим потенциалом.

По своим энергетическим характеристикам геотермальные воды Томской области относятся к низкопотенциальным и среднепотенциальным и могут применяться не только для теплофикации объектов, но и для производства электроэнергии.

Наибольшим геотермальным потенциалом обладает центральная

часть Томской области, на которой расположены многие населенные пункты: Колпашево, Белый Яр, Подгорное, Парабель, Каргасок, Чажемто, Инкино, Нарым, Большая Грива, Назино, Лукашкин Яр и др. На этой территории пробурено значительное количество нефтепоисковых скважин, выводивших на поверхность термальные воды с температурой на устье до 66 ^{o}C.

Наличие значительных запасов гидрогеотермических ресурсов, большого количества действующих или временно законсервированных водозаборных сооружений, мощной научно-методической базы и богатого практического опыта, а также высокого спроса на энергию позволяет незамедлительно приступать к широкому использованию геотермальной энергии в Томской области. Уже сегодня можно выбрать оптимальные технологии и обозначить первоочередные энергетические объекты, как, например, это показано на рис. 7. Энергоэффективность таких объектов следует ожидать достаточно высокой ввиду стабильности параметров энергоносителя, безопасности использования и практически неограниченных запасов термальных вод.

1.6. Энергия биомассы

К понятию биомассы относят различные сырьевые энергоресурсы растительного происхождения: древесину лесов, торф, отходы сельскохозяйственного производства и т. д. В условиях России децентрализованные электроэнергетические зоны, как правило, обладают значительными ресурсами леса и торфа, многократно превышающими другие виды биомассы. Поэтому, 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. Соответственно, запасы торфа – по разведанным и учтенным месторождениям этого сырья в регионе.

Для типичного Российского региона с децентрализованными энергетическими зонами – Томской области – энергетическая оценка ежегодных объемов древесного топлива приведена в таблице 8.

Из таблицы видно, что теплотворная способность получаемых в результате лесозаготовок по главному пользованию дров аналогична 3,5 млн. тонн угля Кузнецкого бассейна, причем топлива, не содержащего серы.

Таблица 8

Энергетическая оценка ежегодного объема древесного топлива в Томской области

Группа пород	Масса топлива, кг	Теплотворная способность, Дж/кг	Общая теплотворная способность, Дж
Хвойные	$10102 \cdot 10^5$	$13523 \cdot 10^3$	$1366 \cdot 10^{13}$
Лиственные	$69656 \cdot 10^5$	$13230 \cdot 10^3$	$9215 \cdot 10^{13}$
Всего	$79758 \cdot 10^5$		$10581 \cdot 10^{13}$

Объем возможного количества ежегодно получаемых дров не ограничивается рубками главного пользования. В процессе ухода за лесом, санитарных и прочих рубок возможно получение 2 млн. $м^3$ дровяной древесины с теплотворной способностью $26 \cdot 10^{15}$ Дж.

Таким образом, речь идет о значительном энергетическом источнике, источнике неисчерпаемом, экологически чистом и в этом плане несравнимом ни с нефтью, ни с газом.

Торф является одним из широко распространенных твердых горючих ископаемых. Россия обладает наибольшими запасами торфа, прогнозная величина которых превышает $180 \cdot 10^9$ тонн [19].

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 таблице 9.

Томская область занимает второе место по запасам торфа после Тюменской области. На ее территории выявлено и учтено на 1994 год 1340 торфяных месторождений практически во всех районах.

Таким образом, такие виды биотоплива как древесина и торф широко распространены в России 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.

Таблица 9

Теплота сгорания топлива

Топливо	Содержание водорода в горючей массе, %	Содержание в рабочем топливе, %		Теплота сгорания, МДж/кг/ккал/кг	
		влаги	золы		
Бензин	15,0	0	0	47,35/11300	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
Бурый уголь	5,2	17	25	16,88/4029	15,80/3771
Торф:					
фрезерный	6,0	50	6	10,35/2470	8,51/2031
кусковой	6,0	40	7	12,44/2969	10,73/2561
брикет	6,0	20	6	20,53/4899	17,01/4060
Дрова	6,0	40	0,6	12,03/2871	10,22/2439

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:

- Федеральный закон об энергосбережении № 28-ФЗ от 03.04.96 г.
- Правила пользования электрической энергией.
- Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении РД 34.09.101-97.
- Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения ГОСТ 131.09-97.
- Порядок установления показателей энергопотребления и энергосбережения в документации на продукцию и процессы ГОСТ Р50-605-89-94.

В существующей нормативно-правовой и методической базе отсутствуют или недостаточно проработаны требования к малой энергетике, децентрализованным системам электроснабжения, основанным на использовании автономных энергоустановок, в том числе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

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 $V_{\text{ср}}$ (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:

$$З = \frac{p_{\text{н}} K + C}{P},$$

P – установленная мощность объекта электроснабжения (кВт); K – общие капиталовложения (руб):

$$K = K_{\text{уст}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{стр}},$$

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

$p_{\text{н}} = \frac{1}{T}$ – нормативный коэффициент рентабельности, где T – экономический срок службы оборудования (лет).

C – общие годовые эксплутационные расходы (руб):

$$C = C_{\text{экс}} + C_{\text{рем}} + C_{\text{топ}} + C_{\text{д.топ}},$$

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

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{эл}} = \frac{p_{\text{н}} K + C}{W}, \text{ руб/кВт·ч,}$$

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 климата 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 «экологический» 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 комплектующих и оборудования, выпускаемого ведущими российскими предприятиями, Государственные элементные сметные нормы (ГЭСН) на строительные и монтажные работы.

Данная методика может быть использована с учетом двух основных положений.

Во-первых, технические и экономические показатели, используемые в данной методике, приняты на сегодняшний день, и в последствии 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.

Вопросы для самопроверки

1. Способы классификации возобновляемых источников энергии.
2. Поясните понятия; валовый, технический, экономический потенциал возобновляемых энергоресурсов.
3. Охарактеризуйте достоинства и недостатки возобновляемых источников энергии.
4. Сформулируйте основные причины, по которым требуется согласование режимов работы энергоустановок возобновляемой энергетики с потребителем.
5. Приведите примеры основных схемных решений согласования возобновляемых источников эгергии с потребителями.
6. Назовите основные энергетические характеристика ветра.
7. Каким образом определить ветроэнергетический потенциал территории?
8. Как подсчитать мощность водотока на конкретном участке русла?
9. Какие факторы являются определяющими для использования гидроэнергии в целях производства электроэнергии?
10. Назовите составляющие энергетического баланса солнечного излучения.

11. Энергетические характеристики солнечного излучения.
12. Факторы, влияющие на энергию солнечного излучения.
13. Классификация гидрогеотермальных энергоресурсов.
14. Достоинства и недостатки геотермальной энергетики.
15. Назовите факторы, определяющие энергетический потенциал биомассы.
16. Охарактеризуйте критерии оценки эффективности электроснабжения потребителей от энергоустановок возобновляемой энергетики.
17. Назовите факторы, определяющие конкурентноспособность возобновляемой энергетики с традициолнными электростанциями.

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. Суммарная установленная мощность крупных ветроэнергетических установок (ВЭУ) в мире оценивается сегодня в 44000 МВт [24]. Единичная мощность наиболее крупных ветряных установок превышает 1 МВт. Во многих странах появилась даже новая отрасль – ветроэнергетическое машиностроение. Мировыми лидерами в ветроэнергетике являются США, Германия, Нидерланды, Дания, Индия и т. д. [24, 25]. В частности, Германия планирует к 2030 году производить при помощи ветра до 30 % всей электроэнергии страны.

Достаточно широкое распространение ветроэнергетических установок объясняется их относительно невысокими удельными капиталовложениями по сравнению с другими возобновляемыми энергоисточниками.

В России к началу нынешнего века использовалось около двух с половиной тысяч ветряков общей мощностью миллион киловатт. После 1917 года ветряные мельницы остались без хозяев и постепенно разрушились. Однако интерес к ветроэнергетике не исчезал и, иногда, предпринимались попытки использовать энергию ветра на научной и государственной основе. В 1931 году в районе Ялты была построена крупнейшая для своего времени ветроустановка на 100 кВт. В СССР разработкой ВЭУ небольшой мощности занималось НПО «Ветроэн» с производственными мощностями в г. Астрахани и г. Фрунзе.

В настоящее время в России возникли новые организации, занимающиеся ветроэнергетикой, постепенно налаживается сотрудничество с зарубежными партнерами. Созданы отечественные образцы ВЭУ мощностью до 100 кВт, например ВЭУ «Радуга» [8]. Однако недостаточный объем финансирования научных и опытно-конструкторских разработок не способен обеспечить не только развитие, но и поддержку научно-технического уровня, достигнутого в данной сфере.

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 ρ и скорость V равна [26]:

$$W = \rho \frac{V^3 S}{2}.$$

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

Электрическая мощность генератора ветроэнергетической установки может быть определена по формуле:

$$P_{\text{эл}} = \pi \rho V^3 \frac{R^2}{2} \xi \eta ,$$

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 перпендикулярен 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 ре-

зервных 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 $Z = 6…9$.

Изменчивость энергии ветра требует в составе ветроэлектростанции буферное устройство, в качестве которого обычно используется аккумуляторная батарея. Поскольку аккумуляторная батарея имеет напряжение кратное 12 В, то генератор ВЭУ должен выполняться на соответствующее напряжение постоянного тока. Современным решением конструкции генератора ветроэлектростанции малой мощности является безредукторный многополюсный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов и полупроводниковым выпрямителем выходного напряжения якорной обмотки. Для стабилизации генерируемого напряжения и обеспечения оптимального режима зарядки аккумуляторных батарей предусматривается регулятор напряжения.

Получение переменного напряжения стандартных параметров осуществляется с помощью автономного инвертора, содержащего повышающий трансформатор.

Общий вид структурной схемы ВЭС, предназначенной для автономного электроснабжения потребителей переменным напряжением стандартных параметров показан на рис. 8.

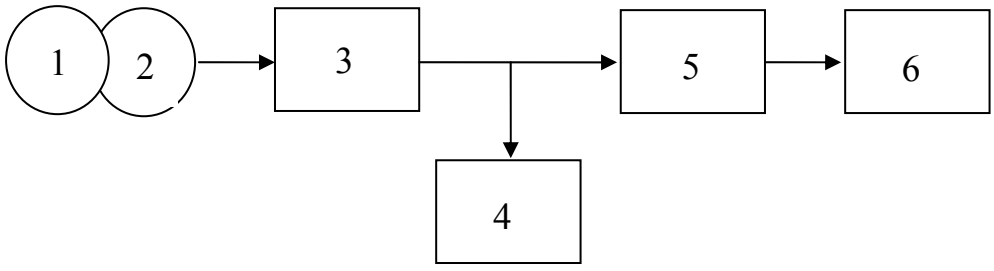


Рис. 8. Структурная схема автономной ВЭС: 1 – ветродвигатель; 2 – генератор; 3 – выпрямительно-зарядное устройство; 4 – аккумуляторная батарея; 5 – автономный инвертор; 6 – электрические нагрузки станции

Использование в современных конструкциях ВЭС быстроходных ветродвигателей позволяет исключить из состава ветроагрегата повышающий редуктор и улучшить тем самым массо-габаритные, стоимостные и эксплуатационные характеристики энергоустановки.

Частота вращения ветроколеса в номинальном расчетном режиме достигает сотен оборотов в минуту, что позволяет использовать безредукторные генераторы. Чем больше число лопастей рабочего колеса, их ширина и угол поворота лопастей относительно плоскости вращения, тем при прочих равных условиях, быстроходность двигателя ниже. Обычно быстроходность ветроколеса характеризуется числом модулей:

$$Z = \frac{\omega R_{\text{вн}}}{V},$$

где ω – угловая частота вращения ветродвигателя; $R_{\text{вн}}$ – радиус ветроколеса.

Типовые рабочие характеристики момента на валу ветродвигателя крыльчатой конструкции в зависимости от скорости ветра и частоты вращения показаны на рис. 9. Основными параметрами рабочей харак-

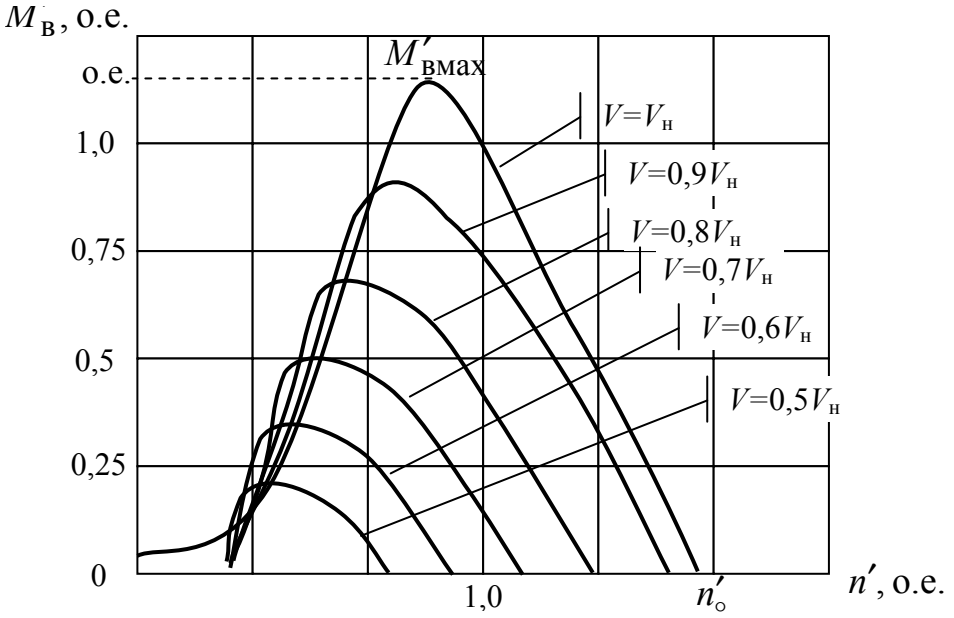


Рис. 9. Типовые зависимости момента ветродвигателя от скорости ветра V и частоты вращения n

теристики ветродвигателя, при постоянной скорости ветра, являются номинальный относительный момент $M'_{\text{в}} = \frac{M_{\text{в}}}{M_{\text{вн}}} = 1$, который развивает ветроколесо при нормальном числе модулей Z и, соответственно, номи-

нальной относительной частоте вращения $n' = 1$; $M'_{\circ}$ – начальный относительный момент, развиваемый ветроколесом при трогании; $M'_{\text{вмах}}$ – максимальный момент ветродвигателя; предельная синхронная частота вращения $n'_{\circ}$ и синхронное число модулей Z_0 для данного ветра, при которых $M'_{\text{в}} = 0$. По номинальным значениям $M_{\text{вн}}$, $n_{\text{н}}$, $V_{\text{н}}$, $Z_{\text{н}}$ ветродвигатель рассчитывается на длительный режим работы.

С уменьшением скорости ветра максимумы кривых $M'_{\text{в}} = f(n)$ уменьшаются, и все кривые смещаются в сторону уменьшения частоты вращения.

Режим работы ветроэлектростанции под нагрузкой графически определяется наложением на характеристики ветродвигателя аналогичных характеристик генератора с его электрической нагрузкой. Принципиально возможна работа ветрогенератора в двух режимах: с постоянной частотой вращения и с переменной частотой. Работа энергоблока с переменной частотой вращения более эффективна, поскольку может обеспечить максимальный объём мощности при любой скорости ветра. Этот режим графически соответствует характеристике генератора, пересекающей зависимости $M'_{\text{в}} = f(n')$ в точках близких к их максимумам. Режим с постоянными оборотами не может обеспечить столь же эффективную работу ветроэлектростанции при переменной скорости ветра. Это обстоятельство определяет наличие инвертора в составе энергетического оборудования современных ВЭС, работающих, как правило, в режиме переменных оборотов.

Конструкция собственно ветродвигателя сегодня, особенно для ВЭС небольшой мощности, либо вообще не предусматривает устройств регулирования частоты вращения, либо они предусматривают только ограничение развиваемой мощности при превышении скорости ветра расчетных номинальных значений. Вышесказанное не распространяется на системы аварийного вывода ветроколеса из-под ветра, достигшего предельных буревых значений.

Таким образом, мощностные характеристики ветроэлектростанции в зависимости от скорости ветра имеют вид, представленный на рис. 10.

На рис. 10 $V_{\min}$ – минимальная или пусковая скорость ветра, $V_{\text{н}}$ – номинальная расчетная скорость ветра для ВЭС с аэродинамическим регулированием и $V_{\max}$ – максимальная буревая рабочая скорость ветра.

Аэродинамическое регулирование, осуществляемое чаще всего с использованием специального оперения ветроголовки или за счет изменения угла поворота лопастей ветродвигателя, обеспечивает ограниче-

ние генерируемой мощности и, соответственно, частоты вращения ВЭС на скоростях ветра в диапазоне $V_н \ldots V_{max}$. Энергоэффективность преобразования энергии ветра в электроэнергию, при этом, ухудшается.

В настоящее время получают распространение ВЭС без аэродинамического регулирования, которые в максимальной степени используют всю энергию ветра в рабочем диапазоне его скоростей. Частота вращения ветрогенератора, при этом, изменяется в большем диапазоне,

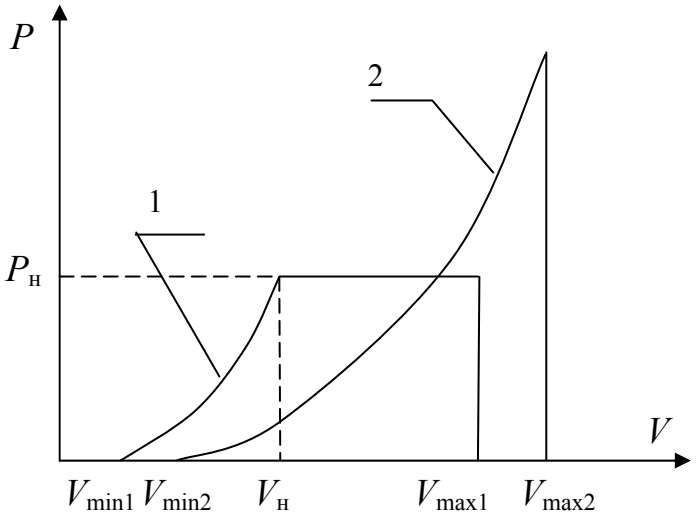


Рис. 10. Мощностные характеристики ветроэлектростанции:
1 – с аэродинамическим регулированием;
2 – без аэродинамического регулирования

что накладывает соответствующие требования к прочности элементов конструкции ветродвигателя и генератора. Коэффициент использования энергии ветра и суммарный коэффициент полезного действия ветроагрегата в этом случае максимальны. Расчеты, подтвержденные практическими результатами, показывают, что работа ВЭС с переменной частотой вращения позволяет производить на 20…30 % электроэнергии больше, чем при работе с аэродинамической стабилизацией оборотов ветродвигателя [27].

В качестве генераторов в ветроэлектростанциях применяются как синхронные, так и асинхронные машины. В большинстве современных конструкций ВЭС небольшой мощности используются синхронные генераторы с магнитоэлектрическим возбуждением [25]. Для повышения прочности вращающихся частей генератора и обеспечения его энергоэффективности при малых оборотах приводного ветродвигателя находят применение обращенные конструкции электрических машин: корпус с магнитами вращается вокруг неподвижного якоря. Обычно частота вращения агрегатов безредукторных ВЭС находится в диапазоне до нескольких сотен оборотов в минуту. Анализ режимов работы распро-

страненных типов ВЭС мощностью 5…30 кВт [25] позволил установить, что диапазон изменения частоты вращения ветродвигателя изменяется в 3 и более раз, а развиваемая им мощность в 30…40 раз. Эти условия накладывают определенные требования к выбору параметров электромашинного генератора. Известно, что частота вращения автономного генератора является фактором, определяющим его мощность и массо-габаритные показатели. С увеличением частоты вращения происходит уменьшение относительного веса и габаритов, что удешевляет энергоустановку. Так же известно, что в электрических машинах происходит перераспределение потерь, определяющих их тепловой режим. При повышении частоты вращения потери в меди сокращаются, а в стали возрастают. Одновременно усиливается эффективность охлаждения, особенно для генераторов с встроенным вентилятором на общем валу или при естественном охлаждении ветрогенератора.

Указанные особенности режимов работы ВЭС определяют задачу оптимального выбора габаритной мощности генератора, работающего в широком диапазоне частот вращения.

Очевидным условием для определения мощности генератора является постоянство теплового режима статорной обмотки при изменении частоты его вращения и, соответственно, снимаемой мощности.

Ротор генератора с увеличением частоты обычно не перегревается, поскольку намагничивающая сила не возрастает, а интенсивность охлаждения увеличивается.

В литературе [28,29] показаны возможности повышения мощности синхронных генераторов при увеличении частоты их вращения относительно номинальных значений. Там же приведены аналитические выражения, связывающие частоту f с соответствующей мощностью генератора $P_{\text{г}}$. В частности, мощность генератора с регулируемым возбуждением, обеспечивающим постоянство выходного параметра $U = 1$ о. е., определяется как

$$P_{\text{г}} = \sqrt{(1+в)\frac{f^{-0,74} - f^{-0,4}(1-f^{-1,6}) - (1-a)f^{-2}}{(в+f^{1,5})a}}.$$

Для режима генератора $U = f$, например, с возбуждением от постоянных магнитов мощность равна

$$P_{\text{г}} = f\sqrt{(1+в)\frac{f^{-0,74} + б(1-f^{-1,6}) - (1-a)}{(в+f^{-1,5})a}}.$$

В этих выражениях коэффициенты *а*, *б*, *в* для синхронных явнополюсных генераторов нормального исполнения находятся в пределах [8]:

$$а = 0{,}45 – 0{,}25; \quad б = 0{,}4 – 0{,}15; \quad в = 0{,}5 – 0{,}35.$$

Таким образом, имеется возможность выбирать габаритную мощность и соответствующую частоту вращения генератора так, чтобы с увеличением скорости ветра (и мощности ветродвигателя) генератор обеспечивал большую мощность по сравнению со своими номинальными параметрами. Проведенные исследования показывают возможность выбора синхронного генератора на номинальную частоту вращения в два раза меньшую частоты, соответствующей расчетному режиму ветродвигателя, и на номинальную мощность до 70 % меньшую расчетного номинального режима ВЭС. За счет этого массо-габаритные показатели аэрогенератора могут быть снижены на величину до 10…15 %.

2.2. Повышение энергоэффективности режимов работы автономных ветроэнергетических установок

Последнее десятилетие характеризуется впечатляющими успехами в области практического использования ветроэлектростанций (ВЭС). Сегодня стоимость электроэнергии крупных сетевых ветроэлектростанций сопоставима с тарифами тепловых электростанций. Экономическая эффективность малых ВЭС, работающих на изолированного потребителя, пока не вышла на такой же высокий уровень. Это отставание объясняется в основном двумя причинами: необходимостью в устройствах аккумулирования энергии и неравномерностью графика нагрузки электроприемников потребителя.

В качестве наиболее распространенного устройства аккумулирования обычно применяется батарея аккумуляторов. Аккумуляторная батарея характеризуется возможностью отдавать потребителю значительную мощность, однако запасать электроэнергию она способна только на уровне мощности, определяемой величиной зарядного тока. Следовательно, избыток мощности ветрогенератора над уровнем потребления нагрузкой и аккумуляторной батареей в большинстве случаев не может использоваться полезно. «Лишняя» мощность расходуется на увеличение частоты вращения ветродвигателя при снижении коэффициента полезного действия энергоустановки.

Несоответствие мощности ветрового потока мощности нагрузки определяется переменным характером графика нагрузки и нестационар-

ностью ветрового потока. В частности, скорость ветра характеризуется коэффициентом порывистости $K_{\text{п}}$, который представляет собой отношение максимального порыва ветра за интервал $\Delta\tau$ к средней скорости ветра на этом временном интервале. Методика сетевых метеорологических наблюдений приборными средствами определяет измерение средней за 10 минут скорости ветра и максимального порыва за последующие 2 минуты. Сопоставление результатов исследований ветрового потенциала г. Томска показывает, что среднегодовая скорость ветра в городе равна 4,1 м/с, а с учетом порывов – 7,8 м/с [9]. Если учесть, что мощность ветродвигателя пропорциональна кубу скорости ветра, то использование энергии порывов ветра даст ощутимую прибавку мощности и энергии, генерируемой ветроэлектростанцией. Увеличение выработки энергии, при прочих равных условиях, приводит к снижению ее удельной стоимости и улучшению всех экономических показателей станции.

Утилизация электроэнергии ВЭС, которая не может быть потреблена нагрузками в конкретный момент времени, может производиться автоматически управляемой балластной нагрузкой, включаемой на выход генератора станции параллельно реальным электроприемникам. В качестве балластных нагрузок целесообразно использование электронагревательных элементов, обеспечивающих горячее водоснабжение и электроотопление потребителей.

Статистика процентного распределения значений коэффициента порывистости для ряда ветровых диапазонов позволяет определить возможную выработку электроэнергии ВЭС с управляемым балластом. Например, для г. Колпашево порывы ветра в диапазоне $K_{\text{п}}$ = 1…1,4 для наиболее типичного диапазона скорости ветра 0 – 5 м/с составляют 54 %, $K_{\text{п}}$ = 1,5…1,9 достигает 21,8 %, $K_{\text{п}}$ = 2,0…2,4 равен 13,8 %. Если учитывать продолжительность порывов на уровне 17 % времени работы станции, что соответствует методике их измерения, то дополнительная выработка электроэнергии, например для условий Колпашево, составит не менее 60…70 %.

Согласовать зарядную мощность батареи аккумуляторов с избытком мощности ветрогенераторной системы позволяет регулирование количества аккумуляторных батарей, а, следовательно, и ёмкости батареи с помощью соответствующего управляющего устройства.

Структурная схема ВЭС с регулируемым количеством аккумуляторных батарей показана на рис. 11. На схеме обозначены ВД – ветродвигатель, Г – электромашинный генератор ветроэлектростанции, В – выпрямитель, Н – блок полезных нагрузок, УУ – управляющее устройство, АБ – блок аккумуляторных батарей.

Отличительная особенность предлагаемой системы электропитания заключается в возможности регулирования с помощью управляю-

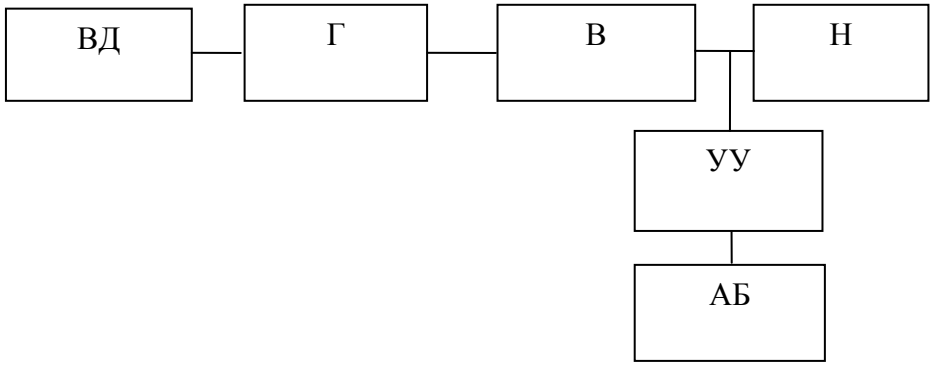


Рис. 11. Ветроэлектростанция с регулируемыми аккумуляторными батареями

щего устройства ёмкости аккумуляторных батарей, подключаемых к машинно-вентильному генератору ВЭС [31]. Это позволяет регулировать зарядный ток аккумуляторных батарей и, соответственно, позволяет утилизировать практически всю мощность, развиваемую ветродвигателем.

В автономных системах генерирования электроэнергии типа гидро- или ветротурбина-электромашинный генератор соизмеримой мощности получили широкое распространение автобалластные системы регулирования режимов работы. Обычно балластные нагрузки включаются через вентильный регулятор мощности на выход синхронного или асинхронного генератора параллельно полезной нагрузке электростанции [32]. Балластную нагрузку следует рассматривать как дополнительную к полезной нагрузке станции, представляющую собой различные тепловые нагрузки. Таким образом, балластное регулирование энергоустановок является эффективным способом утилизации энергии первичного источника с преобразованием ее в тепловую энергию.

В зависимости от типа электростанции, характера изменения мощности первичного энергоносителя P_1, закона регулирования балластной мощности $P_б$, такие системы могут решать различные задачи, связанные с генерированием электроэнергии. Например, автобалластное регулирование может обеспечить стабилизацию выходного напряжения генератора по величине и частоте в условиях изменяющейся полезной нагрузки станции $P_н$ или изменяющейся мощности $P_г$, и мощности P_1.

Кроме функции стабилизации рабочего режима системы турбина-генератор, автобалластные системы могут успешно решать и другие за-

дачи. Например, в ветроэлектростанциях такие системы могут обеспечить максимальное использование изменчивой энергии ветра при реальных графиках нагрузки электроприемников. Баланс мощностей ветроэлектростанции для этого режима описывается равенством:

$$P_{\text{г}} = P_{\text{н}} + P_{\text{б}} .$$

На рис. 12 изображена структурная схема ВЭС с автобалластным регулированием. Условные обозначения: Т – ветротурбина, Г – генератор, РН – регулятор напряжения, В – выпрямитель, РБ – регулятор балласта, БН – блок балластных сопротивлений, АБ – аккумуляторная батарея, И – инвертор, Н – полезная нагрузка.

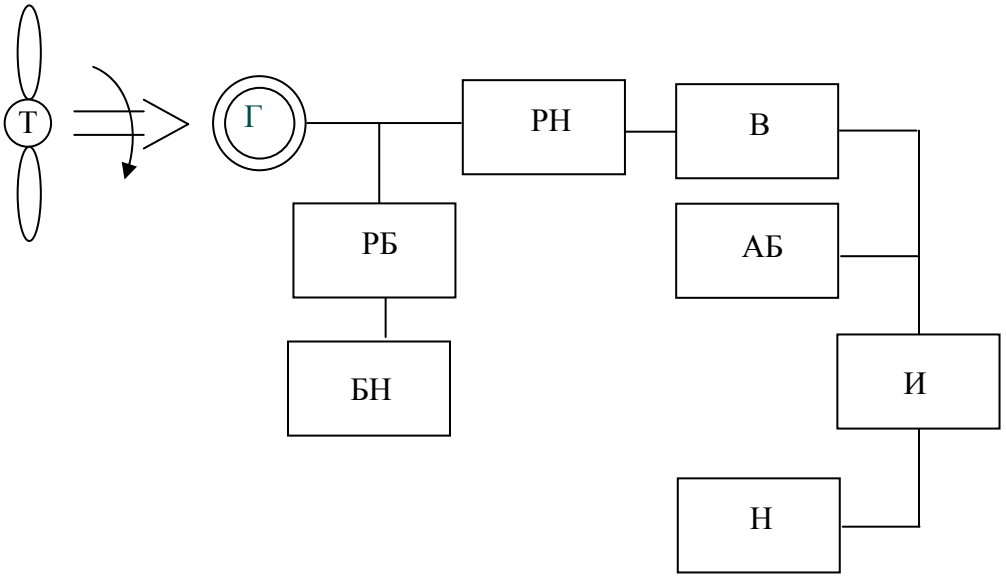


Рис. 12. Схема ВЭС с автобалластным регулированием

Отличие предложенной ВЭС от существующих заключается в том, что в нее дополнительно введен регулятор мощности балласта, включаемый на выход якорной цепи генератора [35].

Основным назначением автобалластной системы в данной схеме является утилизация максимальной мощности ветротурбины при любых рабочих параметрах ветра и изменяемой мощности полезной нагрузки от номинальной до холостого хода. Дополнительным эффектом действия автобалластной системы является ограничение диапазона частот вращения системы ветротурбина–генератор, что снижает требования к её механической прочности и улучшает использование активных частей электрической машины.

В качестве параметров регулирования мощности балласта целесообразно использовать мощность, потребляемую полезной нагрузкой, и скорость ветра, определяющую мощность ветротурбины.

Формирование и стабилизация напряжения с необходимыми характеристиками качества осуществляется в таких системах с помощью вторичных источников электропитания, обычно выпрямительно-инверторных преобразователей. Преобразователи со звеном постоянного тока, кроме известных достоинств, удобны для ветроэлектростанции с аккумуляторными батареями.

Силовые схемы полупроводниковых регуляторов балластной нагрузки могут быть достаточно разнообразны. Принципиально можно отметить два типа регуляторов, отличающихся по принципу действия: регуляторы с набором дозированных по мощности балластных нагрузок и фазорегулируемые устройства, регулирующие мощность на тепловой нагрузке.

Переключение вентилей коммутатора дискретного балласта обычно осуществляется естественным образом, поэтому для ряда схемных решений полупроводниковых ключей характерно отсутствие искажений формы напряжения генератора. В этом заключается важнейшее достоинство автобалластных систем стабилизации с полупроводниковыми коммутаторами.

Недостатком таких схем является необходимость использования большого числа управляемых вентилей, что усложняет и удорожает систему регулирования. Для достижения высокой точности стабилизации число дозированных ступеней балластной нагрузки должно быть не менее 15 [32]. Кроме усложнения схемы, дробление балласта на ряд точно дозированных ступеней затрудняет полезное использование рассеиваемой на нем мощности. Поэтому полупроводниковые коммутаторы более целесообразны в установках небольшой мощности – в пределах нескольких кВт.

Фазорегулируемые автобалласты в значительной мере лишены указанных недостатков, но вносят заметные искажения в форму кривых тока и напряжения генератора. При наличии вторичного источника электропитания искажения напряжения генератора практически не сказываются на качестве напряжения на нагрузке, поэтому несинусоидальность токов и напряжений влияет в основном на потери в электромашинном генераторе.

Принимая во внимание важность таких показателей автономных электростанций, как простота, надежность и дешевизна, следует отметить перспективность фазорегулируемых систем балластного управления электрической мощностью нагрузки энергоустановок.

Стремление улучшить энергетические характеристики и точность регулирования автобалластных систем приводит к комбинированным схемам регулирования, сочетающим принципы дискретного и фазового регулирования. Структурная схема такой энергоустановки показана на рис. 13 [34]. Особенностью схемы является наличие коммутатора с дозированными балластными нагрузками и фазорегулируемой балластной нагрузки БН с блоком управления. Такая схема позволяет уменьшить количество ступеней дискретного балласта с одновременным обеспечением плавности регулировки за счет фазорегулируемой части балласта. Относительное уменьшение мощности фазорегулируемого балласта обеспечивает меньший уровень искажений напряжения генератора.

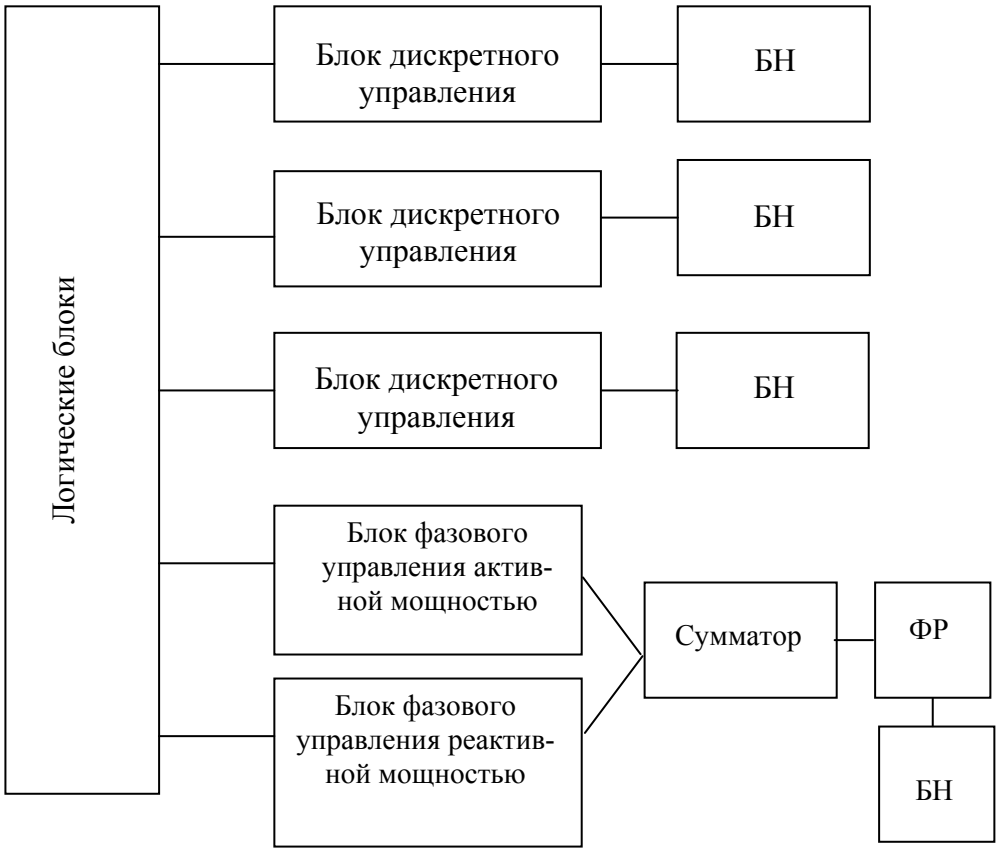


Рис 13. Комбинированная автобалластная система с раздельным регулированием активной и реактивной мощности

Особенностью предлагаемой новой схемы комбинированного регулирования балластной нагрузки является возможность раздельного регулировании активной и реактивной составляющих балластной нагрузки. Это позволяет более точно регулировать режимы работы электромашинного генератора, что особенно ценно для асинхронных машин с короткозамкнутым ротором.

Устройство содержит коммутатор, осуществляющий подключение дозированных балластных нагрузок, и два блока фазового управления. Преимущество данной схемы заключается в том, что она дополнительно снабжена блоком фазового управления активной мощностью и блоком фазового управления реактивной мощностью, управляемых от логического блока, выходные сигналы которых суммируются и поступают на управление вентильного фазорегулируемого устройства ФР, питающего балластную нагрузку.

Возможность раздельного регулирования составляющих мощности, рассеиваемой на балласте, имеется только при условии выполнения полупроводникового фазорегулируемого блока на полностью управляемых вентилях, предусматривающих регулирование угла включения вентилей. Предлагаемая система регулирования режимов работы ВЭС, кроме более точного регулирования её электрической мощности, обеспечивает меньшие искажения формы кривой напряжения генератора.

Дальнейшим развитием автобалластных систем в ветроэлектростанциях, особенно с ветродвигателями аэродинамического регулирования, является ВЭС с контролем теплового режима генератора. Такая система позволяет в максимальной степени использовать габаритную мощность электрической машины и обеспечить максимально возможную выработку и утилизацию электроэнергии.

Структурная схема ветроэлектростанции с датчиком температуры представлена на рис. 14, где ДТ – датчик температуры, БОВ – блок ориентации ветроколеса.

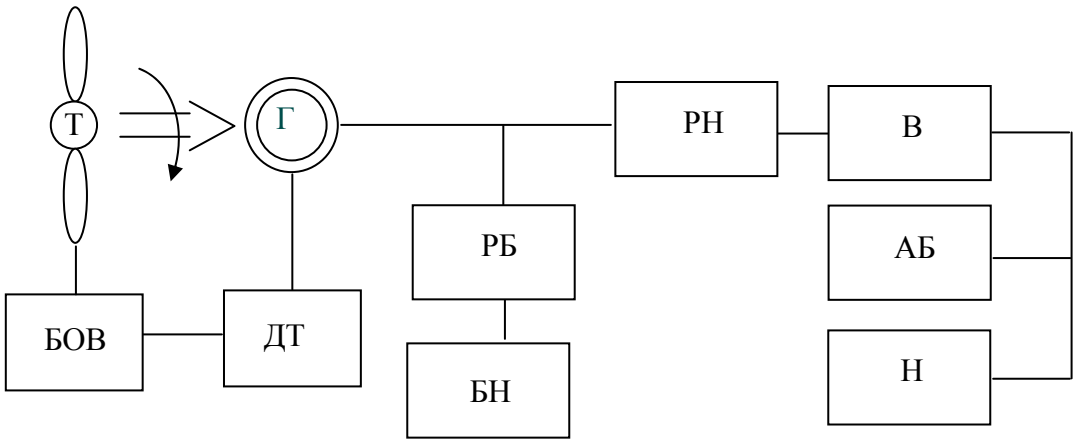


Рис. 14. Структурная схема ВЭС с датчиком температуры

Особенностью схемы является наличие датчика температуры, который контролирует нагрев обмоток статора генератора при сильных

порывах ветра. Если температура не достигла предельной величины, с ветроколеса снимается вся мощность, соответствующая ветру.

Таким образом, вентильные автобалластные системы являются мощным инструментом регулирования рабочих режимов системы турбина-генератор и могут использоваться для повышения энергоэффективности автономных ветроэлектростанций.

Следует отметить технико-экономическую целесообразность использования автобалластных систем регулирования мощности нагрузки в ВЭС. Расчеты, проведенные для автономной ветроэлектростанции, питающей бытовую нагрузку в умеренных ветровых условиях, показали возможность увеличения выработки энергии на 30…40 %. При этом стоимость ВЭС увеличивается не более чем на 10…15 %.

2.3. Децентрализованные системы электроснабжения с использованием ветроэлектростанций

Малая плотность населения и слабая хозяйственная деятельность на значительных территориях России определяют автономный характер энергообеспечения потребителей. Практически единственным способом построения децентрализованных систем электроснабжения является использование дизельных электростанций (ДЭС). В качестве наиболее яркого примера децентрализованного энергообеспечения потребителей на громадных территориях можно привести Якутию, где 2,2 млн. км^2 территории с населением 150 тыс. человек обеспечивается электроэнергией и теплом от 129 автономных дизельных электростанций. Обслуживанием этой децентрализованной зоны энергообеспечения занимается ОАО «Сахаэнерго».

Анализ состояния автономных систем энергоснабжения показал, что наиболее актуальными проблемами, стоящими перед малой энергетикой, являются:

- ухудшение надежности функционирования автономных систем энергоснабжения, вызванное высоким износом энергетического оборудования и перебоями в доставке ТЭР (усредненный износ парка ДВС-электростанций составляет более 75 %);
- ограниченное использование местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе нетрадиционных;
- низкая эффективность производства, транспорта и потребления топливно-энергетических ресурсов;
- высокая себестоимость вырабатываемой электрической энергии;

- кадровое обеспечение;
- защита окружающей среды при использовании энергетического оборудования.

Необходимость повышения технико-экономических характеристик децентрализованных систем электроснабжения определяет интерес к комбинированным, в частности ветро-дизельным энергоустановкам. Такие энергокомплексы универсальны в применении, имеют неплохие технико-экономические характеристики, обеспечивают надежное энергоснабжение различных автономных потребителей.

Энергетическая эффективность работы ветродизельных систем зависит от ряда факторов: ветрового режима, графика нагрузки децентрализованной системы электроснабжения, соотношения между установленными мощностями ветроэлектростанции (ВЭС) и дизельной электростанции (ДЭС), степени совершенства структуры энергетических установок автономной системы электроснабжения (АСЭС) и законов управления энергоисточниками, образующими энергокомплекс.

Очевидный вариант структурной схемы гибридного энергетического комплекса (ГЭК) показан на рис. 15.

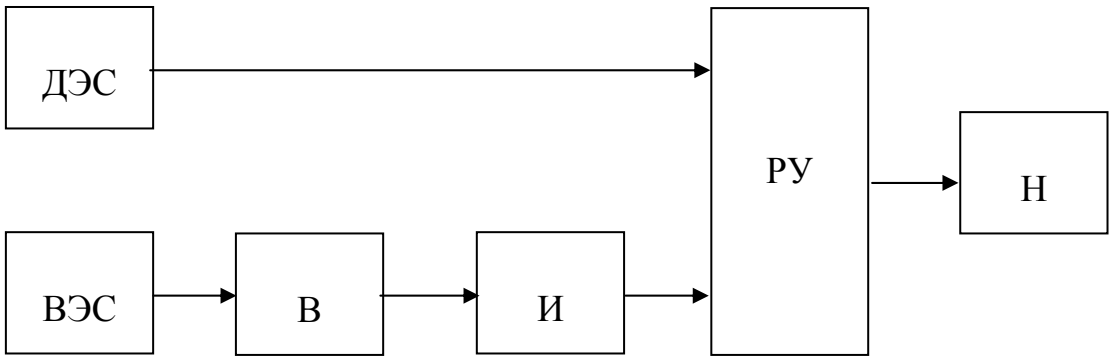


Рис. 15. Структурная схема ветродизельной системы

На рисунке показаны дизельная ДЭС и ветровая ВЭС электростанции, выпрямительно-инверторный преобразователь частоты (В – выпрямитель, И – автономный инвертор), распредустройство РУ и нагрузка Н. В зависимости от ветровых условий, ВЭС в энергокомплексе может использоваться как вспомогательный энергоисточник, если ветровой потенциал не достаточен для эффективного энергоснабжения потребителя. В этом случае ВЭС и ДЭС работают параллельно на общую нагрузку за исключением периодов безветрия и ураганов, когда ВЭС отключается. В диапазоне рабочих скоростей ветра от минимальной пусковой до расчетной ВЭС работает с переменной частотой вращения и постоянном числе модулей ветродвигателя, что обеспечивает

выработку максимальной мощности. При увеличении скорости ветра вплоть до максимального значения, ВЭС работает в режиме постоянства мощности с переменным значением коэффициента использования ветра [27].

ДЭС, соответственно, дополняет недостающую часть мощности и энергии, необходимые для потребителя в соответствии с его графиком нагрузки и с конкретными ветровыми условиями. Соотношение мощностей ВЭС и ДЭС может быть различным при соблюдении очевидного условия: мощность ВЭС не должна превышать мощность ДЭС.

В зонах с большим ветровым потенциалом мощность ВЭС и ДЭС могут быть близки или равны. Кроме совместной работы на общую нагрузку, в этом режиме предусматривается возможность отключения ДЭС на периоды полного покрытия мощности нагрузки ветроэлектростанцией.

Вариант гибридного энергетического комплекса (ГЭК) с основным энергоисточником – ВЭС целесообразен для высокопотенциальных ветровых зон. Для этого варианта ГЭК мощность ДЭС может быть меньше чем ВЭС, а для создания запаса энергии целесообразно включение в схему аккумуляторной батареи (АБ) (см. рис. 16). АБ может входить в состав собственно ВЭС, а дизельная электростанция, вместе с ВЭС, обеспечивает необходимый уровень мощности нагрузки.

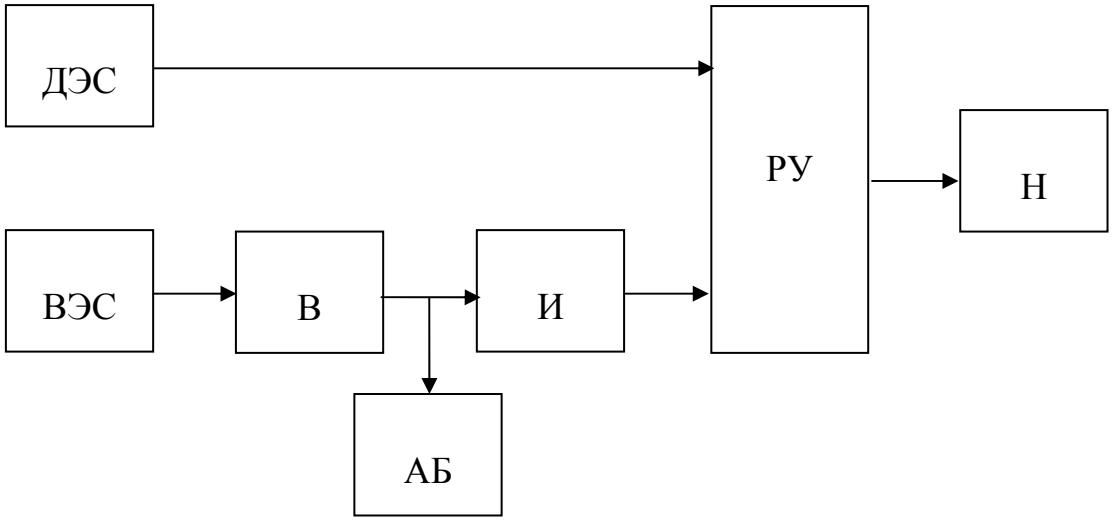


Рис. 16. ГЭК с основным энергоисточником – ВЭС

В этом варианте ГЭК блок выпрямления переменного напряжения ветроэлектростанции приобретает дополнительные функции по обеспечению зарядки АБ, что отражено в его обозначении на схеме: В–З (выпрямительно-зарядное устройство).

Развитием рассматриваемой структуры гибридного ветро-дизельного энергетического комплекса является вариант с использованием двигателя внутреннего сгорания для подзарядки аккумуляторной батареи в периоды безветрия. В этом случае схема принимает вид, показанный на рис. 17.

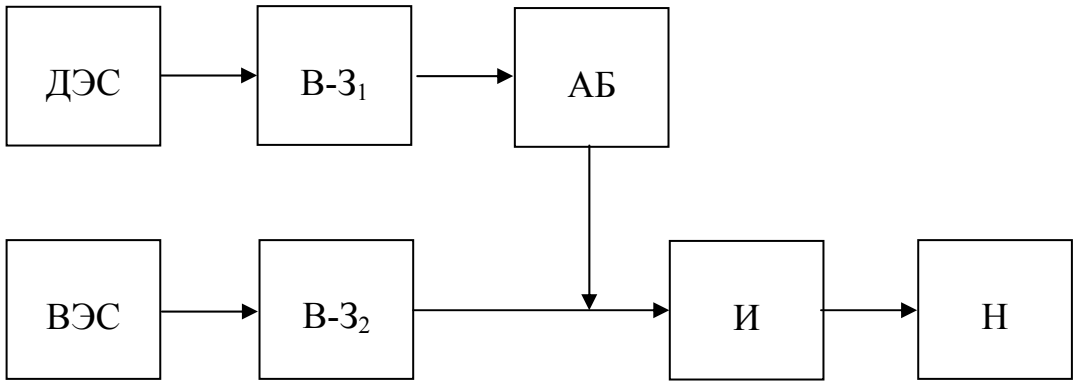


Рис. 17. Схема ГЭК с подзарядкой АБ от дизельной электростанции

Особенностью последнего варианта схемы является работа ДЭС на выпрямительную нагрузку, что позволяет отказаться от стабилизации частоты напряжения ДЭС. Использование статических преобразователей частоты позволяет строить гибридные энергокомплексы, предусматривающие совместную работу ВЭС и ДЭС равной или близкой мощности (рис. 18).

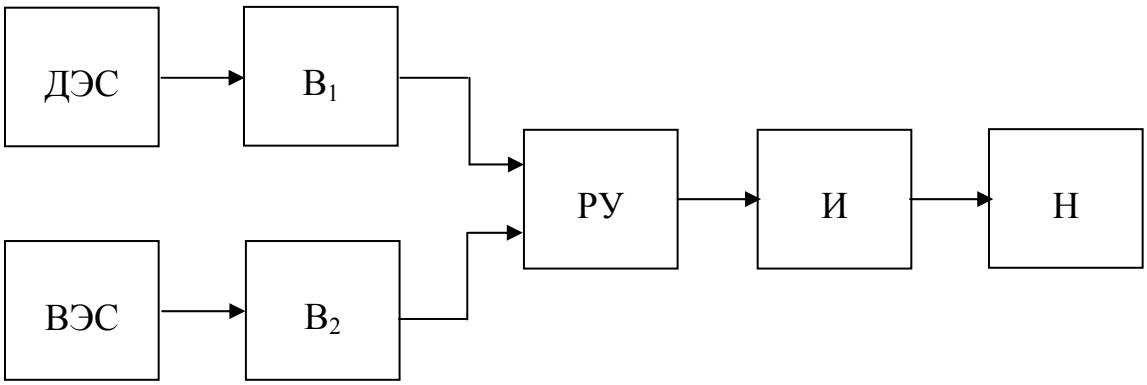


Рис. 18. Вариант ГЭК , предусматривающий параллельную работу ВЭС и ДЭС

В данном варианте ГЭК ветровая и дизельная станции работают в режимах переменной частоты вращения и, соответственно, переменной генерируемой мощности. Для ВЭС это позволяет реализовать режим максимального использования энергии ветра. Для ДЭС – возможность

снижать частоту вращения агрегата с уменьшением необходимой генерируемой мощности, что позволяет снижать расход топлива.

Логика работы схемы строится на максимальном использовании энергии ветроэлектростанции с целью экономии топлива ДЭС, генерирующей недостающую мощность для обеспечения потребителей. Режим работы ДЭС с переменными оборотами более эффективен, поскольку не требует расхода топлива на поддержание постоянной частоты вращения дизель-генератора. Кроме экономии топлива, режим двигателя обеспечивает увеличение его ресурса.

Универсальным критерием энергоэффективности автономной системы электроснабжения, объединяющим энергоисточники различной физической природы, является полный КПД системы. КПД гибридного энергокомплекса определяется коэффициентами полезного действия элементов каждого канала генерирования и преобразования электроэнергии, которые, в свою очередь, определяются многими режимными и конструктивными факторами.

Технологическая схема преобразования мощности и энергии в классической автономной системе электроснабжения на базе гибридного энергетического комплекса приведена на рис. 19. Энергопреобразование осуществляется параллельно по двум каналам: канал ДЭС и канал ВЭС, объединенных распредустройством РУ, с которого по соответствующим линиям запитываются электрические нагрузки общей мощностью $P_н$.

Канал дизельной электростанции преобразует тепловую мощность $P_т$ топлива и, с точки зрения процессов энергопреобразования, представлен двигателем внутреннего сгорания ДВС 1, электромашинным генератором 2, линией электропередачи до распределительного устройства ЛЭП 3.

Канал ветроэлектростанции преобразует мощность ветра $P_в$, поступающую на ветротурбину 4, в механическую мощность и энергию ветродвигателя, частота вращения которого повышается редуктором 5. Далее электромашинный генератор 6 преобразует механическую энергию ветродвигателя в электрическую, которая по ЛЭП 7 поступает на выпрямитель 8, автономный инвертор 9 и в виде переменного тока стабильной частоты по ЛЭП 10 поступает на РУ.

Каждый из элементов технологический схемы энергопреобразования характеризуется своим коэффициентом полезного действия η_i. Тогда, энергетическая эффективность двухканальной системы может быть представлена интегральным коэффициентом полезного действия гибридного энергокомплекса

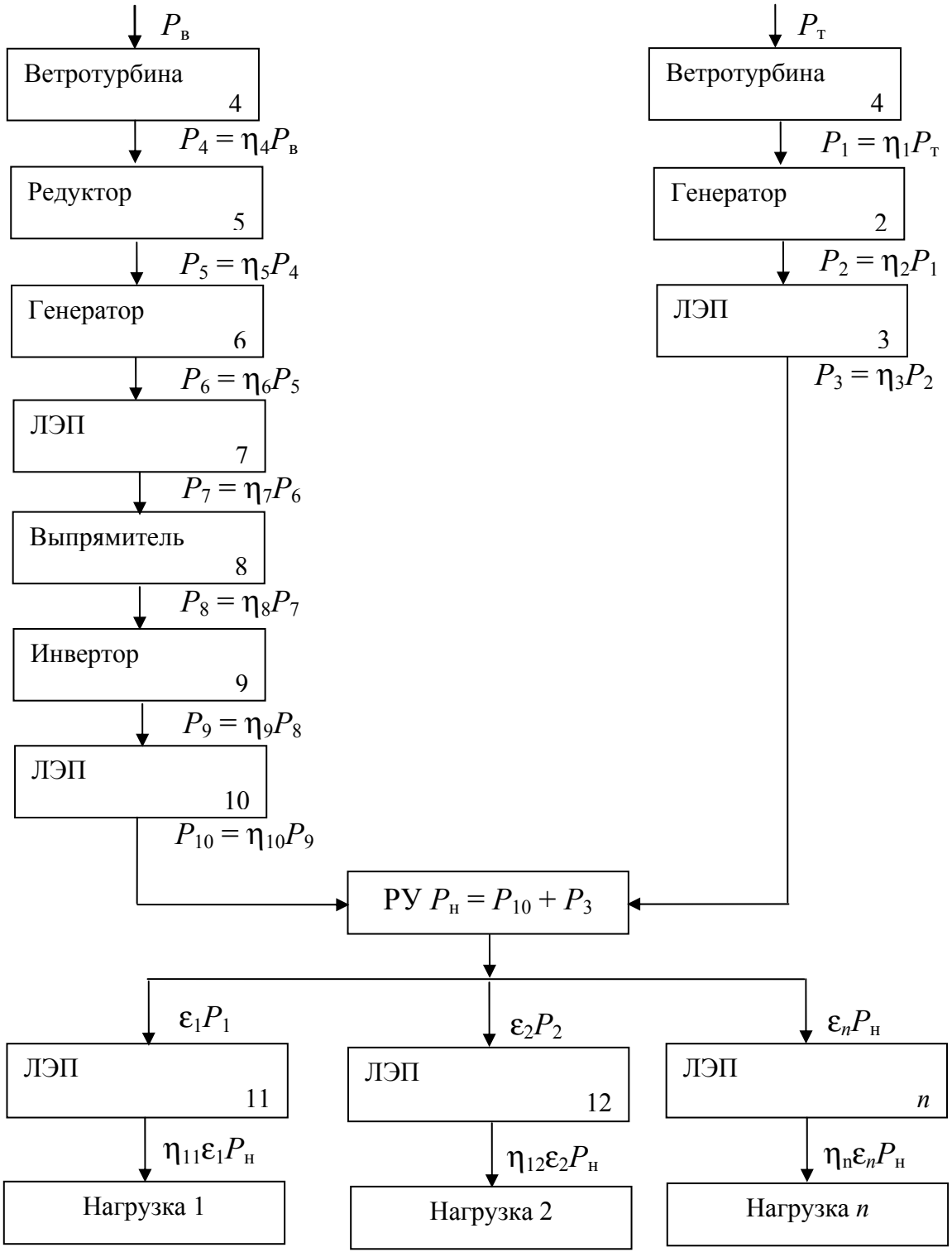


Рис. 19. Технологическая схема ГЭК на базе ВЭС и ДЭС, работающих на общую нагрузку

$$\eta_{\text{ГЭК}} = \frac{P_{\text{з}} + P_{10}}{P_{\text{в}} + P_{\text{т}}} = \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{в}} + P_{\text{т}}},$$

где $P_{\text{з}}$, P_{10} – составляющие «полезной» мощности, получаемые в результате работы ДЭС и ВЭС; $P_{\text{т}}$, $P_{\text{в}}$ – соответственно, мощность, выделяемая при сгорании топлива и мощность ветрового потока.

Результирующие коэффициенты полезного действия каналов ГЭК определяются как

$$\eta_{\text{ДЭС}} = \eta_1 \eta_2 \eta_3; \quad \eta_{\text{ВЭС}} = \eta_4 \eta_5 \eta_6 \eta_7 \eta_8 \eta_9 \eta_{10}.$$

Следовательно, интегральный КПД двухканальной системы связан с коэффициентами полезного действия элементов системы выражением

$$\eta_{\text{ГЭК}} = \frac{\eta_1 \eta_1 \eta_1 P_{\text{т}} + \eta_4 \eta_5 \eta_6 \eta_7 \eta_8 \eta_9 \eta_{10} P_{\text{в}}}{P_{\text{в}} + P_{\text{т}}}.$$

Для исследования энергоэффективности гибридного энергокомплекса необходимо проанализировать коэффициенты полезного действия элементов технологической схемы ГЭК.

На КПД двигателя внутреннего сгорания η_1 оказывают влияние многие факторы: параметры окружающей среды, конструктивные особенности и параметры собственно двигателя, характеристики топлива. Количественное влияние перечисленных факторов, особенно для конкретного двигателя, относительно невелико по сравнению с коэффициентом загрузки ДВС. Коэффициент загрузки ДВС, работающего в гибридном ветро-дизельном энергокомплексе определяется графиком нагрузки автономной системы электроснабжения и ветровыми условиями.

Величина коэффициента полезного действия ДВС равна отношению полезной мощности на выходном валу двигателя P_1 к мощности, выделяющейся при сгорании соответствующего количества топлива $P_{\text{т}}$

$$\eta_1 = \frac{P_1}{P_{\text{т}}}.$$

Зная теплоту сгорания дизельного топлива H и часовой расход топлива станции G можно определить значение η_1 для различных коэффициентов загрузки ДВС. В расчетах принят удельный расход топлива 230…250 г/кВт·ч, соответствующий установленной мощности станций в диапазоне сотен кВт и учтены типичные расходные характеристики дизельного двигателя [27]. Результирующее выражение для КПД ДВС дизельной электростанции приближенно может быть представлено в виде

$$\eta_1 = \frac{P_1}{\left(K_{xx} G_{\text{н}} + (1 - K_{xx}) G_{\text{н}} \dfrac{P_1}{P_{1\text{н}}} \right) H},$$

где $G_{\text{н}}$ – номинальный расход топлива станции; $P_1, P_{1\text{н}}$ – фактическая мощность нагрузки станции и номинальная; K_{xx} – коэффициент, характеризующий топливопотребление дизеля на холостом ходу. Графически данная зависимость $\eta_1 = f\left(K_3 = \dfrac{P_1}{P_{1\text{н}}} \right)$ представлена кривой, показанной на рис. 20.

Коэффициент полезного действия электрической машины η_2 в процессе ее эксплуатации зависит в основном от степени ее загрузки. Типичная зависимость $\eta_2 = f(K_{\text{з}})$ при неизменном напряжении, неизменной частоте вращения и неизменном коэффициенте мощности показана на рис. 20 [28].

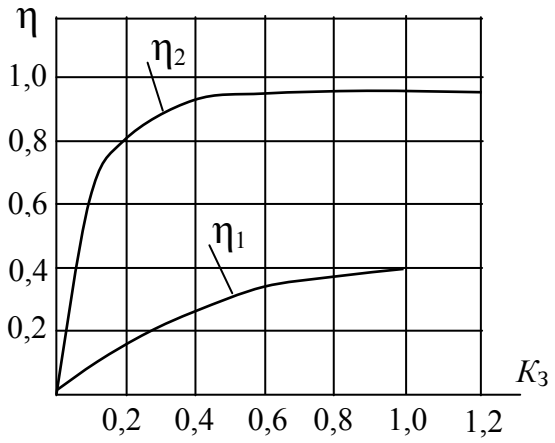


Рис. 20. Зависимость КПД ДВС – η_1 и КПД генератора η_2 от коэффициента загрузки $K_з$

Потери электроэнергии в линиях электропередач определяются величинами тока и сопротивления $\Delta P = I^2 R$, где ΔP – мощность потерь в линии; I – ток линии, R – активное сопротивление линии. Соответственно, коэффициент полезного действия ЛЭП, в частности ЛЭП 3 равен

$$\eta_3 = \frac{P_2 - \Delta P}{P_2} = \frac{P_2 - (K_{\text{з}} I_{\text{н}})^2 R}{P_2},$$

где $K_з = \dfrac{I}{I_н}$ – коэффициент загрузки линии по току; I, $I_н$ – фактическое и номинальное значение тока.

Принимая допустимые относительные значения потерь мощности в ЛЭП 5…7 %, получаем минимальный КПД ЛЭП около 0,93, соответствующий ее номинальной загрузке.

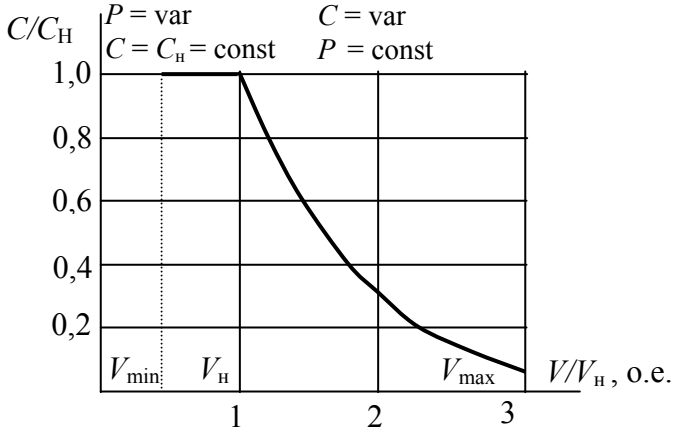


Рис. 21. Зависимость коэффициента использования энергии ветра ВЭС от его скорости

Степень использования ветродвигателем энергии ветра определяется коэффициентом использования энергии ветра C, зависящего от типа ветродвигателя и режима его работы. Практически, для современных ветродвигателей величина C не превышает значений 0,45…0,5. Стремление повысить энергоэффективность ветродвигателя приводит к тому, что в диапазоне скоростей ветра от пусковой до расчетной номинальной ветротурбина работает с максимальным значением коэффициента использования энергии ветра, а с дальнейшим ростом скорости ветра включается система аэродинамического регулирования и C уменьшается в соответствии с типичной зависимостью, показанной на рис. 21. Режим работы с переменным C обеспечивает постоянство генерируемой мощности ВЭС.

Таким образом, с достаточной степенью точности, пренебрегая трением, можно принять КПД ветротурбины $\eta_4 = C$.

Вращающий момент ветротурбины передается на повышающий редуктор, коэффициент полезного действия которого зависит от передаваемого момента. Типовые зависимости КПД зубчатых передач от коэффициента загрузки при различных номинальных значениях КПД приведены на рис. 22 [29].

Особенностью режима работы генератора ВЭС является переменная частота вращения и, соответственно, переменная величина развиваемой мощности в диапазоне скоростей ветра от минимальной до номинальной. Учитывая результаты исследований [30] и закон управления ВЭС в системе электроснабжения, предусматривающий максимальное использование энергии ветра [33], можно считать, в первом приближении, генератор ВЭС постоянно загруженным на номинальную габаритную мощность при соответствующей частоте вращения. Тогда, КПД генератора ВЭС η_6 можно считать близким к номинальному практически во всех режимах работы ВЭС.

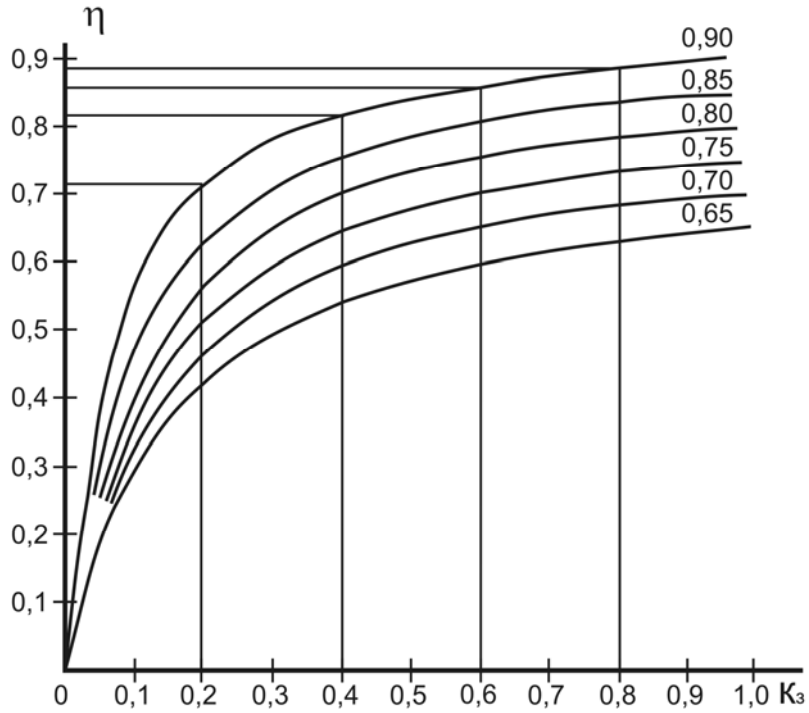


Рис. 22. Зависимость КПД зубчатых передач от коэффициента загрузки

Выпрямительно-инверторный преобразователь частоты характеризуется коэффициентом полезного действия, зависящим от схемных решений, параметров, законов регулирования вентильными блоками и режимов работы ВЭС. Коэффициент преобразования трехфазного мостового выпрямителя по мощности, при идеальных вентилях, определяется выражением:

$$K_p = \frac{\sqrt{6}[\cos\alpha + \cos(\alpha + \gamma)]}{\sqrt{\frac{2}{3} - \frac{\gamma}{3\pi}}},$$

где α – угол управления вентилями; γ – угол коммутации.

Очевидно, в наибольшей степени K_p зависит от α. Следовательно, с точки зрения энергоэффективности выпрямления переменного тока, следует выбирать неуправляемые выпрямители с $\alpha = 0$, а регулирование величины напряжения осуществлять по каналу возбуждения генератора ВЭС. Коэффициент преобразования по мощности в этом случае изменятся в пределах 0,95…0,93 для режима нормальных нагрузок, соответствующих максимальному значению $\gamma \leq 20…30^{o}$.

Принимая примерно такое же значение коэффициента преобразования по мощности для автономного инвертора, можно принять значение КПД статического преобразователя частоты $\eta_8\eta_9$ на уровне 0,87–0,89.

Анализ коэффициентов полезного действия каналов ГЭК показывает, что основным фактором, влияющим на КПД ДЭС $\eta_{ДЭС}$ является величина ее загрузки, а для ВЭС – скорость ветра. Графическая зависимость $\eta_{ДЭС}$ от $K_З$ показана на рис. 23. Количественные характеристики КПД энергопреобразования ВЭС иллюстрируются зависимостью, приведенной на рис. 24. Сравнивая зависимости КПД ДЭС и ВЭС в функции от определяющих факторов: коэффициента загрузки и скорости ветра, следует отметить меньшее максимальное значение $\eta_{ВЭС}$ и значительное его снижение при работе станции со скоростью ветра большей номинальной расчетной.

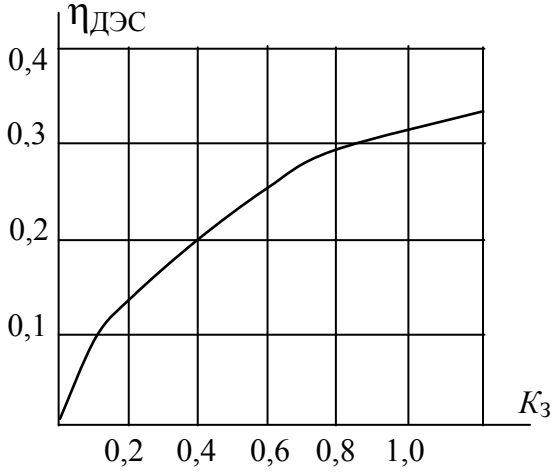


Рис. 23. Зависимость $\eta_{ДЭС}$ от $K_З$

В результате значение $\eta_{ГЭК}$ уменьшается по сравнению с $\eta_{ДЭС}$ во всех режимах, а особенно значимо при скоростях ветра, превышающих номинальную расчетную. Соответственно, увеличение мощности ВЭС относительно ДЭС приводит к снижению результирующего коэффициента полезного действия гибридного энергетического комплекса, что

иллюстрируется рис. 24: зависимости $\eta_{ГЭК1}$ при мощности ВЭС 20 % от ДЭС и $\eta_{ГЭК2}$ при увеличении мощности ВЭС до 40 %. Вместе с тем, увеличение доли ветроэлектростанции в суммарной мощности ГЭК позволяет экономить топливо. Так, для типичных характеристик ДЭС мощностью сотни кВт, уменьшение ее загрузки за счет ВЭС на 40 % относительно номинальной приводит к экономии топлива на 30 % при снижении КПД станции на 4…5 % и снижении результирующего КПД ГЭК на 6…7 % (см. рис. 23, рис. 24).

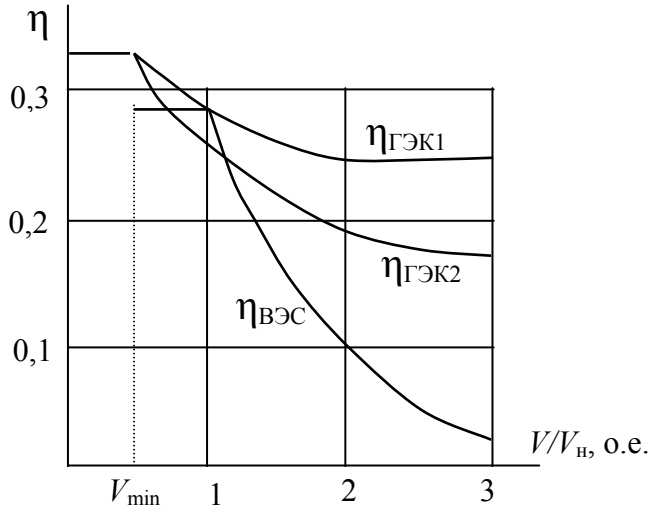


Рис. 24. Зависимости $\eta_{ВЭС}$, $\eta_{ГЭК1}$, $\eta_{ГЭК2}$ от скорости ветра

Увеличение энергоэффективности гибридных энергетических комплексов может осуществляться путем оптимизации сочетания характеристик электромашинного генератора ветроэлектростанции с характеристиками ветротурбины для конкретных ветровых условий, а также применением ДЭС с дизелем, работающим в режиме переменных оборотов со стабилизацией выходного напряжения статическим преобразователем частоты. Важнейшим достоинством таких электростанций является сокращение расхода топлива за счет снижения оборотов ДВС с уменьшением нагрузки станции.

Окончательное решение о применении гибридных энергетических комплексов, выборе их структуры и параметров следует принимать на основе сопоставления технико-экономических характеристик вариантов построения ГЭК.

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 ξ 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 $V_{\text{ср.год.}}$ и среднемесячная $V_{\text{ср.мес.}}$ 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; $V_{\text{н}}$ – 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: $V_{\text{ср.год.}} > 2{,}0$ м/с. В таблице 10 приведена шкала силы ветра по Бофорту у земной поверхности (на высоте 10-и метров над открытой ровной поверхностью).

Таблица 10

Баллы по шкале Бофорта	Характеристика силы ветра	Скорость ветра, м/сек	Объективное проявление
1	2	3	4
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 движение 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	Умеренный	5,5…7,9	Ветер поднимает пыль и мелкие бумажки, приводит в движение тонкие ветви деревьев
5	Свежий	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 крепкий	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	Жестокий шторм	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, вырабатывающего электроэнергию.

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

$$W = \rho \frac{V^3 S}{2}.$$

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

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

Электрическая мощность генератора ветроэнергетической установки может быть определена по формуле:

$$P_{\text{вэу}} = \pi \rho V^3 \frac{R^2}{2} \xi \eta,$$

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

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

При $V_{\text{ср.мес.}} < V_{\text{н}}$, $P_{\text{вэу}} = P \frac{V_{\text{н}}^3}{V_{\text{ср.мес.}}^3}$.

При $V_{\text{ср.мес.}} > V_{\text{н}}$, $P_{\text{вэу}} = P$,

где P – установленная мощность автономного объекта электроснабжения, кВт.

Для современных конструкций ВЭУ величина $V_{\text{н}}$ составляет:

$$V_{\text{н}} = 7{,}0 – 12{,}0 \text{ м/с}.$$

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:

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

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:

$$K_{\text{уст}} = K_{\text{уст.уд}} \cdot P_{\text{вэу}} .$$

В таблице 11 приведены основные технические характеристики и стоимость ВЭУ, выпускаемых СП «ЛМВ Ветроэнергетика».

Таблица 11

Показатель	Тип ЛМВ1003, ЛМВ 2500, ЛМВ 3600, ЛМВ 10000			
выходная мощность, Вт	1000	2500	3600	10000
скорость ветра, м/с: пусковая рабочая буревая	 2,5 7 35	 2 12 35	 4 12 35	 3,1 12 35
лопасти ротора: число диаметр, м ометаемая поверхность, $м^2$	 3 3,0 7,065	 3 5 19,6	 3 5 19,6	 3 7 38,5
частота вращения при номинальной мощности, мин	320	350	430	280
максимальная частота вращения, мин	775	450	450	350
регулирование частоты вращения	наклонный флюгер (хвост) на шарнире			
материал лопасти	стеклоткань с эпоксидным компаундом			
профиль лопасти	NACA 4418	NACA 4415	NACA 4415	NFL 416
Быстроходность	6,08	9	9	9
Стоимость, руб	134513	201420	257802	568285

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

$$K_{\text{пр}} = 50 \cdot \text{МРОТ}, \quad K_{\text{стр}} = k_{\text{р}} K_{\text{уст}},$$

где $k_{\text{р}}$ – 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 $k_{\text{р}}$ в расчетах принималась постоянной и равной 0,04.

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

$$C_{экс} = 36 \cdot \text{МРОТ}, \quad C_{\text{рем}} = k_{\text{рем}} \cdot p_{\text{н}} \left(K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}\right),$$

где $k_{\text{рем}}$ – 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:

$$W = (8760 - t)P, \text{ кВт·ч},$$

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

Вопросы для самопроверки

1. Основные элементы ветроэлектростанции и их взаимосвязь.
2. Характеристики быстроходных крыльчатых ветростанций.
3. Режимы работы ветроэлектростанций с постоянной и переменной частотой вращения ветрогенератора.
4. Зависимости мощности ВЭС с аэродинамическим регулированием и без него от скорости ветра.
5. Способы аккумулирования энергии ветроэлектростанции.
6. Поясните необходимость согласования мощности и энергии ветроэлектростанции с энергетическими характеристиками ее нагрузок.
7. Приведите примеры вариантов согласования автономных ветроэлектростанций с потребителями электроэнергии.
8. Поясните принципы выбора установленной мощности ветроэлектростанции с конкретным графиком электрических нагрузок.

9. Способы построения децентрализованных систем электроснабжения с участием ветроэлектростанций.

10. Каковы критерии технико-экономической эффективности ветроэлектростанции?

11. Поясните условия конкурентноспособности ветроэлектростанций в сравнении с традиционными дизельными станциями.

12. Охарактеризуйте возможные режимы гибридных энергетических комплексов на основе ветровых и дизельных электростанций.

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 – миниГЭС, 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.

Исторически, первые гидроэлектростанции относились к классу микроГЭС, и время их появления совпадает с успехами в промышленном освоении электромашинных генераторов. Такие простейшие, часто полукустарные установки имели широкое распространение, особенно в сельской местности. В частности, в СССР в 1937 году доля гидроэнергии в сельскохозяйственном электроснабжении достигала 11 % [35].

До войны малая гидроэнергетика развивалась у нас главным образом путем индивидуального строительства электростанций из элементов, выпускавшегося в то время специального оборудования и использования подходящих узлов и деталей от автомобилей, сельскохозяйственной техники и т. д. Гидротурбины выпускались на заводах им. Калинина (г. Москва), им. Сталина (г. Бобруйск), Штампметиз (г. Ленинград), на Благовещенском заводе и некоторых других заводах местной промышленности. Зачастую использовались самодельные, в том числе деревянные и деревометаллические конструкции гидротурбин. В качестве редукторов использовались задние мосты автомобилей, а в качестве гидрогенераторов – серийные генераторы постоянного и переменного тока [35].

Основные теоретические и опытно-конструкторские разработки проводились во Всесоюзном институте гидромашиностроения (Москва) под руководством профессора Квятковского В.С., в Ленинградском индустриальном институте, во Всесоюзном институте гидротехники и мелиорации (Москва) и других организациях. Результатом этих работ явилась первая отечественная серия автоматизированных микроГЭС из 22 типов, спроектированная и принятая к производству на Ленинградском заводе «Электросила». В этих микроГЭС использовались турбины типов «Каплан» и «Френсис» с вертикальной осью вращения и диаметром рабочих колес от 200 до 500 мм. Турбины были рассчитаны на рабочие напоры от 2 до 35 метров при расходах воды от 50 до 1200 литров в секунду. Заводская марка этих турбин имела обозначение «К». Мощность агрегатов составляла ряд от 0,7 до 55,2 кВт. Станции снабжались генераторами завода «Электросила»: мощностью менее 8 кВт типа «П» и более 8 кВт – генераторами переменного тока 220/380 В типа «МСВ». МикроГЭС имели автоматические регуляторы частоты вращения на базе масляного насоса, которые воздействовали на угол поворота лопа-

стей турбины, и угольные регуляторы возбуждения электромашинных генераторов [35].

Эта серия микроГЭС впервые имела полный набор автоматических устройств, необходимых для стабилизации параметров производимой электроэнергии в любых режимах работы станции. Однако уровень развития техники того времени не позволил обеспечить приемлемых потребительских и производственно-технологических качеств станций. В этом смысле, полностью автоматизированные микроГЭС опережали технический уровень своего времени. Изготовление и опытная эксплуатация первых образцов серии микроГЭС завода «Электросила» показали относительную сложность их конструкции, затруднявшую широкое развертывание заводского производства и трудности эксплуатационного характера. По результатам испытаний пришлось признать необходимость свести автоматизацию агрегатов к немногочисленным, хотя и грубым, но надежно действующим деталям [35].

Следует отметить, что упрощение конструкции микроГЭС, прежде всего, сводилось к использованию нерегулируемых гидротурбин и, соответственно, совершенствованию электрической части станций, в первую очередь генераторов. Так, в ВЭИ С.Б. Юдицким были разработаны самовозбуждающиеся синхронные генераторы марки СОГ-10/4 и СОГ-16/6, возбуждение которых осуществлялось с помощью селенового выпрямителя. Выпуск этих, по существу одних из первых образцов вентильных электрических машин, был освоен на заводе «Вольта» г. Баранча [35].

Дальнейшие работы над микроГЭС затормозила война 1941–45 годов. После войны успехи в области «большой», в том числе ядерной энергетики, привели к практически полному прекращению в СССР работ по микрогидроэнергетике. Гидроэнергия использовалась путем построения крупных ГЭС, которые, наряду с известными достоинствами, обладают рядом существенных недостатков, особенно с экологической точки зрения. И только в последние годы интерес к возобновляемым энергоисточникам, в том числе и микроГЭС, вновь усилился. В нашей стране, в отличие от большинства зарубежных, где развитие микрогидроэнергетики осуществлялось параллельно с другими энергоисточниками, эти работы приходилось начинать практически с нуля. За время длительного игнорирования малой энергетики вообще, а микроГЭС в частности, был утрачен даже имевшийся опыт использования энергии малых рек, ликвидированы многие из имевшихся гидроэлектроустановок и свернуто производство оборудования для них.

В то же время, создание современных автоматизированных микроГЭС требует проведения глубоких исследований, необходимость ко-

торых объясняется сложностью процессов преобразования потока воды в электроэнергию со стабильными параметрами. Эта область исследований объединяет такие разделы науки и техники как гидротехника, электромашиностроение, теория автоматического регулирования, преобразовательная техника, вопросы электроснабжения.

Между тем, современные достижения в области электромашиностроения, полупроводниковой и преобразовательной техники привели к появлению нового класса электрических машин, который получил название вентильных. Вентильные машины обладают принципиально новыми свойствами и позволяют решать ранее недоступные задачи.

Например, вентильные электрические машины позволяют строить на их основе автономные источники электропитания, обеспечивающие генерирование высококачественной электроэнергии при минимальных требованиях к приводному двигателю. Применительно к микроГЭС, это дает возможность строить автоматизированные гидроагрегаты с нерегулируемыми турбинами. Как показал еще довоенный опыт, именно это направление развития микроГЭС в наибольшей степени отвечает как производственно-технологическим, так и эксплуатационным требованиям. Обзор зарубежной информации также показывает, что микроГЭС с применением вентильных электрических машин получают в настоящее время наибольшее распространение во всем мире [36].

Тенденция к упрощению гидротехнической части станций существенно повышает требования к устройствам генерирования электроэнергии и стабилизации ее параметров. Соответственно, вопросы, связанные с исследованиями режимов работы электромашинных генераторов микроГЭС в комплексе со статическими полупроводниковыми системами регулирования величины и частоты выходного напряжения, приобретают первостепенное значение для создания современных микрогидроэлектростанций.

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: 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. [35,37].

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 ограничивают их применение в гидроэнергетике.

Напорный трубопровод позволяет повысить энергию рабочего потока воды, применять более эффективные типы гидротурбин реактивного типа. Мощность, развиваемая гидротурбиной, определяется из выражения:

$$P_{\mathrm{T}} = \gamma \frac{Q \cdot H}{\Omega} \eta_{\mathrm{T}},$$

где γ– вес единицы объема воды; Q – расход воды; H – рабочий напор; Ω – угловая частота вращения; η_{T} – полный КПД турбины.

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.

Следует отметить, что мощность и частота вращения гидротурбины определяют расчетную мощность генератора, его массу, габариты и стоимость. В общем случае эти параметры связаны соотношением [38,39]:

$$\frac{D^2 \cdot l_\delta \cdot \Omega}{P} = \sigma \frac{1}{A \cdot B_\delta},$$

где D – внутренний диаметр статора электрической машины; l_δ – расчетная длина воздушного зазора; P – расчетная полная мощность;

Ω – частота вращения; A – линейная нагрузка; B_δ – магнитная индукция в воздушном зазоре; σ – коэффициент пропорциональности.

При относительно постоянных значениях расчетной мощности и электромагнитных нагрузок генератора его объем, характеризующийся произведением $D^2 \cdot l_\delta$, определяется частотой вращения Ω. С этой точки зрения, быстроходные гидротурбины позволяют использовать генераторы, обладающие хорошими массогабаритными показателями и низкой стоимостью.

В случае, когда частота вращения гидротурбины микроГЭС мала (практически менее 400 об/мин) целесообразно применение мультипликаторов. Это позволяет добиться максимального КПД преобразования и минимальной массы установки в целом.

Применительно к низконапорным микроГЭС, преимущественное распространение получили реактивные гидротурбины пропеллерного типа с номинальной частотой вращения от 1000 до 3000 об/мин. Этот тип турбин позволяет исключить мультипликатор из состава гидроэнергоустановки.

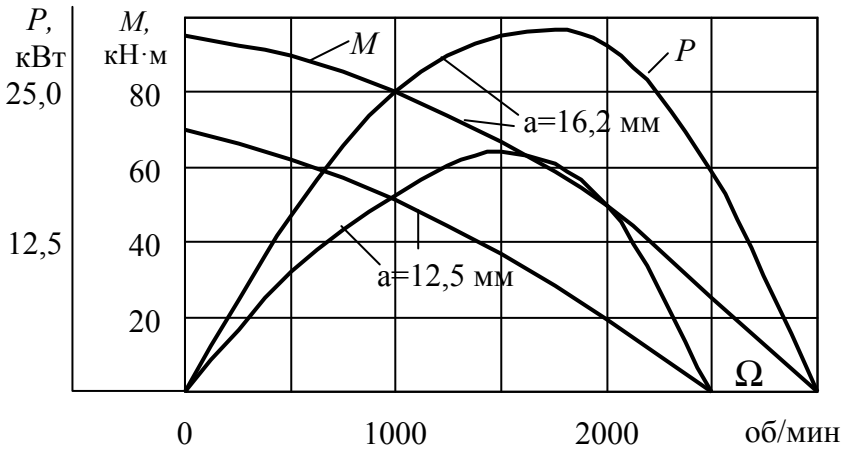


Рис. 25. Характеристики гидротурбины типа К-245 D=289 мм, H=9 м

На рис. 25 показаны экспериментальные мощностные и механические характеристики нерегулируемой пропеллерной гидротурбины типа К-245, диаметром 289 мм, при напоре H = 9 м, для двух положений открытия направляющего аппарата (а) [40]. Как видно из рис. 25 мощность, развиваемая гидротурбиной, равна нулю в двух случаях:

1) при $\Omega = 0$, когда происходит протекание воды, но нет вращения и, следовательно, работа не совершается – энергия воды растрачивается на гидравлическое сопротивление;

2) при $\Omega = \Omega_у$, когда под действием напора воды турбина развивает максимальные обороты, растрачивая энергию на гидравлические и механические сопротивления. Угонная частота вращения $\Omega_у$ гидротурбины пропеллерного типа достигает 2…2,5 номинальной частоты.

С уменьшением открытия направляющего аппарата мощность турбины и максимальная частота вращения уменьшаются, поскольку падают расход воды и энергия потока.

Следовательно, частота вращения гидроагрегата может существенно изменяться в зависимости от энергии рабочего потока воды и колебаний величины мощности нагрузки, уравновешивающей мощность, развиваемую гидродвигателем.

Очевидно, что особое внимание при создании микроГЭС необходимо обращать на системы стабилизации ее рабочих режимов.

Уравнение движения системы "гидротурбина - генератор" имеет вид:

$$M_m = M_Г + J\frac{d\Omega}{dt}$$

где M_m – механический момент, развиваемый гидротурбиной; $M_Г$ – момент сопротивления генератора; J – момент инерции вращающихся частей; Ω – угловая частота вращения гидроагрегата.

Статическая устойчивость системы «гидротурбина – генератор» и погрешность стабилизации частоты ее вращения определяются суммарным коэффициентом саморегулирования микроГЭС:

$$e_\Sigma = e_Г - e_m;$$

$$e_Г = \frac{d\,M_Г}{d\Omega}\cdot\frac{M_{г.н}}{\Omega_{ном}};$$

$$e_m = \frac{d\,M_m}{d\Omega}\cdot\frac{M_{m.н}}{\Omega_н},$$

где $e_Г, e_m$ – коэффициенты саморегулирования генератора и гидротурбины соответственно; $M_{г.н}, M_{m.н}$ – номинальные (расчетные) значения моментов генератора и гидротурбины в точке номинального режима; $\Omega_н$ – номинальная частота вращения гидроагрегата.

Для устойчивой работы гидроагрегата суммарный коэффициент саморегулирования должен иметь положительное значение.

В зависимости от условий в микрогидроэлектростанциях применяются практически все типы гидротурбин: поворотно-лопастные, радиально-осевые, ковшовые, капсульные и др. Для максимального упрощения и удешевления гидроагрегатов достаточно широко используется стандартное насосное оборудование. Насосы отличаются от традиционных гидротурбин тем, что у них нет устройств регулирования расхода воды и, следовательно, мощности [41]. Насосы предназначены для работы в одном режиме, что определяет их простоту и меньшую стоимость по сравнению с регулируемыми турбинами, мощность которых приводится в соответствие с мощностью нагрузки путем регулирования расхода воды или поворотом рабочих лопастей. Оптимизацию условий работы насоса в турбинном режиме несложно выполнить с помощью простейших гидротехнических сооружений, например напорного трубопровода и системы стабилизации электрической мощности гидроагрегата.

Генератор является важнейшим элементом электрооборудования автономной энергоустановки. Кроме основного назначения, заключающегося в генерировании электрической энергии, генератор должен выполнять определенные функции по стабилизации или регулированию параметров, характеризующих её качество. Поэтому одним из требований, предъявляемых к генератору автономной электроустановки, является управляемость. Конструктивное выполнение генератора должно обеспечить возможность его эксплуатации на открытом воздухе с высокой степенью надежности в течение длительного времени.

В агрегатах микроГЭС в основном применяются генераторы переменного тока синхронного или асинхронного типов. Преимуществами асинхронных генераторов являются высокая надежность, малые габариты, низкая стоимость, простота включения на параллельную работу. К основным их недостаткам относятся необходимость в конденсаторной батарее для самовозбуждения и относительная сложность регулирования выходного напряжения. Синхронные машины имеют несколько большие габариты и массу, а также более дороги, чем асинхронные. Тем не менее, меньшая мощность возбуждения и простота возбуждающих и регулирующих устройств в ряде случаев делают более предпочтительным применение в микроГЭС синхронных генераторов.

В зависимости от условий работы энергоустановки, можно рекомендовать применение асинхронных генераторов, если станция работает на мощную электрическую сеть или на пассивную автономную нагрузку. При автономном режиме работы на нагрузку с изменяющимся

коэффициентом мощности преимущества имеют микроГЭС, построенные на основе синхронных генераторов [42, 43].

За рубежом выпускаются различные модификации генераторов, специально предназначенных для работы в составе микроГЭС [36]. Среди них имеются как синхронные, так и асинхронные машины. В России и странах содружества специальных генераторов для рассматриваемых целей не выпускается, поэтому следует обратить внимание на общепромышленные электрические машины, автотракторное электрооборудование и некоторые типы синхронных генераторов серий ЕСС, ГО, ГСФ, СГВ и др., применяемых в передвижных электростанциях с двигателями внутреннего сгорания и ветроэлектроустановках. Заслуживает внимания так же опыт использования в генераторном режиме асинхронных двигателей с емкостным возбуждением.

К основным показателям качества источников электропитания в соответствии с ГОСТ 4.171-85 относятся параметры выходного напряжения, характеризуемые номинальной величиной и частотой. Поэтому, важнейшим элементом энергоустановки является система стабилизации, обеспечивающая статически устойчивый режим работы гидроагрегата и стабилизацию его выходного напряжения.

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. 26.

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. 26, *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].

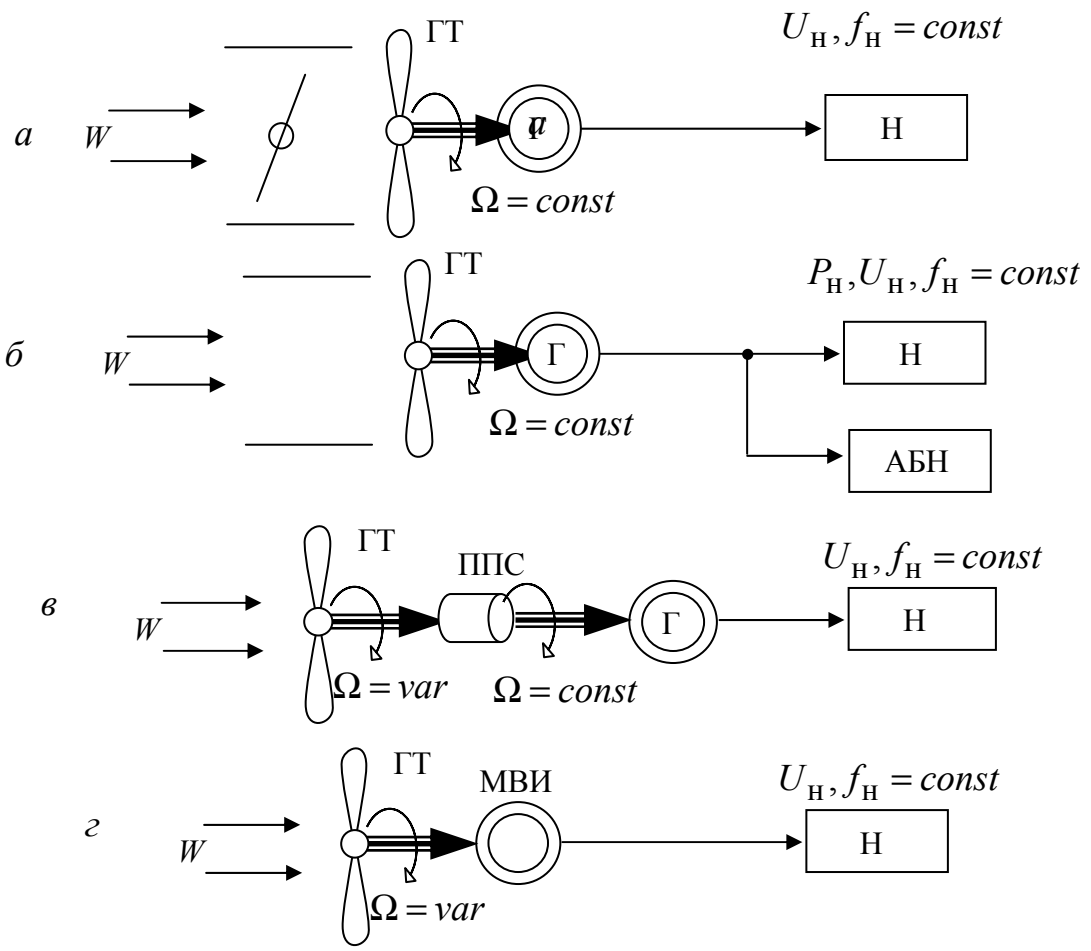


Рис. 26. Варианты построения систем стабилизации: W – энергия потока воды; ГТ – гидротурбина; Г – генератор; Н – полезная нагрузка; АБН – автобалластная нагрузка; ППС – привод постоянной скорости; МВИ – машинно-вентильный источник.

Упростить конструкцию турбин и добиться большего быстродействия 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 потребите-

лями, часть из которых допускает снижение величины питающего напряжения или его отключение. Схема энергоустановки с автобалластным регулированием выходных параметров представлена на рис. 26, *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. 26, *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 генера-

тора. 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. 26, *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.

3.2. Режимы работы микроГЭС с автобалластной стабилизацией напряжения

Энергоустановки, рабочие режимы которых регулируются с помощью управления мощностью их электрических нагрузок, могут быть разделены на две группы. К первой группе относятся системы стабилизации частоты вращения гидроагрегата за счет создания тормозного момента на валу дополнительной электрической машины. Стабилизация

другого параметра микроГЭС – величины выходного напряжения осуществляется известными методами регулирования напряжения генераторов. В качестве дополнительной электрической машины, создающей управляющее механическое воздействие на гидротурбину, могут применяться различные типы машин.

Например, в [43] используется дополнительный синхронный генератор, расположенный на одном валу с гидроагрегатом. Основной генератор работает на полезную нагрузку, а дополнительный на балластную нагрузку, равную по мощности полезной. Обмотка возбуждения дополнительного генератора подключена к регулятору, который при изменении величины полезной нагрузки изменяет величину тока возбуждения синхронного генератора таким образом, чтобы суммарный момент сопротивления двух генераторов оставался на уровне, обеспечивающем постоянство частоты вращения энергоустановки (рис. 27).

Достоинствами таких схем являются простота, небольшая мощность цепей управления, высокое быстродействие, отсутствие влияния регулирующих элементов на цепь нагрузки.

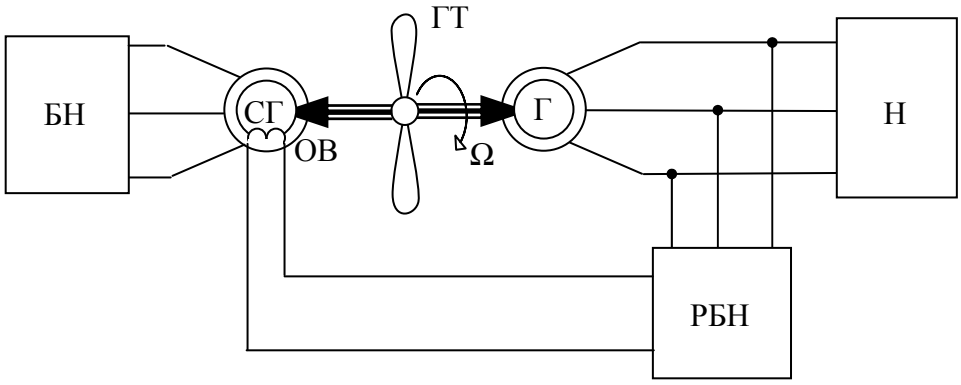


Рис. 27. Структурная схема микроГЭС автобалластного типа, построенная на базе двух генераторовСГ – синхронный генератор;
ОВ – обмотка возбуждения СГ;
РБН – регулятор балластной нагрузки

К недостаткам следует отнести использование двух электрических машин соизмеримой мощности, что значительно ухудшает массогабаритные показатели источника электропитания. Для стабилизации напряжения на полезной нагрузке необходим дополнительный регулятор напряжения основного генератора. Несимметрия нагрузки источни ка не компенсируется системой стабилизации, что вызывает дополнительные потери электроэнергии и ухудшение её качества.

Отмеченные недостатки ограничивают применение в микроГЭС автобалластных систем, предназначенных только для регулирования тормозного момента гидроагрегата. Гораздо эффективнее управлять электрической мощностью генератора микроГЭС, регулируя его нагрузку.

Можно предложить несколько способов регулирования электрической нагрузки станции. Простейший из них заключается в отключении части нагрузок при уменьшении энергии, подводимой к гидродвигателю [51]. Более совершенный тип регулятора предусматривает наличие ряда дозированных нагрузок, которые могут подключаться или отключаться в определенных сочетаниях с помощью тиристорного коммутатора [50, 52, 54, 55].

Структурная схема микроГЭС с тиристорным коммутатором дискретных балластных нагрузок показана на рис. 28. При изменении величины полезной нагрузки Н система управления СУ выдает управляющий сигнал на определенные тиристорные ключи $К_1$–$К_n$, которые коммутируют одну или несколько ступеней балластной нагрузки $БН_1$ – $БН_n$. В результате происходит изменение величины тормозного момента генератора, компенсирующее отклонение момента турбины, и частота вращения стабилизируется. Кроме того, регулируется ток якорной обмотки генератора, что положительно сказывается на стабильности его напряжения.

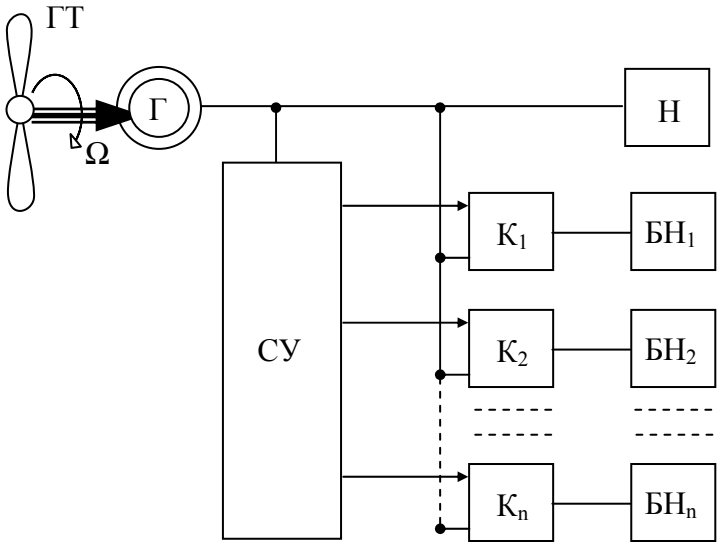


Рис. 28. Структурная схема микроГЭС с дискретным балластом

Коммутация вентилей коммутатора обычно осуществляется естественным образом, поэтому для ряда схемных решений тиристорных ключей характерно отсутствие искажений формы напряжения генератора. В этом заключается важнейшее достоинство автобалластных систем стабилизации с тиристорными коммутаторами.

Регулирование мощности балласта гидроагрегата может осуществляться по току, напряжению, частоте и другим параметрам [42, 53…56]. В общем случае, когда изменяется не только полезная нагрузка станции, но и энергия рабочего потока воды, необходим частотно-регулируемый автобалласт, действующий, прежде всего, на частоту вращения гидроагрегата. Коррекцию выходного напряжения целесообразно осуществлять по цепи возбуждения генератора. Несомненные преимущества в этом случае имеют синхронные машины.

Специальные генераторы для микроГЭС в нашей стране не выпускаются, поэтому приходится использовать имеющиеся машины, например синхронные генераторы, предназначенные для передвижных и стационарных электроустановок серии ЕСС. Для рассматриваемого диапазона мощностей подходят типы генераторов ЕСС5-61-4У2, ЕСС5-62-4У2, ЕСС5-81-6У2, ЕСС5-83-6У2 на мощности, соответственно 8, 12, 20, 30 кВт. Генераторы имеют систему фазового компаундирования возбуждения, обеспечивающую автоматическое поддержание напряжения в пределах ± 5 % от средне регулируемого значения при любых нагрузках в диапазоне изменения коэффициента мощности от 0,8 до 1. Частота выходного напряжения в соответствии с паспортными данными серии может изменяться от 49,2 до 50,7 Гц.

Одним из наиболее перспективных схемных решений регуляторов балластной нагрузки микроГЭС является цифровой регулятор частоты (ЦРЧ). Цифровой способ измерения, широко применяемый в современной схемотехнике, характеризуется высокой точностью и хорошо сочетается со ступенчатым автобалластом, коммутируемым тиристорными ключами.

Структурная схема микроГЭС с цифровым регулятором частоты показана на рис. 29, где гидротурбина ГТ приводит во вращение синхронный генератор СГ, к обмотке статора которого подключена полезная нагрузка $Z_{\text{на}}$, $Z_{\text{нв}}$, $Z_{\text{нс}}$ и набор балластных сопротивлений $R_{\text{б}1} - R_{\text{б}N}$, включенных через биполярные тиристорные ячейки, управляемые цифровым регулятором частоты ЦРЧ. В общем случае ЦРЧ может управлять N балластными сопротивлениями дозированной величины. Число ступеней балластной нагрузки определяет погрешность регулирования результирующей эквивалентной нагрузки станции в установившихся режимах. Под эквивалентной нагрузкой СГ понимается суммарная на-

грузка на зажимах электрической машины, определяемая как параллельное соединение полезной и балластной нагрузок [57].

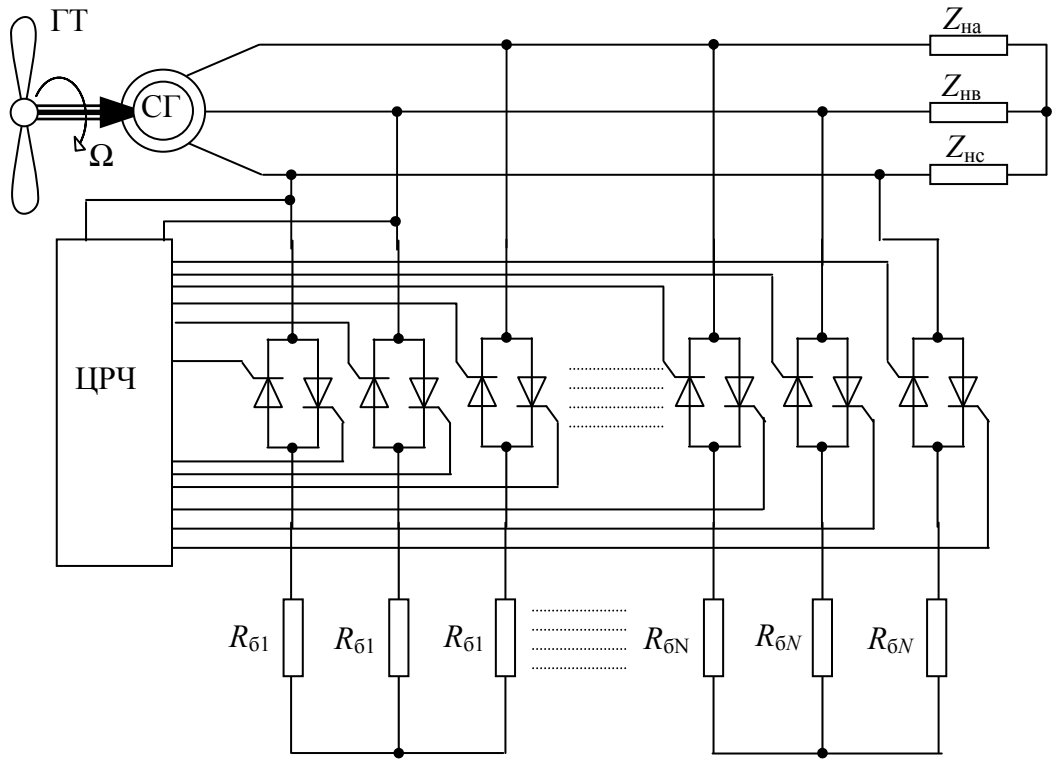


Рис. 29. Структурная схема микроГЭС с цифровым регулятором частоты

С точки зрения уменьшения погрешности регулирования эквивалентной нагрузки, необходимо увеличивать количество ступеней балласта N. Однако это приводит к усложнению схемы регулятора, ухудшению ее массо-габаритных и стоимостных показателей. Оптимальным вариантом ЦРЧ можно считать регулятор, в котором мощности балластных нагрузок выбираются в отношении: 1,2,4,... 2N. В этом случае можно существенно сократить количество дозированных балластных сопротивлений и обеспечить равномерную погрешность регулирования эквивалентной нагрузки во всем диапазоне. Например, если принять мощность одной ступени балласта ΔP, равной 5 % максимальной мощности установки P, то при одинаковых балластных сопротивлениях их потребуется $N = 20$. При использовании приведенной выше рекомендации количество балластных резисторов и соответственно ключей регулятора можно сократить до $N = 4$ при той же погрешности регулирования балласта.

Величину эквивалентной нагрузки СГ микроГЭС в относительных единицах несложно подсчитать по формуле:

$$Z_{\text{э}} = \frac{Z_{\text{н}}\left(2^N - 1\right)}{2^N + Z_{\text{н}}\left(n - 1\right)},$$

где $Z_{\text{н}}$ – полезная нагрузка СГ; $n = 0 \div (2N - 1)$ – десятичное число, соответствующее двоичному коду, записанному в выходных каскадах ЦРЧ. Двоичный код ЦРЧ соответствует частоте генерируемого напряжения и получается в результате подсчета импульсов опорной частоты за период напряжения станции.

Структурная схема ЦРЧ показана на рис. 30 и состоит из следующих блоков. Генератор опорной частоты (ГОЧ) содержит высокочастотный кварцевый генератор и счетчики, формирующие последовательности управляющих импульсов. Датчик частоты генератора (ДЧГ) преобразует синусоидальное напряжение генератора в последовательность коротких импульсов с периодом повторения, равным периоду генерируемого напряжения. Измеритель частоты генератора (ИЧГ) на основе сравнения частоты генератора с опорной производит измерение частоты напряжения микроГЭС. Счетно-логическое устройство (СЛУ) обрабатывает по определенному алгоритму двоичный код, соответствующий измеренной частоте, и через усилитель мощности (УМ) управляет работой тиристорных ключей балластной нагрузки.

Алгоритм работы и принципы построения СЛУ могут быть различны: на основе регистра, оперативного запоминающего устройства, реверсивного счетчика и др. Экспериментальные исследования позволили выявить преимущества ЦРЧ с использованием реверсивного счетчика, обеспечивающего последовательное изменение величины балластной нагрузки на ΔP за каждый цикл работы. При таком регулировании удается избежать резких бросков тока и обеспечить устойчивый режим работы микроГЭС практически с любым типом генератора и турбины.

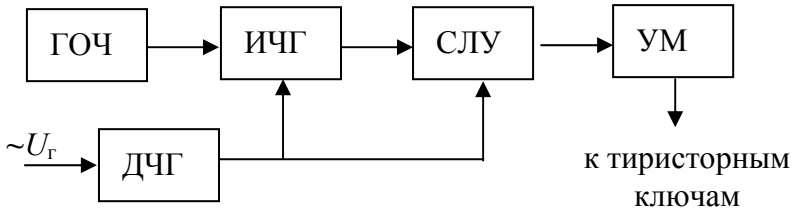


Рис. 30. Структурная схема ЦРЧ

Принцип действия ЦРЧ на базе реверсивного счетчика заключается в следующем. Подсчитывается количество импульсов ГОЧ за период напряжения генератора микроГЭС. Если двоичный код, зафиксиро-

ванный на счетчике ИЧГ, соответствует частоте генератора в пределах 49…51 Гц, то комбинация включенных балластных сопротивлений не изменяется, т. е. зона 50 ± 1 Гц является зоной нечувствительности ЦРЧ. Если частота генератора вышла за пределы зоны нечувствительности, то реверсивный счетчик СЛУ переводится в режим вычитания – когда частота снизилась до 49 Гц и в режим прямого счета – когда частота увеличилась до 51 Гц. При этом балластная нагрузка в соответствии с двоичным кодом счетчика ступенчато увеличивается на ΔP за каждый период напряжения микроГЭС до тех пор, пока частота выходного напряжения не войдет в заданные пределы. Таким образом, время задержки, соответствующее полному изменению балластной нагрузки от 0 до P, определяется как:

$$T_{\text{р}} = T_{\text{из}} (2N - 1),$$

где $T_{\text{из}}$ – время измерения или счета импульсов.

Например, для ЦРЧ, в котором счет импульсов происходит за каждый период напряжения для N = 3; 4; 5, время задержки $T_{\text{р}}$ будет равно 0,14; 0,3; 0,62 с соответственно. Следовательно, увеличение числа ступеней балластной нагрузки и периода измерений импульсов приводят к увеличению времени задержки ЦРЧ, а соответственно и длительности переходных процессов в микроГЭС.

В данном случае динамические характеристики микроГЭС вступают в противоречие со статическими. Статическая погрешность стабилизации частоты зависит также от жесткости механической характеристики гидротурбины и точности стабилизации напряжения генератора в установившихся режимах, т.е. системы регулирования напряжения СГ.

Следовательно, при построении автоматизированной микроГЭС с цифровым регулятором частоты возникают вопросы выбора минимальной ступени дискретизации балластной нагрузки ΔP, обеспечивающей заданную погрешность стабилизации для определенного типа генератора со своей системой регулирования возбуждения и конкретной гидротурбины, характеризуемой жесткостью механической характеристики e_m.

Решить эту достаточно сложную задачу можно методами математического моделирования на ЭВМ.

В качестве исходных уравнений исследования принимаются следующие:

$$
\left.
\begin{aligned}
&U_{\Г} = r_{\Г} i_{\Г} + \frac{d\psi_{\Г}}{dt} \\
&M_{\Г} = \mathrm{Re}\, j\left(\psi_{\Г} i_{\Г}\right) + J\frac{d\Omega}{dt} \\
&U_f(t) = k_u U_{\Г} + k_i i_{\Г} \\
&n = f[\omega(t)] \\
&M_m = f[\omega(t), ЭВ] \\
&Z_э = \frac{Z_н\left(2^N - 1\right)}{2^N + Z_н(n-1)/\, n = 0 \div \left(2^N - 1\right)} \\
&U_{\Г} = \left(R_э + j\, X_э\right) i_{\Г} + x_{\Г}\frac{d\, i_{\Г}}{dt}
\end{aligned}
\right\}
$$

где $U_{\Г}, i_{\Г}, \psi_{\Г}$ – вектора-матрицы напряжений, токов и потокосцеплений генератора; $Z_э, Z_н$ – матрицы нагрузки; $R_э, X_э, R_{\Г}, X_{\Г}$ – матрицы активных и индуктивных сопротивлений эквивалентной нагрузки и генератора; $M_{\Г}, M_m$ – тормозной момент генератора и вращающий момент турбины; J – момент инерции вращающихся частей электроустановки; k_u, k_i – коэффициенты усиления; $ЭВ$ – энергия водотока.

Математическая модель микроГЭС позволяет установить взаимосвязь между параметрами ЦРЧ и показателями микроГЭС и получить рекомендации к выбору параметров регулятора, обеспечивающих требуемые характеристики автономной электроустановки.

В качестве основных параметров ЦРЧ можно выделить: число ступеней балластной нагрузки N, зону нечувствительности регулятора $D_н$ и время задержки $T_р$.

На рис. 31 представлены расчетные зависимости погрешности стабилизации частоты вращения СГ типа ЕСС со стандартной системой компаундирования возбуждения от коэффициента саморегулирования гидротурбины для различных значений N. Из рис. 31 видно, что значительное повышение точности стабилизации частоты $\Delta\omega$ происходит при изменении числа ступеней балластной нагрузки до значения N = 5. Дальнейшее увеличение N существенного эффекта не дает, однако требует усложнения схемы ЦРЧ и увеличения количества дозированных балластных сопротивлений.

По рис. 31 должны выбираться такие параметры ЦРЧ как количество ступеней балластных сопротивлений N и зона нечувствительности $D_н$. Величины N и $D_н$ выбираются по известному коэффициенту саморе-

гулирования гидротурбины e_m и требуемой точности стабилизации частоты вращения. Величина зоны нечувствительности ЦРЧ должна выбираться большей, чем максимальная погрешность стабилизации частоты вращения при заданном e_m и выбранной величине N. В противном случае возможны динамически неустойчивые режимы микроГЭС,

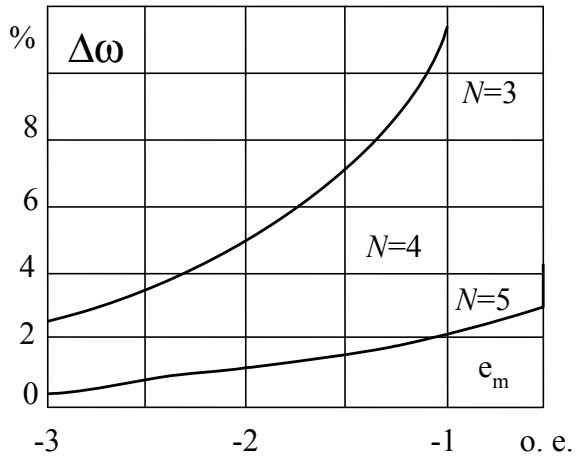


Рис. 31. Зависимость погрешности стабилизации частоты вращениямикроГЭС от коэффициента саморегулирования гидротурбины

когда при постоянной величине полезной нагрузки станции часть балластных сопротивлений будет периодически подключаться и отключаться.

Влияние рассматриваемого ЦРЧ на переходный процесс микроГЭС проявляется в основном через время задержки $T_р$, определяющее время изменения величины балластной нагрузки, включенной в цепь якоря генератора. Обычно, для рассматриваемого диапазона мощностей инерционная постоянная вращающихся частей энергоустановки больше времени задержки ЦРЧ и в переходных режимах изменение балластной нагрузки происходит быстрее, чем частоты вращения гидроагрегата. Поэтому на длительность переходных процессов оказывает влияние и величина, на которую изменяется полезная нагрузка станции.

В качестве характеристик микроГЭС с цифровым автобалластным регулятором частоты на рис. 32 изображены осциллограммы переходных процессов, вызванных внезапным изменением полезной нагрузки станции. Осциллограммы получены на экспериментальной установке, построенной на базе СГ серии ЕСС 12 кВт, со стандартной системой фазового компаундирования. ЦРЧ имеет следующие параметры: N = 4, $D_н$ = 2 %, $T_{из}$= 0,02 с.

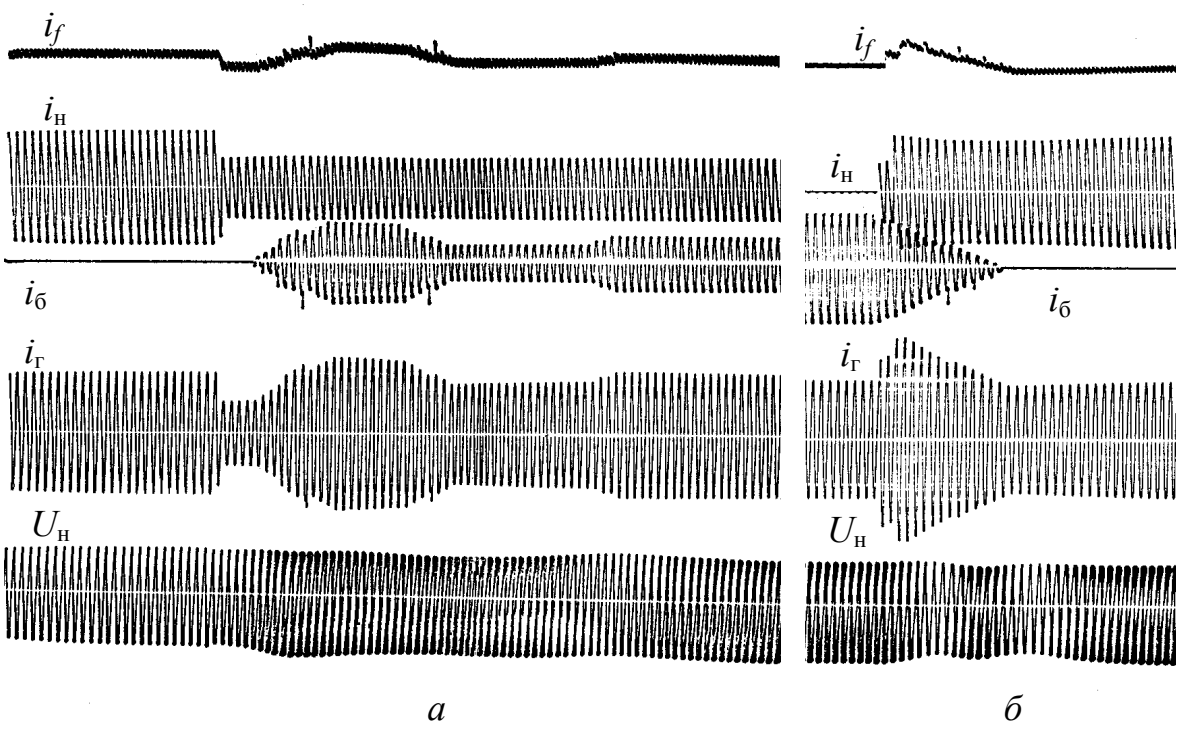


Рис. 32. Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с частотной системой стабилизации: а) – сброс 50 % нагрузки; б) - наброс 100 % нагрузки i_f – ток возбуждения; $i_н$ –- ток нагрузки; $i_б$ – ток балласта; $i_г$ – ток генератора; $U_н$ – напряжение на нагрузке

Из рис. 32 видно, что при включении 100 %-й активной нагрузки длительность переходного процесса составляет 0,3 с; сброс же 50 %-й нагрузки приводит к увеличению времени переходного процесса до 1,2 с, что объясняется «перерегулированием» ЦРЧ сразу после изменения режима. Однако наиболее заметные отклонения токов и напряжения генератора от установившихся значений в этом случае также лежат в интервале времен до 0,3 с после начала переходного процесса, что соответствует времени задержки ЦРЧ. На осциллограмме хорошо видны участки, в которых частота вращения СГ находится в зоне нечувствительности ЦРЧ, в эти промежутки времени величина балластной нагрузки, соответственно, её ток и ток генератора остаются постоянными. Отклонение напряжения данной микроГЭС в переходных режимах составляет не более 10…15 % от номинального значения. Максимальное отклонение частоты вращения СГ в переходных режимах не превышает 7 %.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что использование ЦРЧ предлагаемого типа для стабилизации частоты вращения автономной микроГЭС обеспечивает достаточно хорошие динамические показатели электроустановки и устойчивую работу станции практически с любым

типом гидротурбин. Для обеспечения требуемой точности регулирования частоты вращения гидроагрегата выбор параметров ЦРЧ должен производиться в соответствии с приведенными выше рекомендациями.

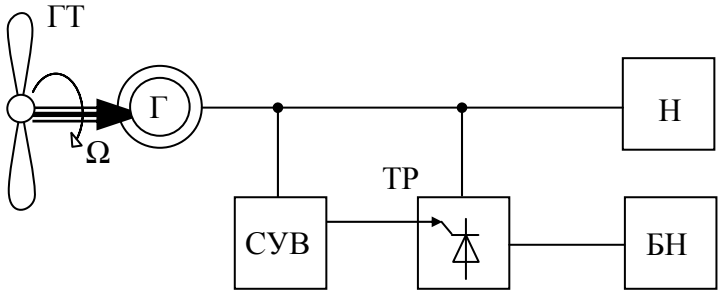


Рис. 33. Структурная схема микроГЭС с фазовым управлением: СУВ - система управления вентилями; ТР - тиристорный регулятор

Недостатком схем с дискретным регулированием мощности является необходимость использования большого числа управляемых вентилей, что усложняет и удорожает систему регулирования. Для достижения приемлемой точности стабилизации напряжения число дозированных ступеней балластной нагрузки выбирается не меньше чем $N = 15$. Кроме усложнения схемы, дробление балласта на ряд точно дозированных ступеней затрудняет полезное использование рассеиваемой на нем мощности. Поэтому тиристорные коммутаторы более целесообразны в установках небольшой мощности, в пределах нескольких кВт [55, 58].

Устранить эти недостатки, при определенном ухудшении качества вырабатываемой электроэнергии, позволяет использование в регуляторах автобалласта схем с фазовым регулированием. Такие регуляторы требуют значительно меньшего количества тиристоров для построения силовых схем и в наибольшей степени удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым к микроГЭС – простота и надежность [52].

Структурная схема микроГЭС, система стабилизации которой построена на тиристорном преобразователе с фазовым регулированием мощности балласта, показана на рис. 33. Система управления вентилями регулятора, обычно вертикального типа (СУВ), формирует определенный угол управления тиристорами регулятора (ТР) в зависимости от величины управляющего воздействия, характеризующего отклонение выходных электрических параметров установки относительно номинальных значений.

Основным недостатком регуляторов автобалласта с фазовым регулированием по сравнению с тиристорными коммутаторами является

искажение формы кривых фазных токов и напряжений генератора микроГЭС.

К параметрам автономной энергоустановки, по которым целесообразно осуществлять регулирование рабочих режимов гидроагрегата относятся, прежде всего, ток нагрузки и его составляющие, частота выходного напряжения и его величина.

Для стабилизации частоты переменного тока микрогидроэлектростанции необходимо так изменять мощность результирующей нагрузки энергоустановки, чтобы частота вращения системы «генератор – гидротурбина» оставалась неизменной при колебаниях полезной нагрузки и энергии рабочего потока воды. Регулировать величину балластной нагрузки в этом случае целесообразно по отклонению частоты переменного тока источника электропитания от номинального значения. При изменении энергии рабочего потока воды, поступающего на турбину, с помощью частотно-регулируемого балласта невозможно добиться стабилизации величины выходного напряжения установки. Для этого необходим дополнительный канал регулирования напряжения генератора, который строится в зависимости от типа генератора, условий его работы и требований к точности стабилизации.

Таким образом, система стабилизации выходного напряжения и частоты микрогидроэлектростанции представляет собой двухканальную систему автоматического регулирования, обладающую адаптивными свойствами. В зависимости от величины возмущающих воздействий – полезной нагрузки и энергии рабочего потока воды система автоматически выбирает необходимую мощность балластной нагрузки так, чтобы частота вращения гидроагрегата оставалась неизменной. Регулятор возбуждения генератора обеспечивает стабилизацию величины его напряжения.

Работа автоматических систем стабилизации напряжения станции должна, прежде всего, обеспечивать устойчивость рабочего режима энергоустановки.

Статически устойчивый режим работы микроГЭС характеризуется суммарным коэффициентом саморегулирования e_{Σ}, который зависит как от параметров турбины, так и генератора.

Коэффициент саморегулирования генератора графически определяется как тангенс угла наклона касательной к кривой электромагнитного момента в рассматриваемой точке. Электромагнитный момент генератора зависит от многих факторов, среди которых определяющим является способ управления балластной нагрузкой.

Если управление балластной нагрузкой осуществляется по частоте выходного напряжения, то приближенно можно считать, что в статических режимах активная мощность, частота вращения и момент сопротивления на валу гидроагрегата неизменны. Соответственно, величина $e_r = 0$.

Более сложно оценить e_r при токовом способе управления автобалластной нагрузкой, когда момент сопротивления генератора и частота вращения гидроагрегата могут изменяться.

Следовательно, статическая устойчивость микроГЭС зависит от выбора параметра, по которому осуществляется регулирование балластной нагрузки. При частотном регулировании микроГЭС сохраняет устойчивость независимо от типа и параметров генератора и турбины. Точность поддержания выходных параметров станции на номинальном уровне определяется статическими погрешностями регуляторов возбуждения и автобалласта.

Если напор и расход воды гидротурбины не меняются, что характерно для установок с напорным трубопроводом, то для стабилизации рабочего режима микроГЭС достаточно стабилизировать мощность, потребляемую результирующей нагрузкой. В этом случае может оказаться вполне достаточным применение только одноканальной стабилизирующей системы автобалластного типа. Регулирование балласта в этом случае целесообразно осуществлять по мощности результирующей нагрузки, по активной составляющей тока генератора, а также и по полному току, если характер нагрузки источника изменяется в небольших пределах. Благодаря постоянству и равенству мощности, потребляемой нагрузкой источника электропитания, и мощности, развиваемой гидротурбиной, энергоустановка работает в статическом режиме, который легко может быть оптимизирован по энергетическим показателям.

Регулирование по нагрузке микроГЭС позволяет достаточно просто компенсировать несимметрию нагрузки генератора. Например, на рис. 39 показана схема системы регулирования балласта по току нагрузки. Фазные токи нагрузки $I_{\text{А}}, I_{\text{В}}, I_{\text{С}}$ измеряются регуляторами тока $\text{РТ}_{\text{А}}, \text{РТ}_{\text{В}}, \text{РТ}_{\text{С}}$ и, если они отличаются от номинальных значений, то токи балластной нагрузки $I_{\text{бА}}, I_{\text{бВ}}, I_{\text{бС}}$ изменяются таким образом, чтобы ток каждой фазы генератора оставался неизменным.

Постоянство результирующей нагрузки и частоты вращения генератора автономного источника электропитания определяет стабильность его выходного напряжения, что позволяет исключить из состава системы стабилизации канал регулирования напряжения. Конструкция

микроГЭС, особенно на базе асинхронного генератора, в этом случае существенно упрощается.

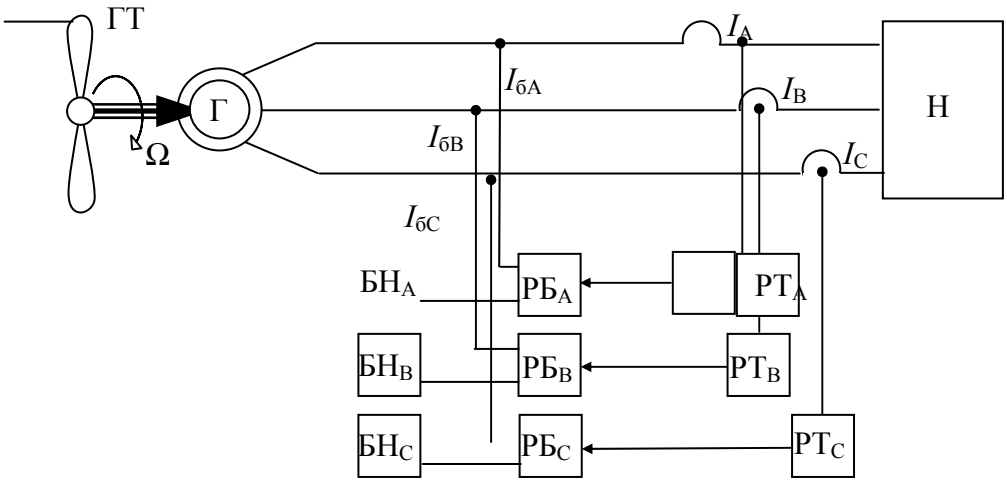


Рис. 34. Структурная схема микроГЭС с управлением по току нагрузки

Быстродействие системы регулирования балластной нагрузки по нагрузочному току обеспечивает высокое качество стабилизации напряжения в переходных режимах, вызванных коммутацией в цепи нагрузки. Однако статическая устойчивость микроГЭС с токовым автобалластом существенно зависит от систем регулирования возбуждения синхронного генератора. Для генераторов с независимым возбуждением микроГЭС сохраняет устойчивый режим работы практически с любым типом гидротурбин, поскольку коэффициент саморегулирования генератора в этом случае равен $e_Г = 0{,}1…0{,}12$.

Как показали исследования, в качестве общей рекомендации для обеспечения необходимого запаса устойчивости системы, регулятор возбуждения генератора должен иметь зону нечувствительности порядка 4…6 %. В этом случае микроГЭС будет устойчиво работать в диапазоне изменения cosφ от 0,8 до 1 практически с любым типом гидротурбин.

Исследования авторов доказали, что хороших результатов позволяют добиться комбинированные системы стабилизации, в которых используются несколько параметров регулирования. Например, представляет интерес двухканальная система, в которой объединены токовый и частотный способ регулирования мощности, рассеиваемой на балластных нагрузках.

Структурная схема такой установки показана на рис. 35. Балластная нагрузка в данной схеме разделена на две части: БН1 – частотного

канала, БН2 – токового канала. Балластную нагрузку токового канала целесообразно выбирать такой мощности, на которую может измениться мощность полезной нагрузки микроГЭС. Высокое быстродействие токового регулирования обеспечивает хорошие динамические показатели станции при внезапных изменениях ее нагрузки, а балластная нагрузка частотного регулятора БН1 служит для более точной стабилизации частоты выходного напряжения. Мощность БН1 выбирается с учетом возможного изменения энергии рабочего потока воды. Автономный источник электропитания построен на базе синхронного генератора СГ, что позволяет легко регулировать величину его выходного напряжения с помощью включения в цепь возбуждения регулятора напряжения РН.

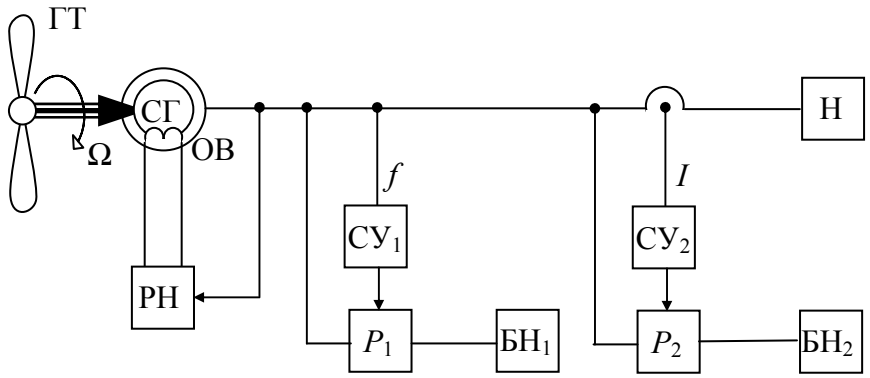


Рис. 35. Структурная схема микроГЭС с комбинированной системой управления

Для обеспечения хороших динамических характеристик станции, мощность токового балласта должна быть не менее 80 % от суммарной мощности токового и частотного каналов регулирования [59].

Достоинствами предложенного варианта микроГЭС являются не критичность к нестабильным параметрам энергоносителя, несимметрии фаз нагрузки, тяжелым пусковым режимам. Однако схема стабилизации параметров выходного напряжения установки усложняется.

Для иллюстрации возможностей автобалластных систем на рис. 36 представлены осциллограммы переходных процессов в микроГЭС с комбинированной системой стабилизации. Силовая схема регулятора балласта токового канала выполнена по мостовой полууправляемой схеме с линейным законом управления вентилями пропорционально току полезной нагрузки. Частотный регулятор построен на биполярных тиристорных ячейках. Эксперименты проводились на лабораторном образце микроГЭС мощностью 12 кВт. Мощность балласта токового канала равна 9,5 кВт, частотного – 2,5 кВт.

По осциллограмме, показанной на рис. 36, видно, что при сбросе 60 % нагрузки, суммарная мощность, потребляемая полезной нагрузкой и балластом токового канала, не изменяется. Частотный канал стабилизации в этом случае не работает и время выхода станции на новый установившийся режим минимально и равно 0,01 секунды.

При выключении всей нагрузки микроГЭС, в первый полупериод напряжения генератора происходит включение балласта токового канна ла. Однако его мощности оказывается недостаточно для поддержания активной мощности генератора неизменной.

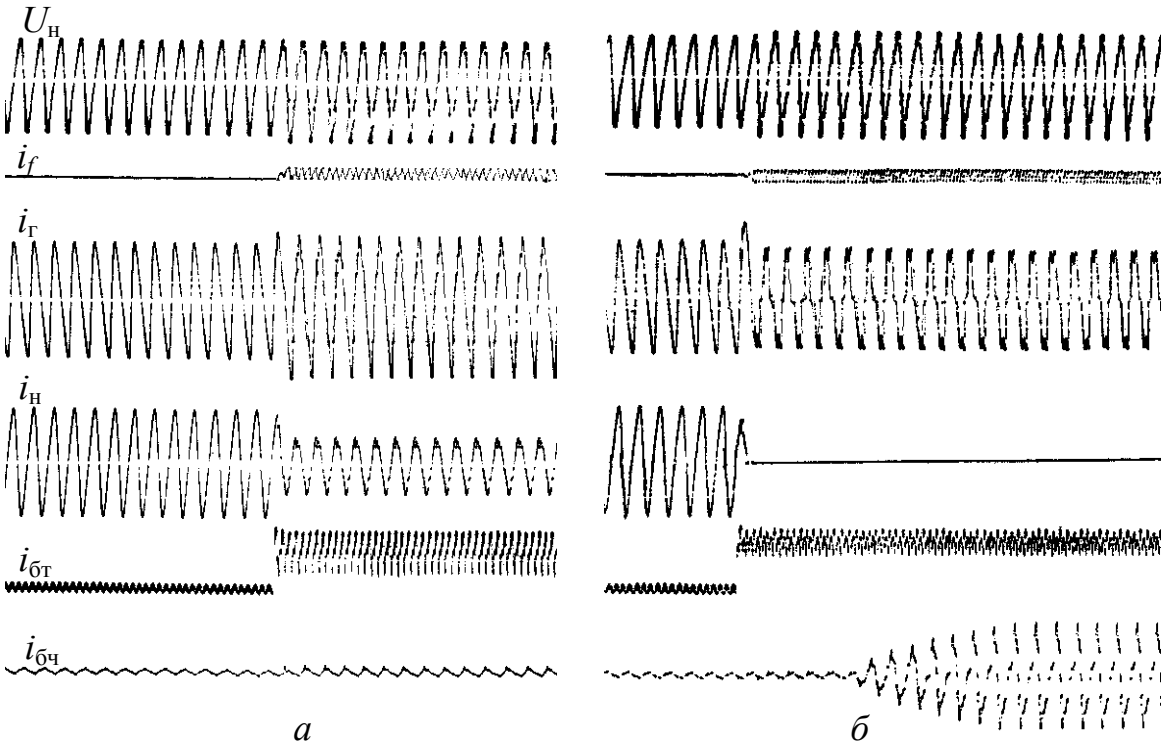


Рис. 36. Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с комбинированной системой стабилизации
а) – сброс 60 % нагрузки; б) – сброс 100 % нагрузки;
$U_н$ – напряжение на нагрузке; i_f – ток возбуждения; $i_г$ – ток генератора;
$i_н$ – ток нагрузки; $i_{бт}$ – ток балласта токового канала;
$i_{бч}$ – ток балласта частотного канала

Частота вращения энергоустановки начинает увеличиваться и в работу вступает частотный канал. Выходные электрические параметры станции в течение электромеханического переходного процесса изменяются незначительно, так как мощность балласта частотного канала не превышает 20 % от мощности генератора, а изменение ее величины

происходит достаточно плавно. Время переходного процесса в этом случае увеличивается до 0,26 с.

В качестве силовых схем регуляторов балластной нагрузки, построенных как на принципе коммутаторов, так и схем с фазовым регулированием, могут быть использованы практически любые варианты схемных решений тиристорных преобразователей. Разница в их применении заключается лишь в том, что в первом случае тиристорный преобразователь используется как ключ, а в фазовых регуляторах – в режиме плавного регулирования угла включения тиристоров. Эти особенности позволяют упрощать схемы тиристорных ключей путем замены управляемых вентилей неуправляемыми – диодами, построения схем включения ступеней балластной нагрузки с минимальным количеством ключевых элементов и т. д. Основными требованиями к тиристорным ключам в данном случае являются надежность запирания при естественном способе коммутации вентилей и отсутствие или минимум искажений кривых токов и напряжений генератора, вносимых тиристорным ключом.

Тиристорные регуляторы балластной нагрузки с фазовым регулированием вентилями принципиально вносят существенно большие искажения токов и напряжений генератора микроГЭС. Кроме того, переменная величина угла управления вентилями регулятора изменяет характер балластной а, следовательно, и результирующей нагрузки генератора, коэффициент использования его мощности. Поэтому, кроме требования к возможно меньшим искажениям формы кривых токов и напряжений, для схем фазовых регуляторов важное значение имеют диапазон изменения углов управления тиристорами, закон регулирования мощности на балластной нагрузке, коэффициент использования мощности генератора.

Основные схемы силовой части тиристорных регуляторов автобалласта показаны на рис. 37. Это трехфазные коммутирующие или регулирующие устройства на основе симметричных биполярных тиристорных ячеек. В зависимости от типа системы электроснабжения (трех или четырехпроводная), можно рекомендовать схему, показанную на рис. 37, *а*, или на рис. 37, *б*. Данные схемы характеризуются отсутствием искажений формы токов и напряжений в режиме максимума мощности, рассеиваемой на балластных нагрузках, а также плавным законом изменения углов управления тиристорами во всем диапазоне регулирования и простой возможностью индивидуальной регулировки по фазам. Кроме этих основных схем, иногда может оказаться целесообразным применение какой-либо другой схемы, например на основе несимметричных биполярных ячеек или трехфазного мостового выпрямителя.

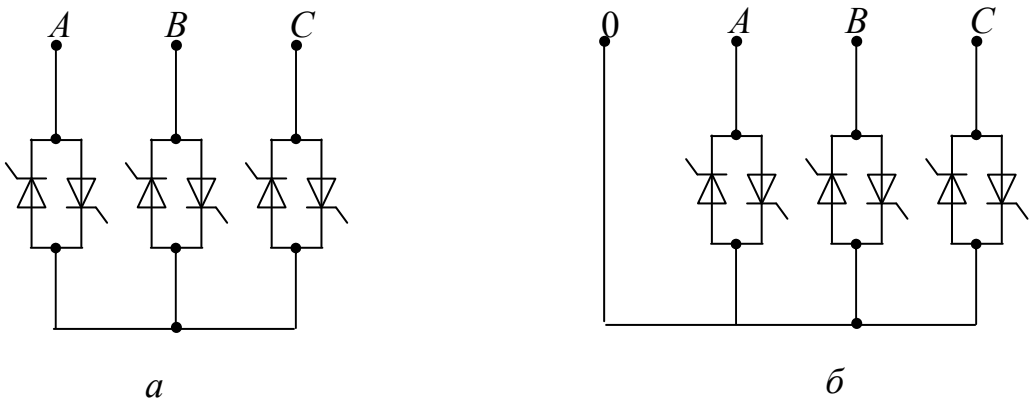


Рис. 37. Основные схемы силовой части тиристорных регуляторов автобалласта

Высокой точности стабилизации выходных электрических параметров микроГЭС позволяют достичь комбинированные системы регулирования балластной нагрузки, использующие принципы фазового и дискретного управления.

Например, авторами предложено устройство для регулирования амплитуды и частоты напряжения автономного электрогенератора [60].

На рисунке 38 представлена структурная электрическая схема устройства, которое содержит логический блок 1, блоки дискретного управления 2 и соответствующие им блоки сопротивлений балластной нагрузки 3, блок фазового управления 4 и соответствующий ему блок сопротивлений балластной нагрузки 5, блок управления реактивной нагрузкой 6 и дополнительный блок реактивных сопротивлений 7.

На вход устройства поступает сигнал $U_{\text{у}}$, пропорциональный требуемой величине рассеиваемой на балластных сопротивлениях мощности. Этот сигнал поступает на вход логического блока 1, в котором формируются сигналы $U_1 - U_n$, поступающие на входы блоков дискретного управления 2, сигнал $U_{\text{ф}}$, поступающий на вход блока фазового управления 4 и сигнал $U_{\text{р}}$, поступающий на вход блока управления реактивной нагрузкой 6.

Принципиальная электрическая схема логического блока 1 может быть выполнена по одному из известных принципов дискретного и фазового управления.

Входной сигнал, поступающий на логический блок 1, формируется датчиком, установленным в якорной цепи генератора. Измеряемыми сигналами могут служить активная и реактивная составляющие тока или вырабатываемая мощность генератора.

Логический блок 1 формирует три сигнала: $U_{\text{д}}$ ($U_1 - U_n$) – сигнал дискретного управления, который обеспечивает подключение необхо-

димого количества балластных сопротивлений; $U_ф$ – сигнал фазового управления, обеспечивающий плавное регулирование активной составляющей нагрузки; $U_р$ – сигнал блока управления реактивной нагрузкой, обеспечивающий плавное регулирование реактивной составляющей нагрузки.

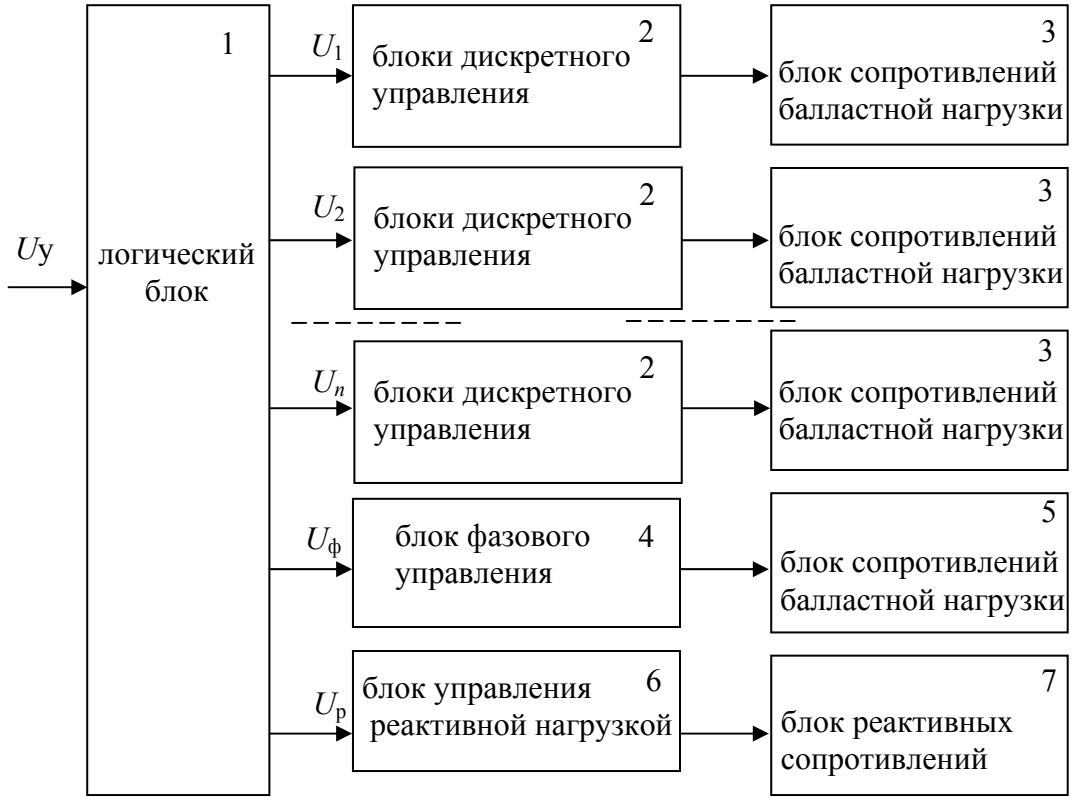


Рис. 38. Устройство для регулирования амплитуды и частоты напряжения автономного электрогенератора

Блоки дискретного управления 2 представляют собой тиристорные ключи, нагрузкой которых являются балластные сопротивления 3. Величина балластных сопротивлений блоков дискретного управления может быть выбрана пропорциональной ряду геометрической прогрессии с коэффициентом 2, например: 1, 2, 4, 8. При этом логический блок 1 будет обеспечивать такую комбинацию включения тиристорных ключей, при которой полная мощность, потребляемая дискретной балластной нагрузкой 3, будет изменяться в диапазоне от 0 до максимальной с равным дискретным шагом, равным $1/(2N – 1)$, где N – число ступеней дискретных балластных сопротивлений.

Построение устройства подобным образом позволяет повысить точность стабилизации амплитуды вырабатываемого напряжения. Блоки дискретного и фазового управления обеспечивают постоянство по-

требляемой активной мощности, а сигналы управления блока управления реактивной нагрузкой формируются таким образом, чтобы потребляемая реактивная мощность также оставались постоянной. При таком регулировании, генератор всегда работает на неизменную по величине и характеру нагрузку, и соответственно, амплитуда и частота вырабатываемого напряжения будут стабильными. Это позволяет использовать в автономных электроустановках практически любые типы электрических машин, отпадает необходимость в регуляторе напряжения и повышается статическая устойчивость системы регулирования.

Погрешность стабилизации амплитуды выходного напряжения может быть уменьшена в 4–5 раз.

В результате обзора существующих конструкций микроГЭС можно сделать вывод, что автобалластные системы стабилизации применимы для любого типа генератора и могут выполняться на основе тиристорных коммутаторов или схем регуляторов с фазовым управлением. Обычно фазовые регуляторы балластной нагрузки проще и дешевле дискретных коммутаторов, но вносят больше искажений в форму фазных токов и напряжений генератора. В ряде конструкций, например предложенной авторами [64], удается удачно сочетать балластную нагрузку с механическими регулирующими устройствами путем использования балластного тока для управления затвором турбины.

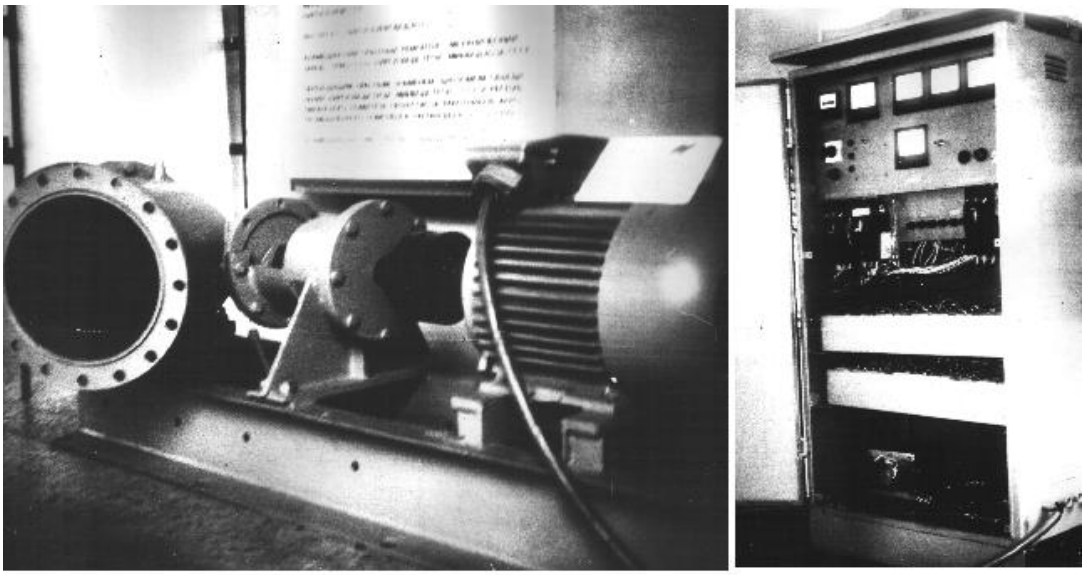
Результаты исследований в области автономной микрогидроэнергетики, проведенных в ТПУ, позволили разработать и внедрить в производство некоторые типы микроГЭС. МикроГЭС мощностью 16 кВт выпускается заводом «Тяжэлектромаш» г. Бишкек с 1988 г. Конструкторскую проработку станции, включая гидротурбину, осуществлял Проектно-конструкторский и технологический институт (ПКТИ) «Водоавтоматика и метрология» г. Бишкек. Система стабилизации напряжения и частоты автобалластного типа разработана в Томске и доведена до серийного производства в результате совместных усилий ТПУ и ПКТИ «Водоавтоматика и метрология».

В данной станции использована нерегулируемая гидротурбина пропеллерного типа с горизонтальной осью вращения, рассчитанная на рабочий напор воды 7,5…15 метров и максимальный расход воды 0,5 $м^3$/сек. Номинальная частота вращения – 1035 об/мин.

В качестве генератора микроГЭС использован серийный асинхронный двигатель серии 4А с конденсаторным возбуждением. Функции стабилизации выходных электрических параметров осуществляет автобалластная система. Кроме того, имеются модификации с дополнительным каналом регулирования возбуждения асинхронного генератора с помощью управляемого тиристорного преобразователя, разработанно-

го специалистами Самарского политехнического университета. Погрешность стабилизации величины выходного напряжения не превышает 10 %, а его частоты – 2 % относительно номинальных значений 230/400 В и 50 Гц.

Общий вид станции, включающий силовой гидроэнергетический блок и шкаф управления показаны на рис. 39. Вариант установки этой



а *б*

Рис. 39. Общий вид микроГЭС, мощностью 16 кВт, выпускаемой на заводе «Тяжэлектромаш» г. Бишкек:
а – гидроэлектроагрегат; б – шкаф управления

станции на местности показан на рис. 40, где, кроме указанных конструктивных блоков, видны балластные нагрузки в виде емкостей с водяными ТЭНами и часть напорного трубопровода.

Эффективность и относительная простота схемных решений автоматических регуляторов балласта, реагирующих на величину тока полезной нагрузки, определили выбор именно этого типа автобалластной системы стабилизации. Принципиальная схема регулятора балластной нагрузки рассматриваемой микроГЭС показана на рис. 41. Работает схема следующим образом. Напряжение генератора $U_г$ через первичные обмотки трансреакторов Тр-р поступает к нагрузке и к балластным нагрузкам $R_б$. Балластные нагрузки включены в звезду через силовой вентильный преобразователь, состоящий из тиристоров T_1, T_2, T_3 и диодов V_1, V_2, V_3.

Другим вариантом включения балластного сопротивления является включение его на выпрямленное напряжение преобразователя. Управление углами включения тиристоров T_1–T_3 осуществляется с по-

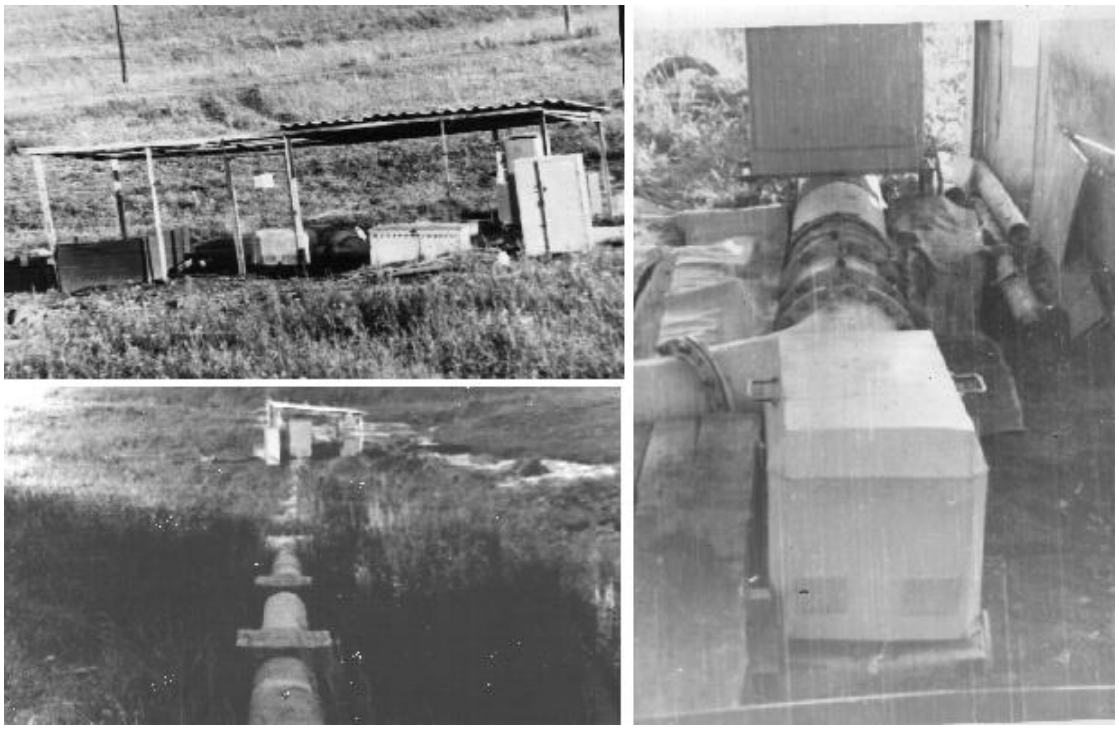


Рис. 40. МикроГЭС на реке Чон-Курчак, Кыргызстан

мощью управляющего выпрямителя V_4–V_9, питаемого от трансреакторов Тр-р. Выходное напряжение трансреакторов, пропорциональное фазным токам нагрузки $I_н$, выпрямляется и прикладывается к резистору управления $R_у$. Напряжение управления имеет запирающую полярность для диодов V_{10}, V_{11}, V_{12} поэтому, они могут открываться, включая соответствующие тиристоры T_1, T_2, T_3 когда линейное напряжение генератора превысит величину управляющего напряжения на резисторе $R_у$. Следовательно, когда ток нагрузки равен нулю, напряжение управления также равно нулю и тиристоры T_1, T_2, T_3 полностью открыты, обеспечивая максимум мощности, потребляемой балластными нагрузками $R_б$ или $R'_б$. При номинальном токе нагрузки $I_н$, тиристоры T_1, T_2, T_3 закрыты и балласт обесточен. Для любых промежуточных значений тока $I_н$ в схеме осуществляется фазовое регулирование мощности балласта путем формирования углов управления тиристорами в результате сравнения на резисторе $R_у$ линейного напряжения генератора с напряжением управления, пропорциональном току нагрузки станции.

Удачное схемное решение регулятора балластной нагрузки позволило предложить эту же схему для микроГЭС, разрабатываемых ТПУ совместно с болгарской фирмой «Промышленная энергетика».

Особенностью этого договора являлось то, что он предусматривал создание технологии производства электроэнергии с помощью малых водотоков при максимальном использовании имеющегося гидро- и

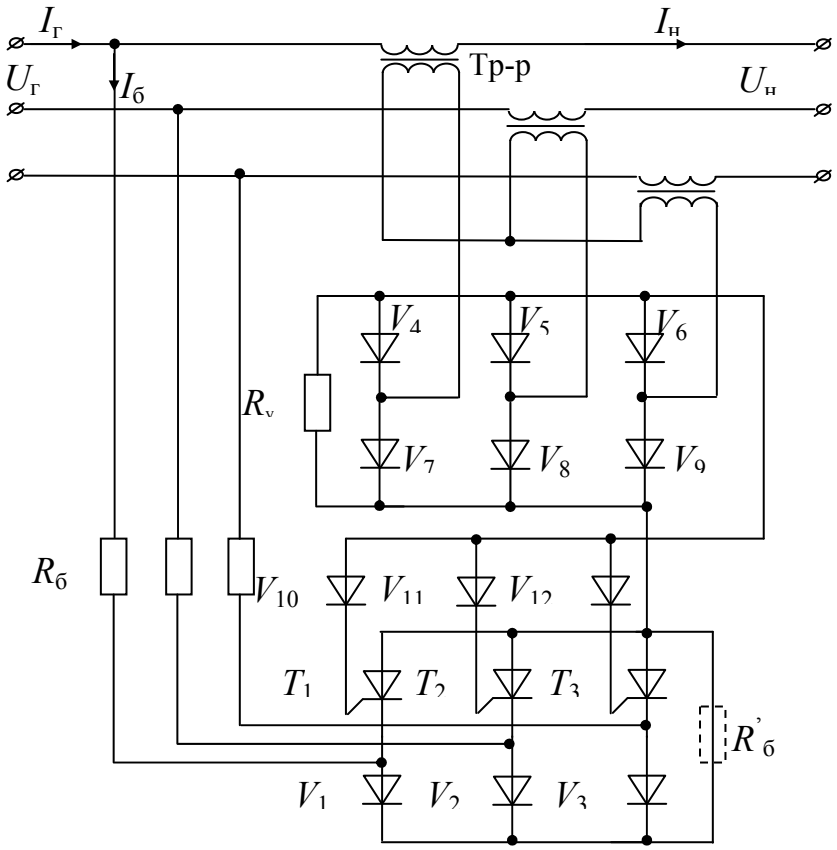


Рис. 41. Принципиальная электрическая схема регулятора автобалластной нагрузки

электротехнического оборудования общепромышленного назначения. В частности, в качестве турбин использовались наиболее распространенные и дешевые центробежные насосы. Исследования болгарской фирмы "Випом" подтвердили возможность эффективного использования центробежного насоса в турбинном режиме с небольшим снижением коэффициента полезного действия. Более того, конструкция насоса позволяет в турбинном режиме снимать с него мощность, превышающую номинальную, а дополнительная обработка рабочего колеса насоса повышает его КПД в турбинном режиме практически до номинального значения. Эти особенности, а также широкая номенклатура насосов, позволяют строить целый ряд простых и экономичных микроГЭС.

Системы стабилизации выходных параметров таких станций должны строиться на принципе автобалластного регулирования, что однозначно определяется использованием нерегулируемого насоса в турбинном режиме. Сравнительные испытания нескольких типов стабилизирующих систем в лабораториях ТПУ и фирмы "Промышленная энергетика" показали преимущества схемы, предложенной выше, и она была взята в качестве основного стабилизирующего элемента в серии микро-

ГЭС мощностью до 100 кВт. Эти станции серийно выпускаются в Болгарии. Общий вид станций на мощности 8 и 16 кВт показан на рис. 42.

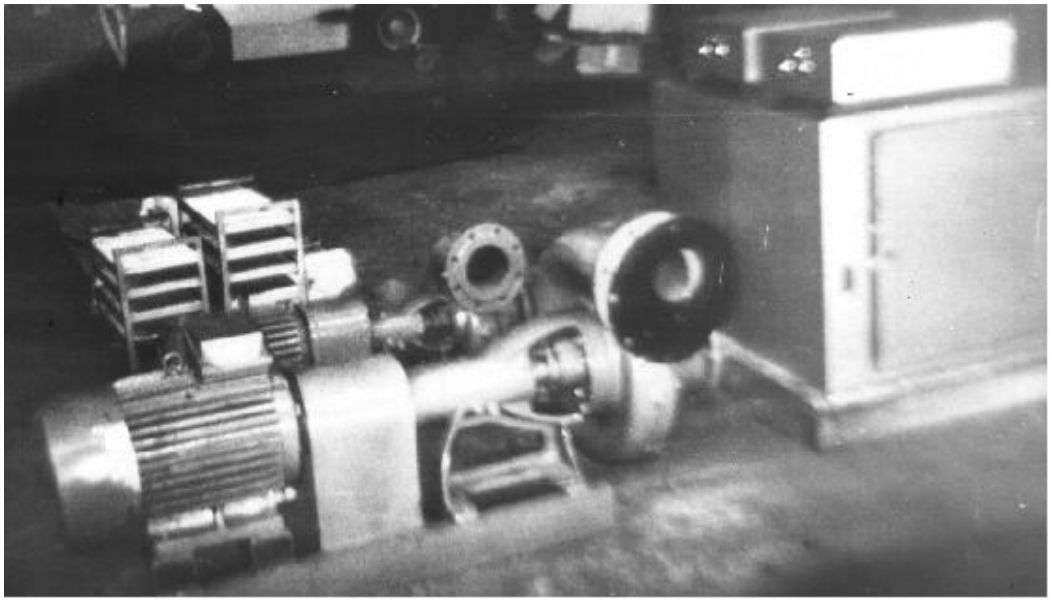


Рис. 42. Основные агрегаты микроГЭС фирмы «Промышленная энергетика»

На фотографии видны собственно гидроэлектроагрегаты, шкафы управления, блоки регуляторов автобалласта и собственно балласт – воздушные нагревательные элементы.

Использование в микроГЭС асинхронных генераторов (АГ) ограничивает возможность регулирования напряжения по цепи возбуждения. Поэтому, наиболее приемлемым вариантом системы стабилизации является одноканальная токовая балластная система.

На точность стабилизации генерируемого напряжения в той или иной степени оказывают влияние все элементы установки: гидротурбина, генератор, нагрузка. К основным параметрам, определяющим уровень стабильности величины и частоты напряжения, относятся: коэффициент саморегулирования гидротурбины, характеризующий «жесткость» ее механической характеристики, номинальная мощность балластной нагрузки и закон ее регулирования, диапазон изменения и характер полезной нагрузки станции.

Одноканальная автобалластная система не позволяет одновременно с величиной напряжения АГ стабилизировать его частоту, поэтому приходится находить приемлемый вариант стабилизации. Проведенные исследования позволили определить оптимальную величину балластного сопротивления $R_б$ в зависимости от характера полезной нагрузки станции. В частности, для активной нагрузки $R_б = 1{,}25R_н$, для активно-

индуктивной нагрузки с cosφ = 0,9, $R_б = 1{,}32Z_н$, для нагрузки с коэффициентом мощности 0,8 $R_б = 1{,}45Z_н$.

Отклонение $R_б$ от рекомендованных значений приведет к возрастанию погрешности стабилизации напряжения станции при прочих равных условиях. Уменьшение $R_б$ до значений, меньших расчетного значения номинальной нагрузки станции ($R_б < Z_н$), приведет к развозбуждению генератора, когда полезная нагрузка станции достигнет примерно 50% своей номинальной величины.

Ограниченные возможности регулирования микроГЭС только по цепи балластной нагрузки приводят к взаимосвязи между точностью стабилизации величины и частоты выходного напряжения. Так, применение более «жесткой» гидротурбины повышает точность стабилизации частоты напряжения, однако, отклонение её величины относительно номинального значения при этом возрастает.

Очевидное объяснение этому явлению – пропорциональная связь между частотой вращения генератора и величиной генерируемого напряжения.

Иллюстрацией данному выводу служат расчетные зависимости максимальной погрешности стабилизации напряжения $\pm\Delta U_{max}$ и частоты $\pm\Delta\omega_{max}$ от жесткости гидротурбины e_m, приведенные на рис. 43. Нагрузка станции в данном случае активная.

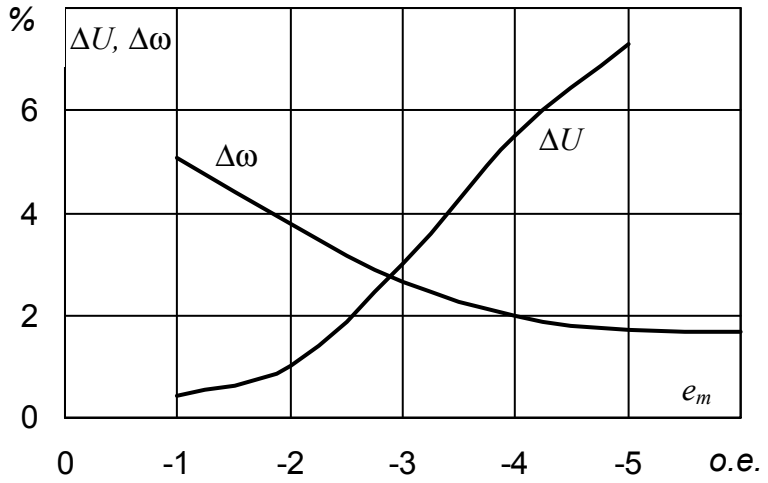


Рис. 43. Зависимость максимальной погрешности стабилизации U и ω от e_m

Характер нагрузки микроГЭС требует соответствующего изменения емкости возбуждающих конденсаторов для компенсации индуктивности нагрузки. Расчет мощности батареи конденсаторов приведен в литературе [5] и, в частности, для машин малой мощности 5…6 кВт, ве-

личина возбуждающих емкостей должна составлять 150…160 мкФ на фазу при cosφ = 0,8. В результате выполнения рекомендаций по выбору конденсаторов и величины $R_б$, удается стабилизировать величину и частоту напряжения станции не хуже, чем при нагрузке активного характера. Например, на рис. 44 показаны зависимости напряжения U и частоты ω микроГЭС от величины полезной нагрузки Z. По рисунку видно, что максимальная погрешность стабилизации по напряжению составляет 16…17 %, по частоте 3,4…3,6 %.

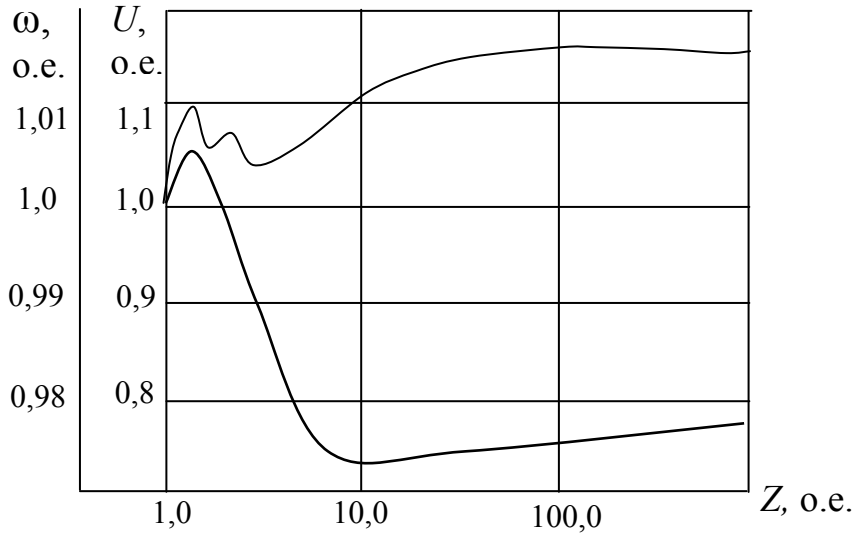


Рис. 44. Выходные электрические параметры микроГЭС при активно-индуктивном характере нагрузки с cosφ=0,8

Таким образом, можно сделать вывод, что микроГЭС с одноканальной системой стабилизации могут обеспечить уровень стабилизации напряжения по величине порядка $U = U_н \pm 9…12$ %, по частоте $ω = ω_н \pm 1,8…5$ %. Такие показатели достигаются при работе на пассивную нагрузку с неизменным коэффициентом мощности в диапазоне cosφ = 0,8…1,0.

Фазорегулируемая вентильная нагрузка генератора микроГЭС определяет искажения формы фазных токов и напряжений. Уровень искажений для синхронных и асинхронных машин примерно одинаков и достигает значений коэффициента искажений синусоидальности напряжения $K_{нс}$ порядка 10…12 % [56, 57].

Величина искажений зависит от степени загрузки микроГЭС, что иллюстрируется экспериментальной зависимостью, приведенной на рис. 45. Эксперимент проводился на лабораторной установке. В качестве генератора использован асинхронный двигатель, мощностью 4 кВт.

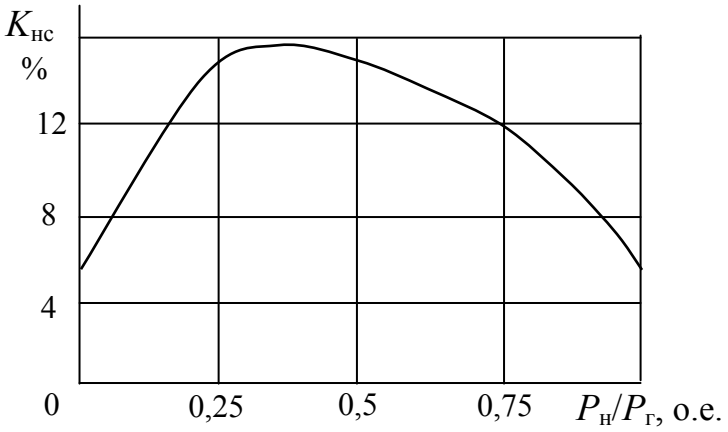


Рис. 45. Зависимость $K_{нс}$ напряжения АГ от нагрузки станции

Для расчета величины искажений напряжения генератора, вызванных коммутацией вентильной нагрузки, генератор микроГЭС эквивалентируется неискаженной ЭДС $e(t)$ с индуктивностью $L_г$ и активным фазным сопротивлением якорной обмотки $r_г$. Эквивалентная схема замещения генератора показана на рис. 46 [50, 62].

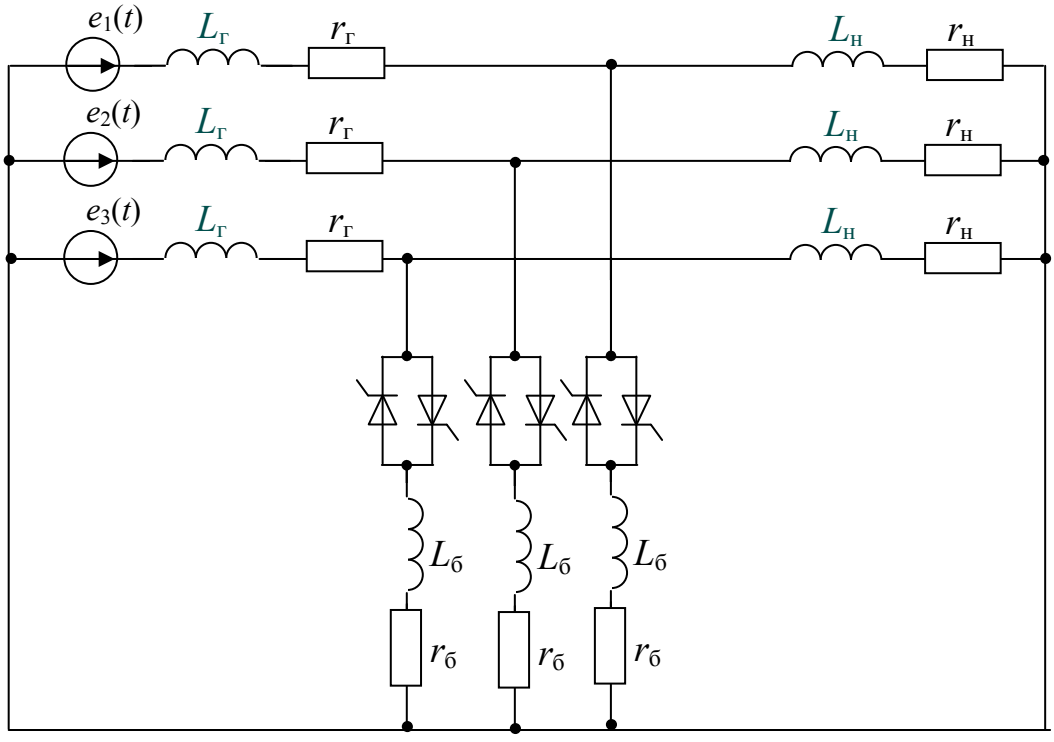


Рис. 46. Эквивалентная схема замещения генератора с автобалластной системой стабилизации

Полезная нагрузка активно-индуктивного характера $r_н$, $L_н$ с коэффициентом мощности $\cos\varphi_н$. Балластная нагрузка, в общем случае, также активно-индуктивная с параметрами $r_б$, $L_б$. Расчетные схемы для переходного процесса коммутации балласта приведены на рис. 47.

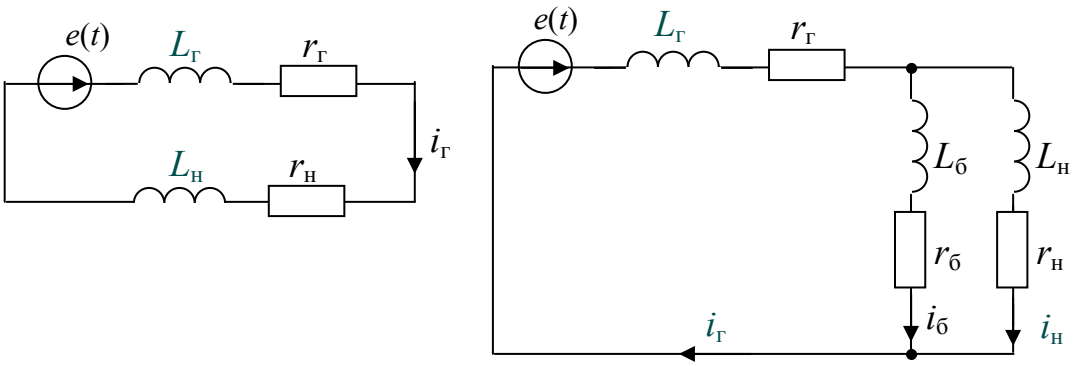


Рис. 47. Расчетные схемы для переходного процесса коммутации балласта

Дифференциальные уравнения, описывающие переходные процессы при включении балластной нагрузки активного характера $r_б$ имеют вид:

$$L_г \frac{di_г}{dt} + r_г i_г + r_б i_б = e(t);$$

$$L_н \frac{di_н}{dt} + r_н i_н - r_б i_б = 0;$$

$$i_г - i_н - i_б = 0$$

При выключении $r_б$ ток и напряжение генератора определяются по уравнению:

$$(L_г + L_н)\frac{di_г}{dt} + (r_г + r_н) i_г = e(t).$$

Данные уравнения решаются в общем виде, например, классическим методом. Расчетные кривые тока и напряжения генератора при угле управления вентилями балласта $\alpha = 90°$ приведены на рис. 48.

Анализируя результаты расчетов, нетрудно заметить, что для реальных соотношений между параметрами генератора, нагрузки и балластного сопротивления: $L_г \approx 0{,}1L_н$, $r_г \approx 0{,}04r_н$, $\cos\varphi_н = 0{,}7\ldots0{,}9$, переходный процесс включения вентилей регулятора балласта заканчивается в пределах полупериода питающего напряжения и длится не более 0,1 его части. Поэтому для анализа искажений напряжения и тока генератора в первом приближении можно пренебречь параметрами генератора $L_г$, $r_г$,

что дает возможность учитывать только вынужденные составляющие в кривой тока генератора.

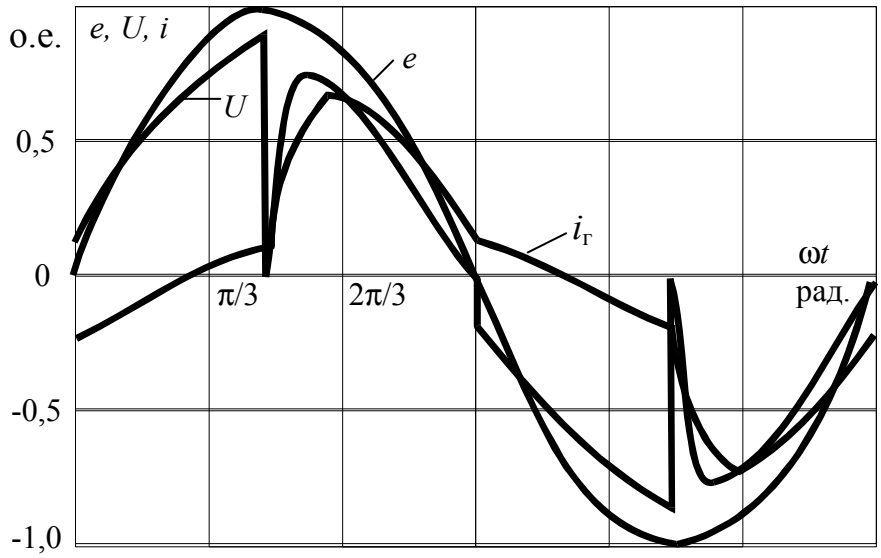


Рис. 48. Расчетные кривые тока и напряжения синхронного генератора при $\alpha = 90^\circ$

Выражения для тока балласта в этом случае имеют вид:

$i_б = 0$ в диапазоне $0 \le \omega t \le \alpha$;

$i_б = I_m \sin\omega t$ для $\alpha \le \omega t \le \pi$.

Гармонический состав тока балласта определится выражениями:

$I_{mn} = \sqrt{A_n^2 + B_n^2}$ – амплитудное значение n-ой гармоники;

$$A_n = \frac{I_m}{\pi}\left[-\frac{1}{2(1+n)}\cos[(1+n)\omega t] - \frac{1}{2(1-n)}\cos[(1-n)\omega t]\right]\Bigg|_{\alpha}^{\pi} +$$

$$\frac{I_m}{\pi}\left[-\frac{1}{2(1+n)}\cos[(1+n)\omega t] - \frac{1}{2(1-n)}\cos[(1-n)\omega t]\right]\Bigg|_{\pi+\alpha}^{2\pi} -$$

– косинусная составляющая;

$$B_n = \frac{I_m}{\pi}\left[-\frac{1}{2(1-n)}\sin[(1-n)\omega t] - \frac{1}{2(1+n)}\sin[(1+n)\omega t]\right]\Bigg|_{\alpha}^{\pi} +$$

$$\frac{I_m}{\pi}\left[-\frac{1}{2(1-n)}\sin[(1-n)\omega t] - \frac{1}{2(1+n)}\sin[(1+n)\omega t]\right]\Bigg|_{\pi+\alpha}^{2\pi} -$$

– синусная составляющая.

Степень искажения тока генератора нелинейной вентильной нагрузкой характеризуется коэффициентом несинусоидальности, который определяется как отношение среднеквадратичного значения величины высших гармоник I_n к первой гармонике исследуемого сигнала I_1:

$$K_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_n I_n^2}}{I_1} 100\% .$$

Зная гармонический состав тока балласта можно определить степень искажения кривой напряжения микроГЭС. Для этого следует воспользоваться схемами замещения расчетной цепи для высших гармонических составляющих:

$$U_n = I_n Z_{\text{г}n} = I_n \sqrt{(n\omega L_{\text{г}})^2 + r_{\text{г}}^2},$$

где I_n – величина *n*-й гармоники фазного тока генератора.

Расчетные значения $K_{\text{нс}}$ для напряжения и тока микроГЭС с автобалластным регулированием показаны на рис. 49.

Следовательно, для станций мощностью 10…20 кВт величина коэффициента несинусоидальности напряжения при классической автобалластной системе на биполярных тиристорных ячейках достигает 12 %.

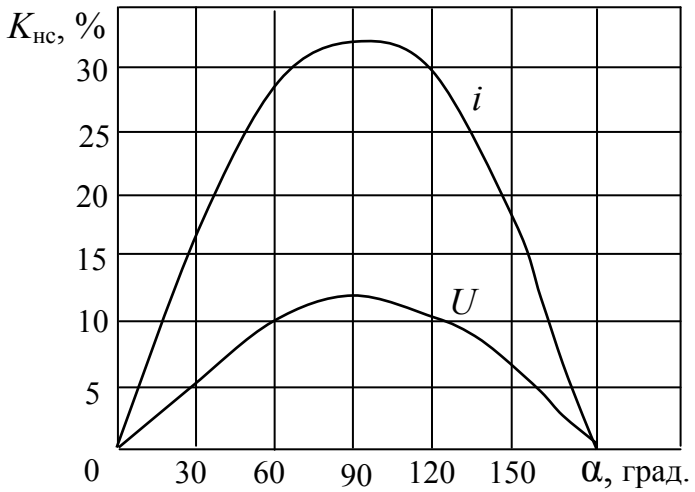


Рис. 49. Зависимость $K_{нс}$ напряжения АГ от нагрузки станции

Результаты измерений степени нелинейных искажений напряжения, проведенные на экспериментальной установке, представлены в виде графиков на рис. 50. Коэффициент несинусоидальности определялся для нескольких схем тиристорных регуляторов балластной нагрузки.

Учитывая несинусоидальность напряжения собственно синхронного генератора серии ЕСС мощностью 12 кВт, которая составляет величину порядка 5 %, можно утверждать, что экспериментальные значения лишь незначительно отличаются от расчетных.

Искажения напряжения, вызванные действием симметричных биполярных тиристорных ячеек, включенных по схеме с нулевым проводом, представлены кривой 1. Некоторое смещение максимума кривой $K_{\text{нс}}$ в сторону меньших токов нагрузки $I_{\text{н}}$ объясняется нелинейной зависимостью углов управления тиристорами регулятора от величины тока $I_{\text{н}}$. Кривая 2 характеризует искажения, вносимые в форму напряжения генератора регулятором мостового типа с включением балласта на сторону постоянного тока.

Как следует из зависимостей, показанных на рис. 50, степень искажения напряжения генератора микроГЭС зависит от схемы тиристорного регулятора балластной нагрузки и от величины тока полезной нагрузки. Худшие показатели в этом отношении имеют схемы выпрямительного типа, поскольку они искажают фазные токи и напряжения генератора и при углах управления вентилями $\alpha = 0$ (что соответствует $I_{\text{н}} = 0$). Наиболее неблагоприятной величиной полезной нагрузки станции является половинная нагрузка, соответствующая углам управления тиристорами $\alpha \approx 90°$ и вызывающая максимальные искажения напряжения.

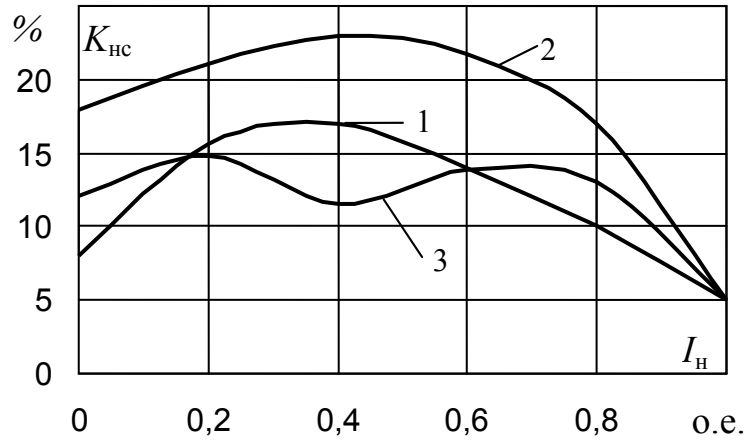


Рис. 50. Зависимость коэффициента несинусоидальности фазнонапряжения генератора от тока полезной нагрузки микроГЭС
1 – симметричная тиристорная ячейка с нулевым проводом;
2 – трехфазная мостовая выпрямительная схема;
3 – комбинированная схема

Классические автобалластные системы, регулирующие мощность на балластных резисторах с помощью симметричных биполярных тиристорных ячеек, обеспечивают стабилизацию значения напряжения микроГЭС с быстроходной турбиной пропеллерного типа в пределах ± (10…20) %, частоты – в пределах ± (2…4) % при коэффициенте искажения синусоидальности 2…13 % [42, 62, 63].

Основными путями улучшения качества генерируемого напряжения являются совершенствование схем тиристорных регуляторов мощности балласта, подбор оптимальных значений и характера балластных нагрузок, дробление балласта с целью сокращения его фазорегулируемой части.

Уменьшить степень несинусоидальности генерируемого напряжения позволяет балластная нагрузка активно-индуктивного характера.

На рис. 51 показаны расчетные значения $K_{\text{нс}}$ для напряжения генератора при активно-индуктивном (кривая 1) и активном (кривая 2) балласте.

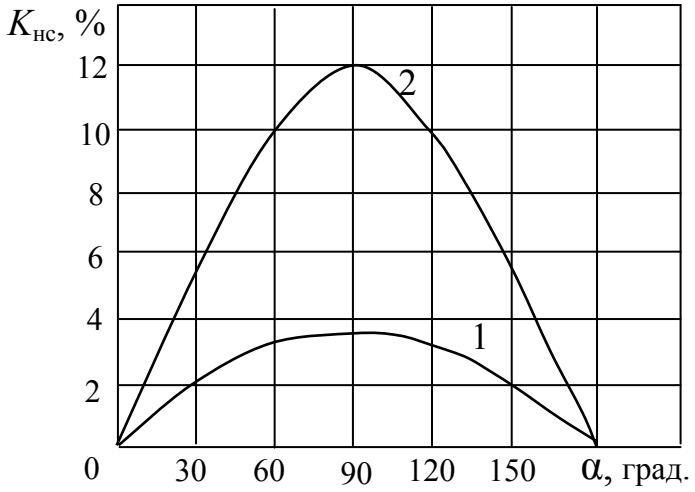


Рис. 51. Зависимость $K_{нс}$ от угла управления тиристорами

Сравнивая степень искажения напряжения генератора при активном и активно-индуктивном характере балластной нагрузки, следует отметить преимущество активно-индуктивного балласта. Степень искажения кривой тока при активном балласте достигает 34 %, при активно-индуктивном в 2,5 раза меньше. Максимальное искажение напряжения при активном балласте – 12 %, при активно-индуктивном – 3,6 %. Активно-индуктивный балласт также лучше компенсирует изменение полезной нагрузки активно-индуктивного характера, особенно в режимах, близких к холостому ходу станции. Таким образом, активно-

индуктивный балласт имеет преимущества по сравнению с активным и рекомендуется к применению в разработках микроГЭС.

Перспективным вариантом системы стабилизации является комбинированная схема с двумя балластами активного и активно-индуктивного характера. Дробление балласта позволяет уменьшить мощность его фазорегулируемой части. В результате нелинейные искажения тока и напряжения генератора станции уменьшаются практически пропорционально количеству частей, на которые разделяется балластная нагрузка.

По результатам исследований можно рекомендовать к использованию комбинированную схему регуляторов балласта, показанную на рис. 52. Балласт в этой схеме разделен на две части: $Z_б$ (активно-индуктивный) и $R_б$ (активный). При уменьшении тока полезной нагрузки относительно номинального значения, первым вступает в работу балласт $Z_б$, полное включение которого происходит при токе полезной нагрузки равном половине номинального. Так как мощность $Z_б$ меньше необходимой суммарной мощности балласта станции, то и уровень искажений тока и напряжения генератора меньше чем при работе с балластной нагрузкой полной мощности. Дальнейшее уменьшение тока нагрузки приводит к подключению $R_б$ дополнительно к полностью введенной мощности $Z_б$.

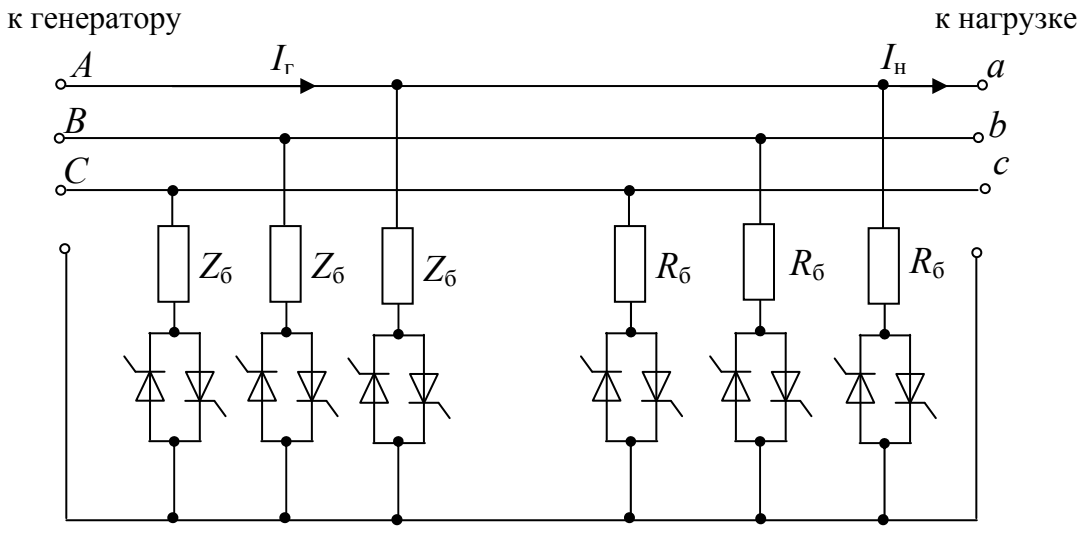


Рис. 52. Комбинированная схема регулятора балластной нагрузки

Качество напряжения станции улучшается за счет дробления балласта и в результате различия в характере ступеней балластной нагрузки. Расчеты, проведенные для предлагаемой схемы, показывают, что отклонение модуля эквивалентной нагрузки микроГЭС от номинального

значения не превышает 10 %, характера эквивалентной нагрузки – 8 %. В результате, точность стабилизации частоты вращения гидроагрегата, при прочих равных условиях, улучшается почти в 2 раза по сравнению с классическим вариантом балластной нагрузки активного характера [61].

Дальнейшее дробление балласта на несколько ступеней является эффективным способом уменьшения коэффициента искажений синусоидальности напряжения станции. В этом случае, при равномерном интервале дискретизации балласта, мощность каждой ступени равна $\Delta P = \frac{P_{\text{н}}}{N}$, где $P_{\text{н}}$ – номинальная мощность станции. Логика управления мощностью балласта заключается в плавном фазовом регулировании одной его ступени и в дискретном включении остальных ступеней в соответствии с изменением мощности полезной нагрузки микроГЭС.

Результаты расчета искажений кривой напряжения генератора со ступенчатым балластом показаны на рис. 53 в виде зависимости $K_{\text{нс}}$ от количества ступеней балласта *N*. Как следует из графика, уже три ступени балласта обеспечивают снижение коэффициента гармоник до 3–4%, что удовлетворяет требованиям ГОСТ на электроэнергию, получаемую из сети [61].

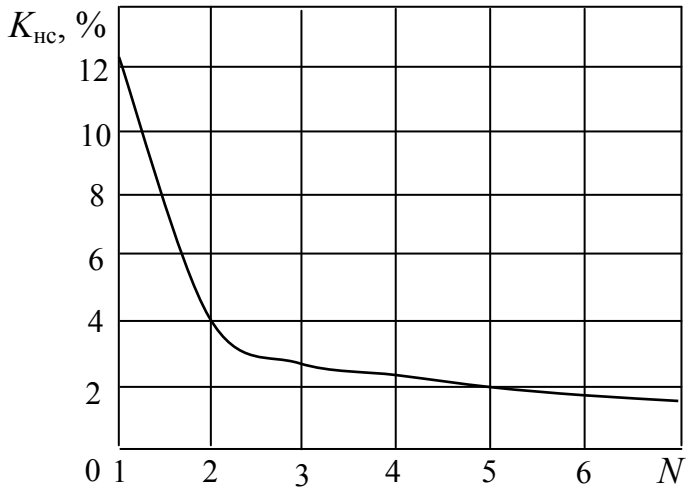


Рис. 53. Зависимость $K_{нс}$ от количества ступеней балластной нагрузки

Кроме улучшения формы кривой выходного напряжения микроГЭС, дробление балласта обеспечивает лучшую стабилизацию результирующей нагрузки генератора. Так, при работе гидроэлектроагрегата в диапазоне мощностей 30…60 %$P_{\text{н}}$, эквивалентная нагрузка станции изменяется на величину около 2 % по модулю и на 10 % по фазе для че-

тырех отпаек. Станция с одним фазорегулируемым балластом работает в условиях изменения эквивалентной нагрузки на 10 %, фазы на 17 %.

Неплохие результаты могут дать комбинированные схемы регуляторов с дроблением балласта активного типа. Примером подобной схемы стабилизации является схема, в которой балласт разделен на две части $R_{б1}$ и $R_{б2}$, подключенных к своим регуляторам, собранных на различных схемах (рис. 54). Так, $R_{б1}$ включены последовательно с вентильными ячейками и соединены в звезду. Второй балласт $R_{б2}$ включен на выход мостового полууправляемого выпрямителя. При уменьшении тока полезной нагрузки относительно номинального значения, первым вступает в работу балласт $R_{б1}$, полное включение которого происходит при токе полезной нагрузки равным половине номинального. Так, как мощность $R_{б1}$ меньше необходимой суммарной мощности балласта станции, то и уровень искажений при этом ниже, чем при работе с балластной нагрузкой полной мощности.

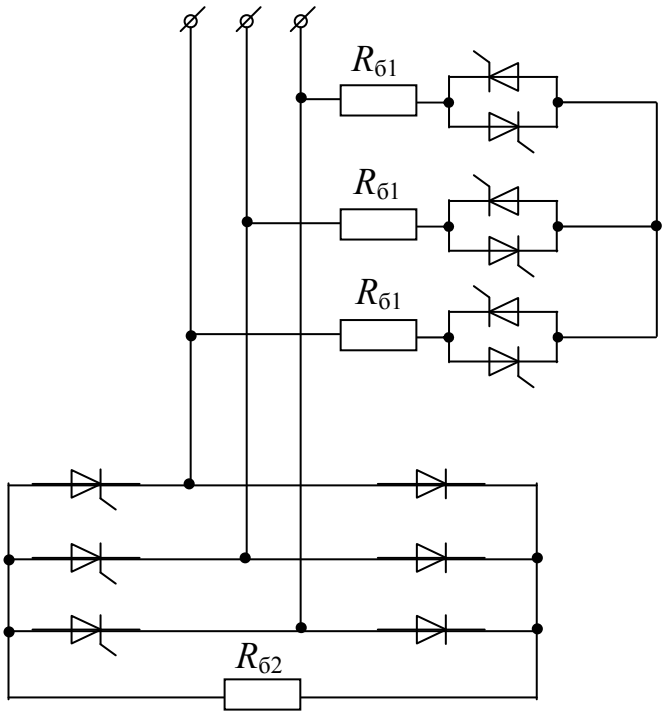


Рис. 54. Комбинированная схема регулятора балластной нагрузки

При полностью открытых тиристорах регулятора $R_{б1}$, искажения фазных токов и напряжений практически отсутствуют. Дальнейшее уменьшение тока нагрузки микроГЭС приводит к открытию мостового

регулятора балластной нагрузки $R_{б2}$, который также вносит меньшие искажения напряжения станции за счет уменьшения мощности $R_{б2}$ относительно расчетной мощности гидроагрегата. Графическая зависимость $K_{нс}$ напряжения этой схемы в виде кривой 3 приведена на рис. 55. В комбинированных схемах регуляторов балласта имеется возможность смещать рабочие зоны каждого регулятора друг относительно друга, выбирая более равномерную зависимость изменения эквивалентной нагрузки станции с целью улучшения стабилизации ее выходных параметров.

Работа блока фазового управления приводит к периодическим коммутационным процессам в цепях статорной обмотки генератора, обусловленных коммутацией балластных сопротивлений в момент открытия вентилей регулятора. При этом изменяются мгновенные значения токов в статорной обмотке генератора, и соответственно, падения напря-

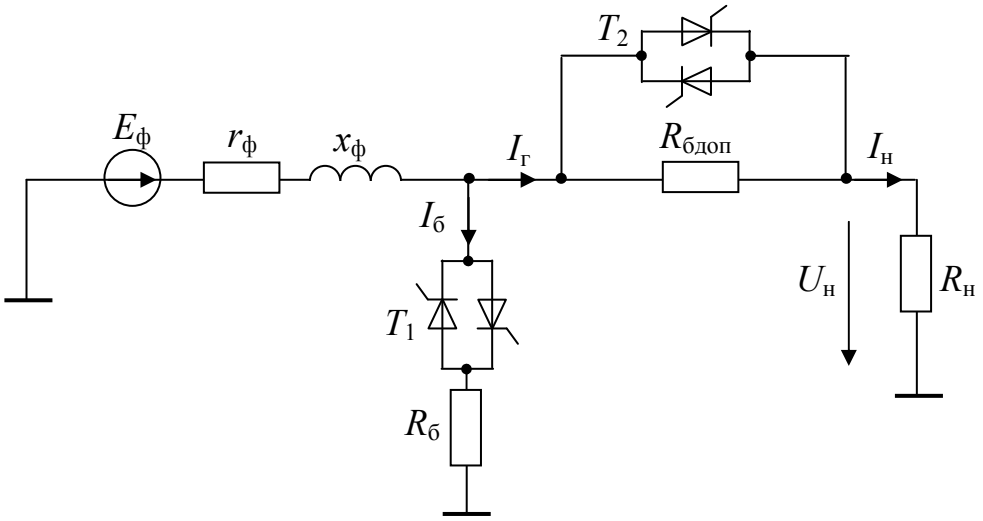


Рис. 55. Силовая схема фазы автобалластной системы стабилизации напряжения микроГЭС

жения на обмотках электрической машины. Длительность переходного коммутационною процесса, или его свободная составляющая, в общем случае определяется величиной индуктивностей обмоток, а принужденная составляющая зависит только от падения напряжения на статорных обмотках генератора. Максимальная величина искажений напряжения генератора, как отмечалось выше, соответствует углам управления тиристорами, близким к 90° и пропорциональна максимальной мощности балластных сопротивлений, подключаемых на выход блока фазового управления.

Для уменьшения нелинейных искажений в схему классического регулятора предлагается ввести дополнительное балластное сопротив-

ление $R_{\text{бдоп}}$, подключаемое последовательно полезной нагрузке, и дополнительный тиристорный ключ, подключенный параллельно сопротивлению $R_{\text{бдоп}}$, вход которого соединен с входом блока фазового управления (рис. 55) [62]. Подключение дополнительного балластного сопротивления в последовательную цепь нагрузки и его шунтирование в момент коммутации тиристора блока фазового управления, позволяет компенсировать падение напряжения на обмотке генератора из-за возрастания тока $I_{\text{Г}} = I_{\text{Н}} + I_{\text{Б}}$ при включении тиристоров T_1.

Как показали исследования, оптимальное значение дополнительного балластного сопротивления $R_{\text{бдоп}} \approx r_{\text{Ф}}$. Осциллограмма напряжения на нагрузке, для наиболее неблагоприятного случая – угла включения тиристоров 90°, приведена на рис. 56. Как видно, искажения кривой напряжения станции определяются только свободной составляющей переходного процесса включения балластной нагрузки – принужденная составляющая напряжения до и после коммутации практически не изменяется.

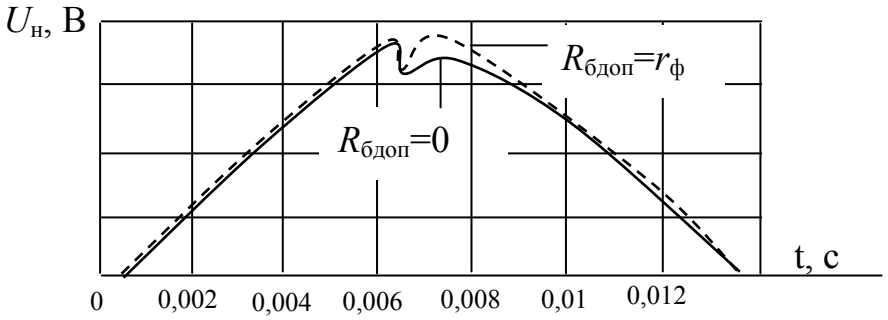


Рис. 56. Кривые выходного напряжения микроГЭС

Результаты гармонического анализа напряжения нагрузки показывают, что данная схема позволяет уменьшить максимальную величину коэффициента гармоник напряжения в 2–3 раза по сравнению с классической схемой без дополнительного последовательного балласта. Компенсировать некоторое снижение величины напряжения на нагрузке можно путем увеличения на соответствующую величину напряжения генератора.

В результате проведенных исследований предложено новое техническое решение автобалластной системы регулирования, на которое получено свидетельство на полезную модель № RU6958 [86].

Задачей полезной модели является уменьшение нелинейных искажений в вырабатываемом напряжении. На рис. 57 представлена структурная электрическая схема устройства для регулирования частоты вырабатываемого тока электрогенератора.

Данное устройство содержит логический блок 1, блоки дискретного управления 2 и соответствующие им блоки сопротивлений балластной нагрузки 3, блок фазового управления 4 и соответствующий ему блок сопротивлений балластной нагрузки 5, шунтирующее сопротивление $R_{\text{ш}}$ и дополнительный блок управления 6. На вход устройства поступает сигнал U_y, пропорциональный требуемой величине рассеиваемой на балластных сопротивлениях мощности. Этот сигнал поступает на вход логического блока 1, в котором формируются сигналы $U_{\text{д}}$, поступающие на входы блоков дискретного управления 2, и сигнал $U_{\text{ф}}$, поступающий на вход блока фазового управления 4, и дополнительный блок управления 6.

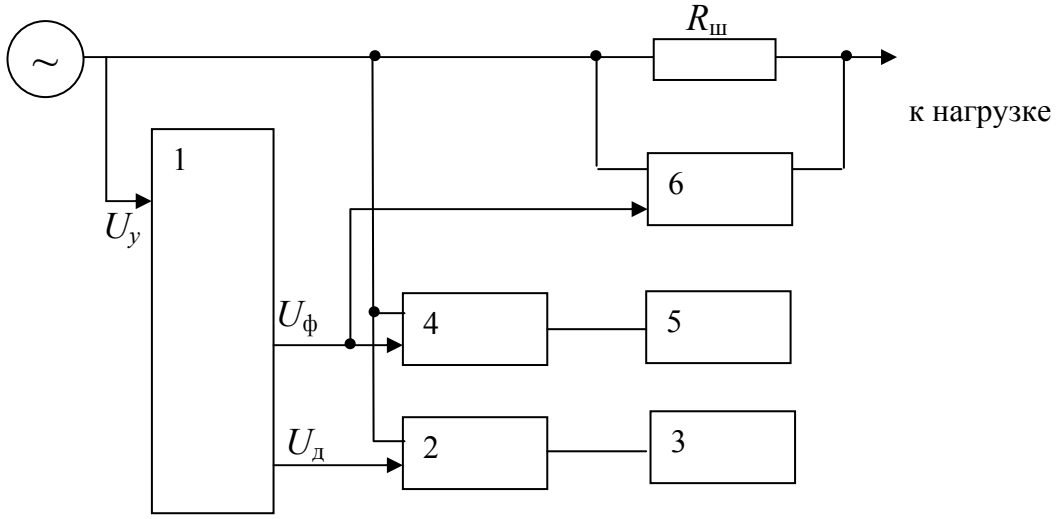


Рис. 57. Структурная схема устройства для регулирования частоты вырабатываемого тока генератора

Входной сигнал, поступающий на логический блок, формируется датчиком, установленным в якорной цепи генератора. Измеряемым сигналом может служить частота генерируемого напряжения; активная составляющая мощности генератора; а при использовании синхронного генератора с регулятором возбуждения – активная составляющая тока генератора.

Логический блок формирует два сигнала: $U_{\text{д}}$ – сигнал дискретного управления, который обеспечивает подключение необходимого количества балластных сопротивлений, $U_{\text{ф}}$ – сигнал фазового управления, обеспечивающий изменение углов открытия тиристоров блоков фазового и дополнительного управления в диапазоне от 0° до 180°.

Блоки дискретного управления представляют собой тиристорные ключи, нагрузкой которых являются балластные сопротивления. Величина балластных сопротивлений блоков дискретного управления может быть выбрана пропорциональной ряду геометрической прогрессии с коэффициентом 2, например, 1, 2, 4, 8. При этом логический блок будет обеспечивать такую комбинацию включения тиристорных ключей, при которой полная мощность, потребляемая дискретной балластной нагрузкой, будет изменяться в диапазоне от 0 до максимальной с равным дискретным шагом, равным $1/\left(2^N - 1\right)$, где N – число ступеней дискретных балластных сопротивлений.

Блоки фазового и дискретного управления представляют собой тиристорные регуляторы, для управления тиристорами которых используется один и тот же сигнал, поступающий с логического блока.

В качестве примера схемной реализации устройства могут быть использованы известные технические решения, получившие применение в качестве систем стабилизации автономных микроГЭС [48, 50, 55].

Например, сигналы дискретного управления формируются цифровым регулятором чистоты [55], реагирующим на отклонение частоты напряжения станции от опорной, равной номинальному значению.

Генератор опорной частоты содержит высокочастотный кварцевый генератор и счетчики формирования последовательности управляющих импульсов. Датчик частоты генератора преобразует синусоидальное напряжение генератора в последовательность коротких импульсов с периодом повторения, равным периоду генерируемого напряжения. Измеритель частоты генератора на основе сравнения частоты генератора с опорной производит измерение частоты напряжения микроГЭС. Счетно-логическое устройство обрабатывает по определенному алгоритму двоичный код, соответствующий измеренной частоте, и через усилитель мощности управляет работой тиристорных ключей балластной нагрузки.

Таким образом, совершенствование тиристорных схем регулирования мощности балласта, наряду с рассмотренными выше способами построения автобалластных систем, являются эффективными путями улучшения качества выходного напряжения автономной энергоустановки.

3.3. Технико-экономические характеристики автономных 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: 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 (H) 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 P (Вт), которую можно установить на рассматриваемом участке составит:

$$P = \eta\rho\, gQH \ \text{(Вт)},$$

где η – коэффициент полезного действия гидроэлектроагрегата; ρ – 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 ρ = 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:

$$H_{\max} = 0{,}2\ \Delta H \ \text{(м)}.$$

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;

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

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:

$P <$ 10 кВт, $K_{\text{уст.уд}}$= 25000 р./кВт;

10 кВт < $P <$ 50 кВт, $K_{\text{уст.уд}}$= 20000 р./кВт;

50 кВт < $P <$ 100 кВт, $K_{\text{уст.уд}}$= 15000 р./кВт.

Исходными данными для определения удельной стоимости 1 кВт установленной мощности микроГЭС является стоимость продукции ведущих российских фирм разработчиков и производителей оборудования для малой гидроэнергетики. Комплектность поставки, массогабаритные характеристики и стоимость микроГЭС с пропеллерными и диагональными турбинами АОЗТ «МНТО ИНСЭТ» приведены в литературе [8].

Продукция зарубежных фирм имеет стоимость в 1,5–2,5 раза выше отечественных аналогов.

Существенной особенностью микроГЭС являются значительные различия в конструктивном построении станций на малые, до 2 м, и большие напоры. Наиболее эффективны для микроГЭС быстроходные пропеллерные турбины, выпускаемые отечественными производителями на напоры от 2 м и выше. На малые напоры наиболее перспективным вариантом является применение погружных свободно-поточных гидротурбин, использующих для получения мощности скорость течения воды в водотоках. В России опыт изготовления поперечно-струйных и свободно-поточных турбин имеет, например, Санкт-Петербургская фирма «Энерго-Альянс» [30], специализирующаяся на проектировании турбин, способных при низких напорах пропускать большие расходы и производить значительные мощности. Погружные гидроагрегаты на основе свободно-поточных турбин не требуют значительных затрат на строительные и монтажные работы по установке станции на месте, но удельная стоимость комплектных установок на их базе значительно выше.

Ориентируясь на цены компании «Энерго-Альянс» в расчетах для микроГЭС, устанавливаемой на водотоках на напоры до 2 м, принята следующая удельная стоимость 1 кВт установленной мощности энергоустановки:

при ΔH < 1,0 м/км, $K_{\text{уст.уд}}$ = 50000 руб/кВт.

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

$$K_{\text{уст}} = K_{\text{уст.уд}} \cdot P.$$

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): $K_{\text{пр}} = 50 \cdot \text{МРОТ}$.

Стоимость строительных и монтажных работ по установке станции на местности $K_{\text{стр}}$ определяется в зависимости от полной установленной мощности микроГЭС P и среднего уклона реки ΔH. Для этого в расчетах применяются следующие коэффициенты:

$k_{\text{р}}$ – коэффициент затрат на установку станции (о.е.), в расчетах принимается постоянным, равным 0,05;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент, учитывающий изменение затрат на установку станции в зависимости от среднего уклона русла реки (о.е.), в первом приближении может быть принят: при ΔH < 1,0 м/км, $k_{\text{н}}$ = 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:

$$K_{\text{стр}} = k_н k_H K_{\text{уст}}.$$

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

$$W = \frac{Ч}{8760} P, \text{ кВт·ч.}$$

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 T = 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): $C_{\text{экс}}$ = 36·МРОТ.

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

$$C_{\text{рем}} = \kappa_{\text{рем}} \cdot p_H (K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}),$$

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

Вопросы для самопроверки

1. Классификация гидроэлектростанций. Что такое микрогидроэлектростанция?
2. Какие параметры микроГЭС определяют ее мощность?
3. Какие типы гидротурбин применяются в микроГЭС?
4. Поясните вид мощностных характеристик пропеллерной гидротурбины в зависимости от частоты вращения.
5. Приведите варианты построения систем стабилизации выходного напряжения микроГЭС.
6. Поясните сущность автобалластного регулирования режимов работы микроГЭС.
7. По каким параметрам микроГЭС чаще всего осуществляется регулирования балластной нагрузки?
8. Какие типы полупроводниковых регуляторов мощности балласта применяются в микроГЭС? Их достоинства и недостатки.
9. Способы улучшения качества генерируемого напряжения микроГЭС автобалластного типа.
10. Какие типы электромашинных генераторов применяются в микроГЭС? Какое влияние оказывает тип генератора на структуру автобалластной системы стабилизации?
11. Какие характеристики водотока оказывают основное влияние на эффективность гидроэлектростанции?
12. Назовите конкурентные преимущества микрогидроэлектростанций по сравнению с другими типами электростанций.

Глава 4. Геотермальные и солнечные электростанции

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

Технология преобразования геотермальной энергии в электроэнергию зависит в основном от параметров теплоносителя. Высокопотенциальные геотермальные воды, обеспечивающие поступление в гео-

термальную электростанцию (ГеоЭС) пара высокого давления, позволяют направлять такой теплоноситель непосредственно на лопатки турбин. В этом случае генераторная часть ГеоТЭС принципиально не отличается от традиционной тепловой электростанции, использующей углеводородное топливо.

Механические примеси и газы, содержащиеся в геотермальной воде или паре, очищаются с помощью сепараторов и фильтров. При значительном количестве примесей, которые часто бывают агрессивными, применяется двухконтурная система с теплообменником. Вторичный контур содержит воду, прошедшую химводоочистку и деарирование. Примером подобной ГеоЭС может служить Мутновская геотермальная электростанция, расположенная в 140 км от г. Петропавловск-Камчатский у подножья действующего вулкана Мутновский. До начала строительства Мутновской ГеоЭС, там же, ранее была введена в эксплуатацию Верхнее-Мутновская станция мощностью 12 МВт. Кроме того, в 1967 г. на юге Камчатской области была построена Паужетская ГеоЭС мощностью 11 МВт, которая продолжает работать и в настоящее время.

Первый блок Мутновской ГеоЭС мощностью 25 МВт введен в эксплуатацию в 2001 году. Через год, с пуском второго энергоблока, мощность станции возросла до 50 МВт. Вторая очередь Мутновской ГеоЭС вводится в эксплуатацию в 2007–2009 годах и увеличивает мощность станции на 100 МВт. Третья очередь мощностью более 100 МВт планируется на 2012 год. Мутновская ГеоЭС на протяжении ряда лет демонстрирует устойчивую работу и производит дешевую электроэнергию, себестоимость которой составляет около 1,5 цента/кВт·час. В целом, Мутновская ГеоЭС во многом превосходит по своим техническим характеристикам зарубежные аналоги:

– экологическая чистота, которая достигается исключением прямого контакта геотермального теплоносителя с окружающей средой с последующей закачкой его обратно в земные пласты;

– проблема защиты оборудования станции от коррозии и солеотложений в значительной степени решена с помощью применения специальной технологии присадок пленкообразующих аминов;

– блочно-модульный принцип поставки оборудования, что позволило существенно сократить сроки строительства станции.

Уже сегодня геотермальная энергетика обеспечивает более 25 % потребности в электроэнергии Камчатки, что позволяет ослабить зависимость полуострова от поставок дорогостоящего топлива.

Следует отметить, что ГеоЭС с высокопотенциальным теплоносителем могут сооружаться только вблизи соответствующих месторожде-

ний геотермальных вод. Таких месторождений не много, соответственно и электростанции рассмотренного типа – объекты достаточно уникальные.

Гораздо большей доступностью и распространенностью обладают геотермальные воды с более низкими внутрипластовыми температурами. Как уже отмечалось выше, громадными запасами геотермальных вод с температурами до 100^{o} С обладает Западная Сибирь.

Технологии получения электроэнергии из низкопотенциальной тепловой энергии геотермальных вод основаны на двух принципах энергопреобразования: использования веществ с низкими температурами кипения и гидропаровых турбин типа Сегнерова колеса.

Идея производства электроэнергии в турбогенераторах с помощью веществ с низкими температурами кипения принадлежит советским ученым, которые в 1965–1967 гг. создали первую в мире геотермальную бинарную электростанцию на Камчатке – Паратунскую ГеоЭС. Фреон, превращенный в пар теплом горячей воды, направлялся в турбогенератор, вырабатывающий электрическую энергию.

Сегодня эта технология активно используется. Построено около тысячи энергоблоков мощностью от нескольких кВт до 130 МВт в десятках стран мира.

Гидропаровые турбинные установки (ГПТ) используют прямую подачу горячей воды в сопла турбины без предварительного разделения ее на пар и воду в сепараторах. Гидропаровая турбина работает на потоке, вскипающем в процессе адиабатического расширения. Основная работа в процессе преобразования тепловой энергии геотермальных вод в кинетическую энергию рабочего потока и механическую турбины осуществляется жидкой фазой, что принципиально отличает гидропаровую турбину от паровой. В ГПТ используются сопла Лаваля с парогенерирующими решетками, создающими мелкодисперсный паро-водяной поток на лопатках турбины.

Подобные энергоустановки обладают коэффициентом полезного действия до 25…30 % при частотах вращения выходного вала до нескольких тысяч оборотов в минуту.

В Санкт-Петербургском техническом университете предложена простая и универсальная модель реактивной турбины в виде Сегнерова колеса (рис. 58). В напорной части турбины происходит увеличение давления горячей воды, а в сопле Лаваля – ускорение горячей воды в сужающейся части сопла и расширение пароводяной смеси в расширяющейся части сопла. Таким образом, в Сегнеровом колесе происходит ускорение потока горячей воды, её испарение и расширение пароводя-

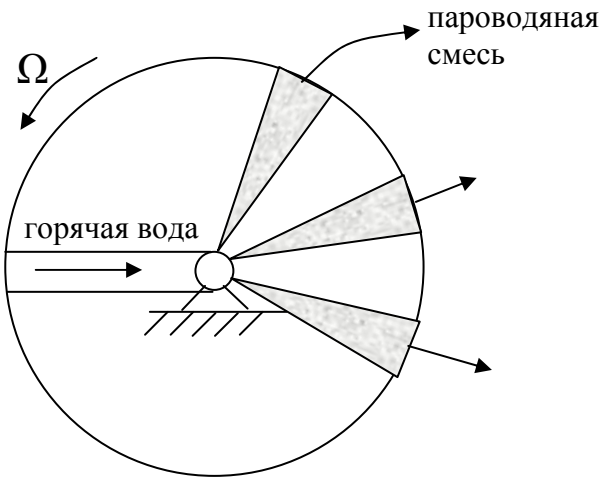


Рис. 58. Схема гидропаровой турбины на основе Сегнерова колеса

ной смеси без изменения направления движения потока. Подобные турбины имеют ряд принципиальных преимуществ [66-68]:

– минимальное число подвижных деталей, что обеспечивает простоту технического обслуживания;

– высокая эффективность осесимметричных сопел как источника реактивного усилия на колесе;

– отсутствие рабочих лопаток, что снижает проблемы обтекания и эрозии при прохождении пароводяной смеси;

– принципиально новые возможности регулирования мощности турбины.

Ориентировочная стоимость оборудования для гидропаровых турбин мощностью 100…150 кВт составляет 600…750 $/кВт [19].

По данным разработчиков оборудования: ЗАО НПВП «Турбокон» г. Калуга и Института теплофизики СО РАН г. Новосибирск гидропаровые турбины могут эффективно использовать геотермальную воду с температурой 80…150^{o} С.

Примером использования низкопотенциальных геотермальных вод для производства электрической и тепловой энергии является эскизный проект строительства на территории Томской области 12 геотермальных электростанций общей мощностью 12 МВт. Проект был инициирован Региональным центром энергосбережения Томской области в 2002 году, прошел экспертизу в Министерстве Природы и Энергетики Российской Федерации и получил поддержку United Nations Jndustrial Development Organizatin (UNIDO) и Global Environment Facility (GEF).

Основной целью проекта является обеспечение сельскохозяйственных потребителей Томской области электроэнергией и теплом путем использования огромных запасов геотермальных вод, залегающих практически по всей территории Томской области на глубинах 2–4 км. Проведённые исследования энергетического потенциала геотермальных вод области позволили оценить его величину в 500–1000 МВт.

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.

В частности, одним из перспективных населённых пунктов Томской области является п. Трубачево, Бакчарского района. В непосредственной близости от посёлка имеется законсервированная скважина, содержащая геотермальную воду с параметрами:

– глубина залегания геотермальных вод 2500 м;
– внутрипластовая температура 105^{o}C;
– статическое давление + 2,5 кГ/см^{2};
– минерализация 5…10 г/л;
– концентрация взвешенных частиц > 30 мГ/л.

Предварительные расчета показали, что опытный образец ГеоЭС, основанный на использовании гидропаровой турбины типа Сегнерова колеса, мощностью 30 кВт будет потреблять порядка 20 м^{3}/час воды температурой 100^{o}C.

Стоимость производимой электроэнергии ожидается на уровне стоимости энергии от дизельных электростанций.

Общая стоимость реализации всего проекта оценивается в пределах 50 млн. долларов США.

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

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.

Фотоэлектрические станции используют эффект прямого преобразования солнечного излучения в электроэнергию, открытый в 1839 году французским физиком Беккерелем. Фотоэлементы в большинстве слу-

чаев представляют собой кремниевые полупроводниковые фотодиоды. 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 жидкости-теплоносителю. 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^o северной широты, может работать по 10–12 часов в день с номинальной мощностью. Однако темное время суток и сезонные колебания продолжитель-

ности 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.

В эксплуатационно-техническом плане СЭС башенного типа менее зрелы, чем станции с рассредоточенными коллекторами. Однако в течение последних двадцати лет были построены экспериментальные станции во многих странах: США, Японии, Испании, Италии, Франции и др. Проводятся исследования процессов энергопреобразования во всех элементах СЭС, в том числе и перспективных типов тепловых машин, таких как двигатели Стерлинга, Брайтона.

Разновидностью СЭС термодинамического типа является электростанция в виде «солнечной трубы», проект которой был разработан в начале 80-х годов XX века. Идея такой электростанции состоит в нагревании большого объема воздуха, находящегося под солнечным коллектором большой площади. Нагретый воздух поднимается и засасывается в трубу, где создается устойчивый воздушный поток, вращающий аэрогенератор.

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. 59 [23].

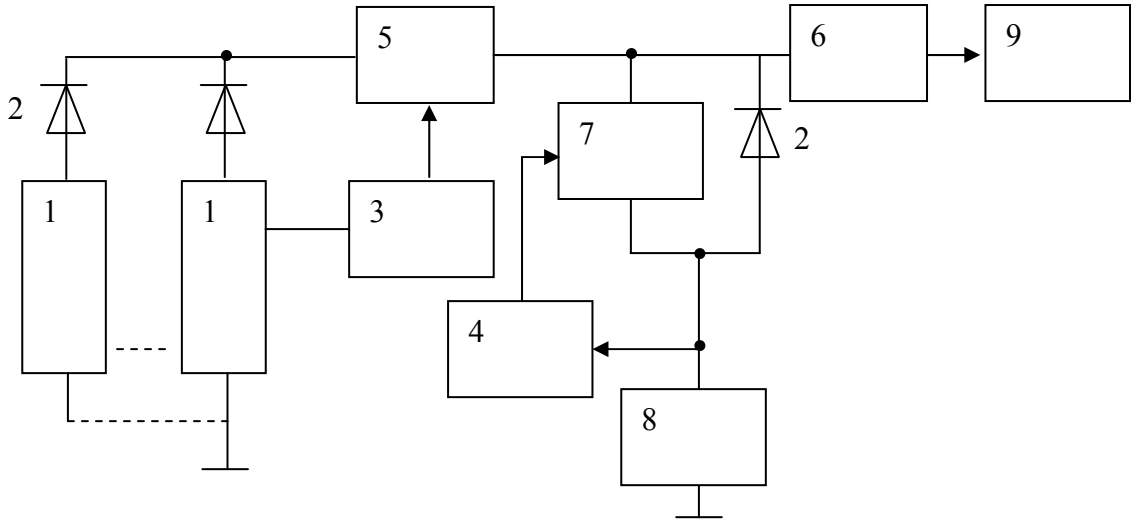


Рис. 59. Структурная схема фотоэлектростанции: 1 – солнечные панели; 2 – диоды; 3 – контроллер пиковой мощности; 4 – контроллер зарядного тока; 5 – ключ; 6 – автономный инвертор; 7 – зарядное устройство; 8 – аккумуляторная батарея; 9 – нагрузка

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 – фотоэлементов. Обычно мощность ячейки около 1 Вт, размер – несколько квадратных миллиметров.

Большинство фотоэлементов представляет собой кремниевые полупроводниковые фотодиоды. При облучении полупроводниковой 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. 60.

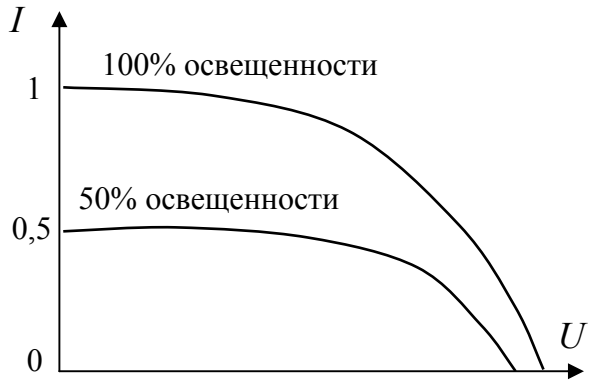


Рис. 60. Вольт-амперные характеристики модуля при различной интенсивности солнечного освещения

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, отложенный от нормали приемной поверхности панели, то зависимость тока нагрузки, вызываемого солнечной батареей, от величины Q имеет косинусоидальный характер $I = I_o \cdot \cos Q$, 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^o. С дальнейшим увеличением Q выходные параметры фотопреобразователя заметно отклоняются от косинусоидальной зависимости и при $Q = 85^o$ 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. 61. По

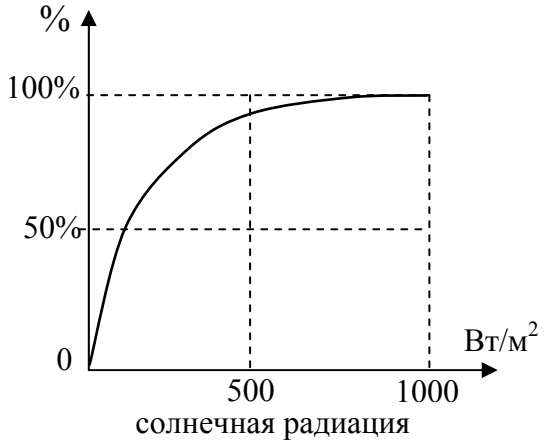


Рис. 61. Зависимость эффективности фотопреобразования от интенсивности солнечного освещения

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, разогревающий затененную ячейку мощностью потерь, выделяющейся на ее внутреннем сопротивлении.

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. 62) на несколько коротких участков.

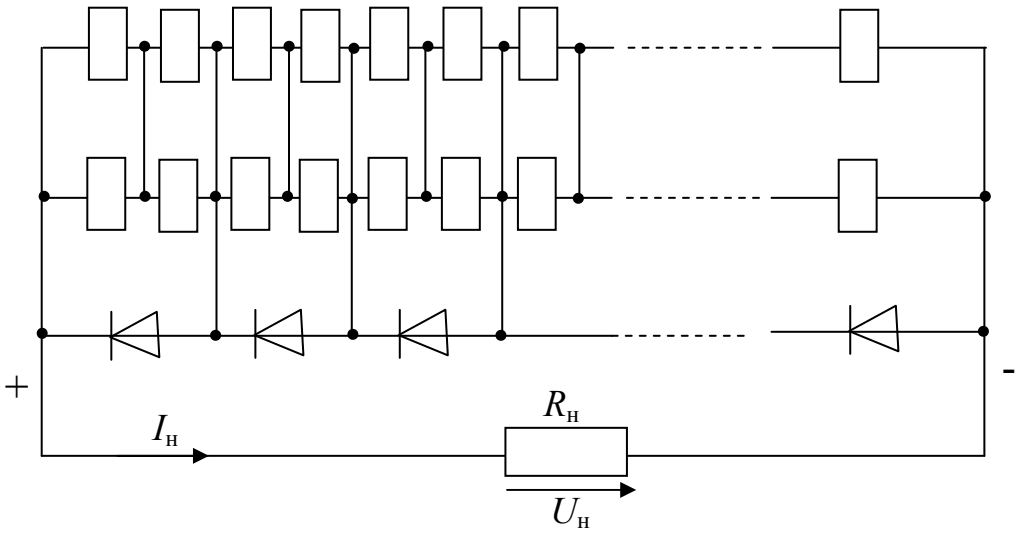


Рис. 62. Схема включения обходных диодов

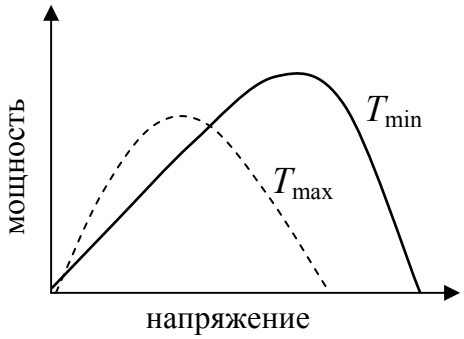


Рис. 63. Зависимость мощностной характеристики солнечного модуля от температуры

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. Рабочая точка фото-

электрической 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. 64. Очевидно, что максимальную мощность можно снять с солнечной батареи на нагрузку с сопротивлением R_2.

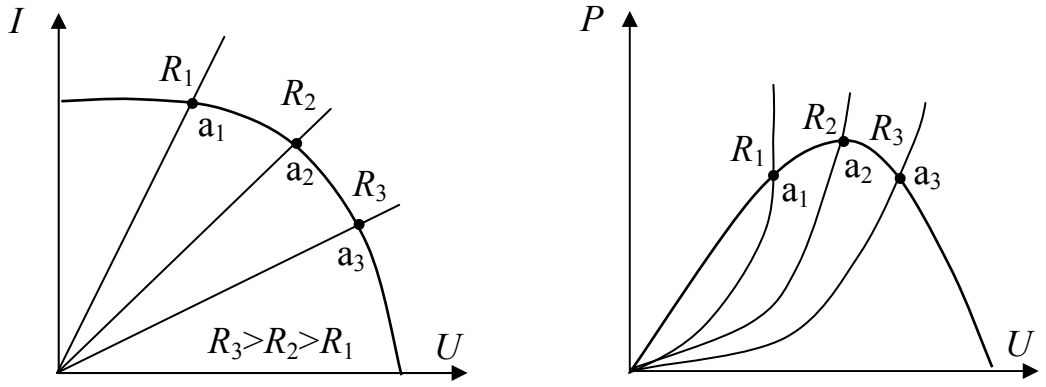


Рис. 64. Вольт-амперные и энергетические характеристики фотоэлектрических систем: R_1, R_2, R_3 – сопротивления нагрузок

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 E (кВт/м^2);

– средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность $E_{год}$, кВт·ч/м^2;

– среднемесячные суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность $E_{мес}$, кВт·ч/м^2.

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

$$E \geq 0{,}2 \text{ кВт/м}^2.$$

Основу любой СЭС составляют фотоэлектрические модули, средняя удельная стоимость которых составляет 100…140 руб/Вт [8].

Для производства электрической энергии переменного тока стандартных параметров, кроме собственно фотоэлектрического преобразователя, необходим полупроводниковый преобразователь постоянного напряжения, накопитель электроэнергии – аккумуляторная батарея, согласующие устройства, коммутационная аппаратура и др. Удельная стоимость полнокомплектной СЭС соответственно возрастает до $K_{уст.уд}$ = 240000…300000 руб/кВт установленной мощности.

Полная стоимость комплектного оборудования СЭС определяется из выражения:

$$K_{уст} = K_{уст.уд} \cdot P_{СЭС}.$$

К капитальным затратам на СЭС следует также отнести стоимость проектных $K_{пр}$ и строительных $K_{стр}$ 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 P, 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 $E_{мес}$. 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 $P_м$ в течение выбранного периода выработает следующее количество энергии:

$$W_м = \frac{k P_м E}{1000}, \text{ кВт·ч},$$

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:

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

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

В таблице 12 даны месячные и суммарные годовые значения солнечной радиации (кВт·ч/м^2) для основных регионов России, а также с градацией по различным ориентациям световоспринимающей плоскости.

Таблица 12

Астрахань, широта 46.4	**янв**	**февр**	**март**	**апр**	**май**	**июнь**	**июль**	**авг**	**сент**	**окт**	**нояб**	**дек**	**год**
Горизонтальная панель	32,4	52,9	95,5	145,5	189,4	209,9	189,7	174,7	127.8	81.7	45.0	26.6	1371.1
Вертикальная панель	62.1	75.9	99.5	103.0	97.1	92.0	91.8	112.1	123.2	116.5	86.4	52.7	1112.2
Наклон панели - 35.0°	56.1	77.9	122.5	161,6	187.8	197.7	184.5	189.9	164.6	124.7	80.2	46.9	1593.6
Вращение вокруг полярной оси	69.4	96.0	157.1	218.3	268.0	293.3	269.1	276,1	229	164,4	102,3	57,3	2200,2
Владивосток, широта 43.1	**янв**	**февр**	**март**	**апр**	**май**	**июнь**	**июль**	**авг**	**сент**	**окт**	**нояб**	**дек**	**год**
Горизонтальная панель	72.7	93.2	130.0	135,1	143.9	129.2	124.3	124.8	119.1	94.3	64.6	57.8	1289.5
Вертикальная панель	177.0	166.0	139.2	90.2	74. 9	64.4	66.9	79.0	105.2	126.8	127.7	147.1	1364.2
Наклон панели - 50.0°	169.0	171.8	173.0	138.1	121.1	109.6	109.1	121.7	144.1	147.5	130.3	139.5	1681.3
Вращение вокруг полярной оси	194.9	211.1	227.0	189.3	178.9	150.6	142.8	164.3	194.2	184.0	151.9	157.6	2146.7
Москва, Котельническая наб, широта 55.7	**янв**	**февр**	**март**	**апр**	**май**	**июнь**	**июль**	**авг**	**сент**	**окт**	**нояб**	**дек**	**год**
Горизонтальная панель	16.4	34.6	79.4	111.2	161.4	166.7	166.3	130.1	82.9	41.4	18.6	11.7	1020.7
Вертикальная панель	21.3	57.9	104.9	93.5	108.2	100.8	108.8	103.6	86.5	58.1	38.7	25.8	908.3
Наклон панели - 40.0°	20.6	53.0	108.4	127.6	166.3	163.0	167.7	145.0	104.6	60.7	34.8	22.0	1173.7

Вращение вокруг полярной оси	21.7	62.3	132.9	161.4	228.0	227.8	224.8	189.2	126.5	71.6	42.2	26.0	1514.3
Петрозаводск, широта 61.	**янв**	**февр**	**март**	**апр**	**май**	**июнь**	**июль**	**авг**	**сент**	**окт**	**нояб**	**дек**	**год**
Горизонтальная панель	7.1	19,9	66,7	101,1	141.0	167,1	157.7	109,6	56,5	23.0	8.2	2.4	860.0
Вертикальная панель	20.0	41.3	120.2	107.1	102,7	112.0	113,6	98,1	67,6	36,0	14,4	2.8	835,6
Наклон панели - 45.0°	16,8	36.9	116.4	127.7	148.1	166.3	163.7	128.6	77.3	36.7	13.5	2.8	1034,6
Вращение вокруг полярной оси	19.9	44.6	159.1	177.5	215.2	258.0	252.1	179.7	96.4	42.7	15.0	2.9	1463,0
Петропавловск-Камчатский, широта 53.3	**янв**	**февр**	**март**	**апр**	**май**	**июнь**	**июль**	**авг**	**сент**	**окт**	**нояб**	**дек**	**год**
Горизонтальная панель	30.2	49.6	94.3	127.3	152.9	155.8	144.9	131.1	91.0	64.4	33.6	23.3	1098.4
Вертикальная панель	77.7	99.7	133.3	116.1	96.5	90.3	91.3	99.5	97.1	111.5	86.8	78.5	1178.3
Наклон панели - 50.0°	70.6	95.9	142.3	148.1	147.4	142.5	137.6	140.9	120.2	118.0	81.6	69.8	1414.9
Вращение вокруг полярной оси	80.2	114.5	181.5	200.8	202.7	202.5	189.3	193.0	156.0	147.0	95.9	80.2	1843.6
Сочи, широта 43.6	**янв**	**февр**	**март**	**апр**	**май**	**июнь**	**июль**	**авг**	**сент**	**окт**	**нояб**	**дек**	**год**
Горизонтальная панель	37.0	55.2	84.0	116.6	167.1	199.0	206.8	185.0	130.1	95.4	54.2	34.7	1365.1
Вертикальная панель	65.8	76.5	Я1.1	80.0	86.9	86.2	95.7	113.6	119.0	130.0	97.6	67.6	1099.9
Наклон панели - 35.0°	62.0	80.2	103.5	125.0	163.0	184.9	198.1	197.0	161.6	141.7	92.8	61.7	1571.4
Вращение вокруг полярной оси	76.0	99.1	129.9	160.1	222.1	269.3	289.0	284.0	222.0	185.8	117.2	75.6	2129.9
Южно-Сахалинск, широта 47	**янв**	**февр**	**март**	**апр**	**май**	**июнь**	**июль**	**авг**	**сент**	**окт**	**нояб**	**дек**	**год**
Горизонтальная панель	50.9	77.1	128.8	138.6	162.8	157.5	146.7	128.5	105.9	79.4	49.7	41.7	1267.5
Вертикальная панель	113.2	137.8	132.2	103.4	90.3	81.9	82.9	87.3	99.5	111.4	97.9	97.7	1265.5
Наклон панели 45.0°	102.2	132.7	175.4	149.1	153.7	142.2	136.6	131.5	130.4	124.2	94.8	87.2	1560.2
Вращение вокруг полярной оси	118.5	160.6	219.3	191.8	206.6	193.4	176.3	167.5	167.7	153.8	111.7	99.9	1966.9

Для северных широт (выше 50…60°) 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:

$$k_{\text{рад}} = \frac{E_{\text{год}}}{E_{\text{мес}}},$$

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

При значениях $k_{\text{рад}}$ больше 50 возможно только сезонное применение СЭС.

В эксплутационные расходы СЭС входят затраты на обслуживание $C_{\text{экс}}$ и ремонт $C_{\text{рем}}$:

$$C_{\text{рем}} = \kappa_{\text{рем}} \cdot p_{н}(K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}),$$

где $\kappa_{\text{рем}}$ – коэффициент затрат на ремонт.

Ориентировочные расчеты, проведенные для южных районов Томской и Кемеровской областей, показывают, что для солнечной электростанции мощностью 20 кВт себестоимость производства электроэнергии составит около 40 р./кВт·ч.

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

Вопросы для самопроверки

1. По каким признакам классифицируются геотермальные воды?
2. Охарактеризуйте технологию производства электроэнергии с использованием высокопотенциальных геотермальных вод.
3. Каковы возможности энергетического использования низкопотенциальных геотермальных вод?
4. Назовите основные достоинства и недостатки геотермальных теплоэлектростанций.
5. Поясните принцип действия термодинамической и фотоэлектрической солнечной электростанции.
6. Изобразите вид вольт-амперных характеристик фотоэлектрического модуля при различном уровне освещенности.
7. Какими факторами определяется мощность, генерируемая солнечной батареей?
8. Назовите основные элементы фотоэлектростанции.

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, протекаю-

щей в растениях под воздействием солнечного излучения. В результате образуются органические вещества, которые используются в качестве пищи, для получения строительных материалов, тканей и многих других вещей.

Среди всех многочисленных областей применения биомассы, необходимо отметить ее энергетическую ценность. Из органического топлива можно легко получить тепловую и электрическую энергию. Потенциал этого энергоресурса огромен: ежегодно на Земле образуется около 120 млрд. т сухого органического вещества, что эквивалентно 40 млрд. т нефти. Сегодняшний мировой уровень потребления меньше названной величины в 10 раз [71].

С точки зрения химического состава и процесса образования традиционные виды топлива – уголь, нефть, газ также можно отнести к биомассе, но процесс ее образования исчисляется миллионами лет. Поэтому ископаемое органическое вещество нельзя отнести к возобновляемым источникам энергии. Время образования биомассы растительного происхождения, в зависимости от ее вида, может меняться от нескольких месяцев до нескольких десятилетий.

Большой энергетический потенциал и возобновляемый характер стимулируют развитие технологий получения энергии из биомассы. Сегодня использование биомассы в энергетических целях является одной из наиболее динамично развивающихся отраслей возобновляемой энергетики. В странах ЕС доля энергии, получаемой из биомассы, достигает 55 % от всей энергии, вырабатываемой с использованием возобновляемых энергоресурсов [71]. Наиболее эффективно энергия биомассы используется в Португалии, Испании, Франции, Германии, Дании, Италии. Такие страны как Швеция и Австрия обеспечивают до 15 % потребности в первичных энергоносителях за счет биомассы. В США сегодня общая установленная мощность электростанций, использующих биомассу, составляет более 9000 МВт, что эквивалентно суммарной мощности атомных 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, Непале 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 таблице 13.

Таблица 13

Вид топлива	Теплотворная способность, ккал/кГ
Древесина (влажная)	2450
Древесина (сухая)	2930
Бурый уголь	3910
Брикеты из 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 таблице 14 [73].

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].

Таблица 14

Вид топлива	Теплота сгорания, МДж/кг МДж/м^3	% серы	% золы	Углекислый газ, кГ/ГДж
Дизельное топливо	42,5	0,2	1	78
Мазут	42	1,2	1,5	78
Природный газ	35–38	0	0	57
Каменный 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 торфяные	10	0	4–20	70
Щепа древесная	10	0	1	0
Опилки древесные	10	0	1	0

Интерес к данному виду топлива начал расти и в России. По материалам журнала «Биоэнергетика» сегодня в стране насчитывается около 30 производителей топливных гранул и 15 производителей топливных брикетов.

Автоматизированные котлы, производящие пар, позволяют строить достаточно дешевые пароэлектростанции. Известны различные конструкции паровых машин пригодных для привода электрогенераторов. С точки зрения дешевизны энергетического оборудования интересны предложения ряда фирм по конверсии обычных двигателей внутреннего сгорания (например, автомобильных) в паровую машину. По данным Мытищенского электромеханического завода более 90 % деталей паровых машин соответствуют исходным деталям конвертируемого двигателя. Стоимость паровых электростанций в ценах 2000 года составляет около 80 тыс. р. за установку мощностью 12 кВт и 120 тыс. р. за станцию мощностью 30 кВт.

Более совершенной, хотя и известной с древнейших времен, технологией энергетического использования биомассы является пиролиз. Пиролиз представляет собой процесс термохимической обработки биомассы без доступа кислорода при относительно низких температурах – от 300 до 800^{o} С. В результате удаления летучей фракции получается древесный уголь, который имеет энергетическую плотность в два раза большую, чем исходный материал при более высокой температуре сгорания. Древесный уголь используется в качестве топлива, а также для технологических нужд в металлургической, электроугольной, фармакологической промышленности.

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. 65.

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

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 высокую 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.

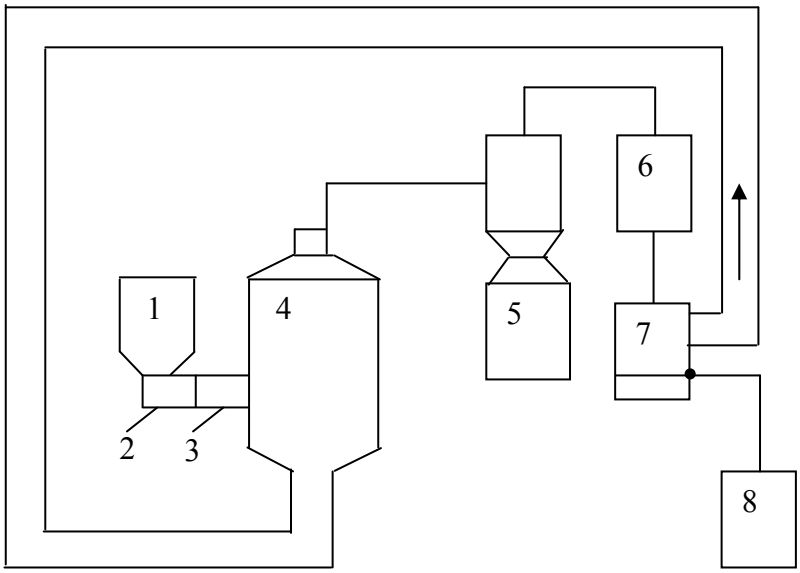


Рис. 65. Структурная схема энергоустановки

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 калорийность 1000…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%-ом генераторном газе (рис. 66).

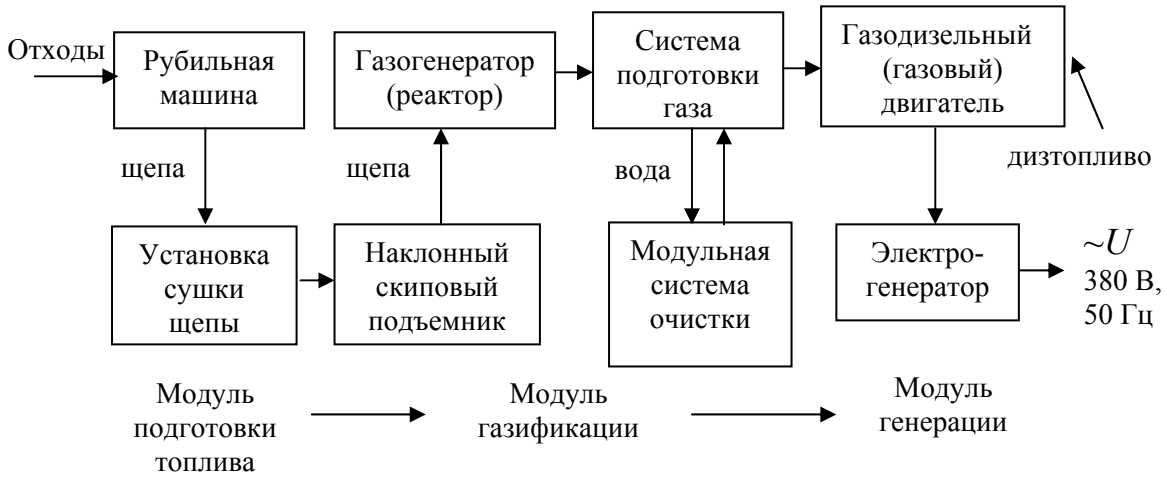


Рис. 66. Общая структура газогенераторной электростанции

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 сушилок 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. 66.

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^{o} 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.

Мировым лидером по производству этанола является Бразилия, в которой более 600 заводов производят 16,5 миллиардов литров этанола в год. По данным Международного энергетического агентства, за четверть века производство этанола в мире выросло в 8 раз, причем динамика роста соответствует росту цен на нефть.

Биодизель – это эфиры растительных масел или животных жиров, получаемых в результате химической реакции масла или жира с метиловым или этиловым спиртом.

Технология получения биодизеля довольно проста и доступна в условиях любого предприятия или фермерского хозяйства. Основным сырьем для его производства в Европе является рапс, в США и Южной Америке – соя [70]. Любое растительное масло может служить исходным сырьем для получения биотоплива, которое получается при замещении в масле глицерина на спирт. Из одной тонны растительного масла и 111 кг спирта (в присутствии 12 кг катализатора) получается 970 кг (1100 л) биодизеля и 153 кг первичного глицерина [78].

Биодизельное топливо получило распространение во многих странах Европы и Америки. Объемы производства биодизеля в Европе достигли 6 млн. тонн в 2006 году, что на 44 % больше чем в 2005 году.

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.

Для значительной территории России к наиболее перспективным энергоресурсам растительного происхождения следует отнести биомассу лесов. В частности, территория Томской области обладает значительными запасами леса. Объем эксплуатационного запаса древесины, с распределением по породам, приведен в таблице 15 [19].

Таблица 15

Состав	Запасы древесины спелых и перестойных лесов	
	тыс. $м^3$	%
Хвойные	485480	36
Лиственные	864070	64
Всего по области	1349550	100

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 лесоперерабатывающих предприятиях. По теплотворной способности это эквивалентно 3,5 млн. тонн угля Кузнецкого бассейна.

При этом общий объем ввозимого в Томскую область угля за последние 5 лет не превышает 2…2,5 млн. тонн.

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. Исследования потенциала биомассы лесов Томской области дают основания считать, что вся ее территория обладает достаточным потенциалом для использования биомассы в энергетических целях. Энергетическая плотность ресурса территории области находится в диапазоне 274…1046 Вт/м^2.

Как было показано в предыдущем разделе, наиболее перспективным способом энергетического использования древесных отходов является газификация древесины.

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 строительно-монтажные, пуско-наладочные, проектно-конструкторские работы.

Зависимость, позволяющая оценивать объем капиталовложений в исследуемые объекты, представляется в виде выражения:

$$K = N_{\text{уд}} \cdot K_{\text{уд.уст}} + K_{\text{тр}}(m, s) + \text{П} \ \text{[тыс.руб]},$$

где $N_{\text{уд}}$ – установленная мощность газогенератора, кВт; $K_{\text{уд.уст}}$ – удельная стоимость 1 кВт установленной мощности, руб./кВт; $K_{\text{тр}}(m,\ s)$ – расходы по транспортировке газогенератора, зависящие от массы оборудования (m) и дальности транспортировки (s); П – прочие расходы (расходы на строительно-монтажные, пуско-наладочные, проектно-конструкторские работы).

Зависимость величины капиталовложений от мощности энергоустановки в графическом виде показана на рис. 67.

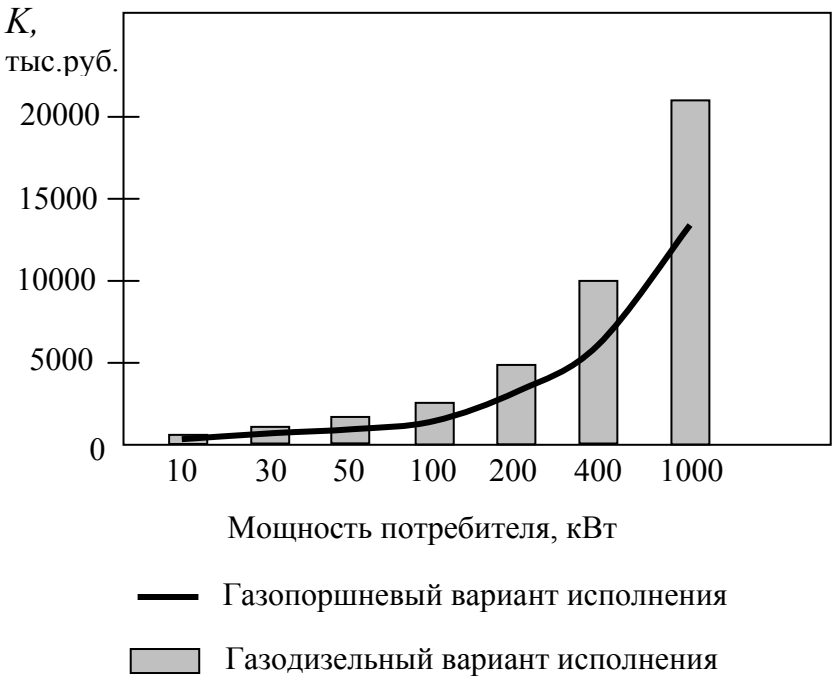


Рис. 67. Изменение капиталовложений в установку газогенераторной электростанции в зависимости от варианта исполнения и мощности потребителя

Удельная стоимость 1 кВт установленной мощности электрической станции [10]:

– с газопоршневым двигателем (работающем на 100 % генераторном газе) составляет:

$$K_{\text{уд.уст}} = 20000, \text{ руб./кВт};$$

– электростанции с газодизельным двигателем (работает 70 % на генераторном газе, 30% на дизельном топливе):

$$K_{\text{уд.уст}} = 11000, \text{ руб./кВт}.$$

Эксплуатационные затраты З $(N_{\text{ГГ}})\cdot 10^3$ [руб./год] при эксплуатации одного агрегата газогенератора можно определить из выражения:

$$\text{З}(N_{\text{ГГ}}) = \alpha \cdot K + F(N_{\text{ГГ}}) + \text{З}_{\text{топ}},$$

где α – коэффициент амортизационных отчислений (на капитальный ремонт и реновацию, расходы на эксплуатацию) от капиталовложений, принятый по [79] 4 % в год; $F(N_{\text{ГГ}})$ – среднегодовой фонд заработной платы, в зависимости от мощности газогенератора и соответственно численности обслуживающего персонала в течение срока эксплуатации оборудования [79]; $\text{З}_{\text{топ}}$ – затраты на топливо.

Для газодизельного варианта исполнения электростанции

$$З_{д.топ} = В_{биом} \cdot Ц_{m.биом} + В_{диз} \cdot Ц_{гсм},$$

где $Ц_{m.б.би}$ – прейскурантная цена биомассы, руб./кг; $Ц_{гсм}$ – стоимость ГСМ (дизельного топлива и масла) для конкретных децентрализованных потребителей; $В_{диз}, В_{биом}$ – расход топлива на выработку электроэнергии.

Объемы расходуемого топлива равны:

$$В_{диз} = W_{год} \cdot b_э^{диз}; \qquad В_{биом} = W_{год} \cdot b_э^{биом},$$

где $W_{год}$ – годовая выработка электроэнергии на газодизельной станции, кВт·ч; $b_э^{диз}$ – удельный расход дизельного топлива, л/кВт·ч; $b_э^{биом}$ – удельный расход биомассы, кг/кВт·ч.

Для газогенераторной электростанции:

$$З_{д.топ} = В_{биом} \cdot Ц_{m.биом},$$

где $Ц_{m.биом}$ – прейскурантная цена биомассы, руб./кг; $В_{биом}$ – расход топлива на выработку электроэнергии:

$$В_{биом} = W_{год} \cdot b_э^{биом}$$

где $W_{год}$ – годовая выработка электроэнергии на газопоршневой станции, кВт·ч; $b_э^{биом}$ – удельный расход биомассы, кг/кВт·ч.

Расчет стоимости заготовки и транспортировки топливных дров и щепы основан на определении суммы стоимости лесосечных, транспортных и вспомогательных работ. По данным исследований технико-экономических показателей [80] удельная стоимость лесосечных работ составляет 47…56 руб./м^3 при сплошной рубке и 36…38 руб./м^3 при выборочной рубке. Удельная стоимость транспортировки щепы зависит от расстояния транспортировки и в общем виде представлена зависимостью, приведенной на рис. 68.

Расстояние транспортировки топливных дров и щепы, в условиях разброса децентрализованных потребителей Томской области, не превышает 500 км. При условии, что одному м^3 древесного топлива, в зависимости от его влажности и породного состава, соответствует 500…750 кг, а удаленность потребителей электроэнергии от места лесозаготовки не превышает 500 км, стоимость биотоплива в области находится в пределах 0,1…0,7 руб./кг.

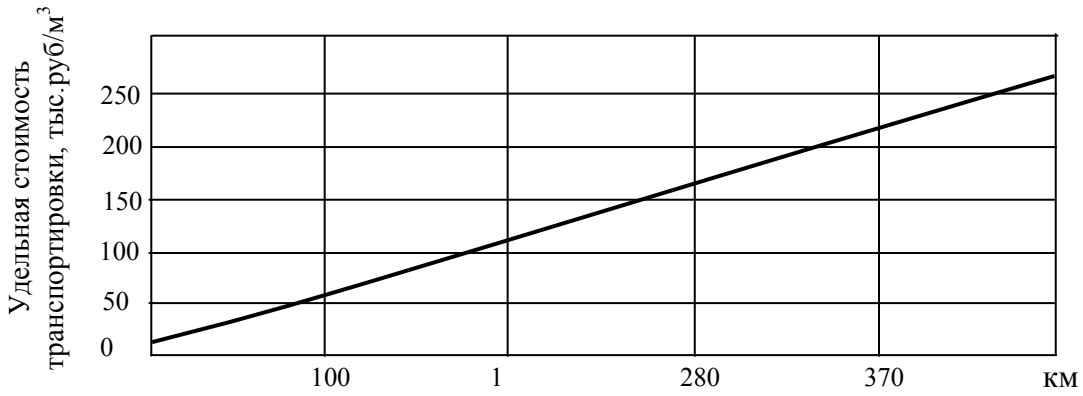


Рис. 68. Удельная стоимость транспортировки щепы в зависимости от расстояния транспортировки

Эффективность работы газогенераторной электростанции можно оценивать по величине общего (годового) экономического эффекта (ОЭЭ), обусловленного экономией дизельного топлива, [тыс. р..]:

$$\text{ОЭЭ} = \text{В}_{\text{диз}} \cdot \text{Ц}_{\text{гсм}} - \text{З}(N_{\text{ГГ}}),$$

где $\text{Ц}_{\text{гсм}}$ – стоимость ГСМ (дизельного топлива и масла) для конкретных децентрализованных потребителей, тыс. руб./тонну; $\text{З}(N_{\text{ГГ}})$ – годовые затраты на эксплуатацию газогенераторной электростанции, р..; $\text{В}_{\text{диз}}$ – объем сэкономленного топлива, обусловленного применением газогенератора, тонны.

Изменения ОЭЭ в зависимости от стоимости биомассы $\text{Ц}_{\text{т.биом}}$ и степени неравномерности графика нагрузки $K_{\text{ЗП}}$ представлен на рис.69 для станции мощностью 30 кВт.

Себестоимость электроэнергии от газогенераторной электростанции определяется как

$$C = \frac{З(N_{\text{ГГ}})}{W_{\text{год}}},$$

где $W_{\text{год}}$ – годовая выработка электроэнергии.

Расчеты показывают, что для мощностей до 400 кВт и цены на биомассу 0,1…0,7 руб./кг себестоимость производимой электроэнергии находится в пределах 1…4 руб./кВт·ч, что определяет экономическую целесообразность использования биомассы лесов для производства электроэнергии в локальных системах электроснабжения.

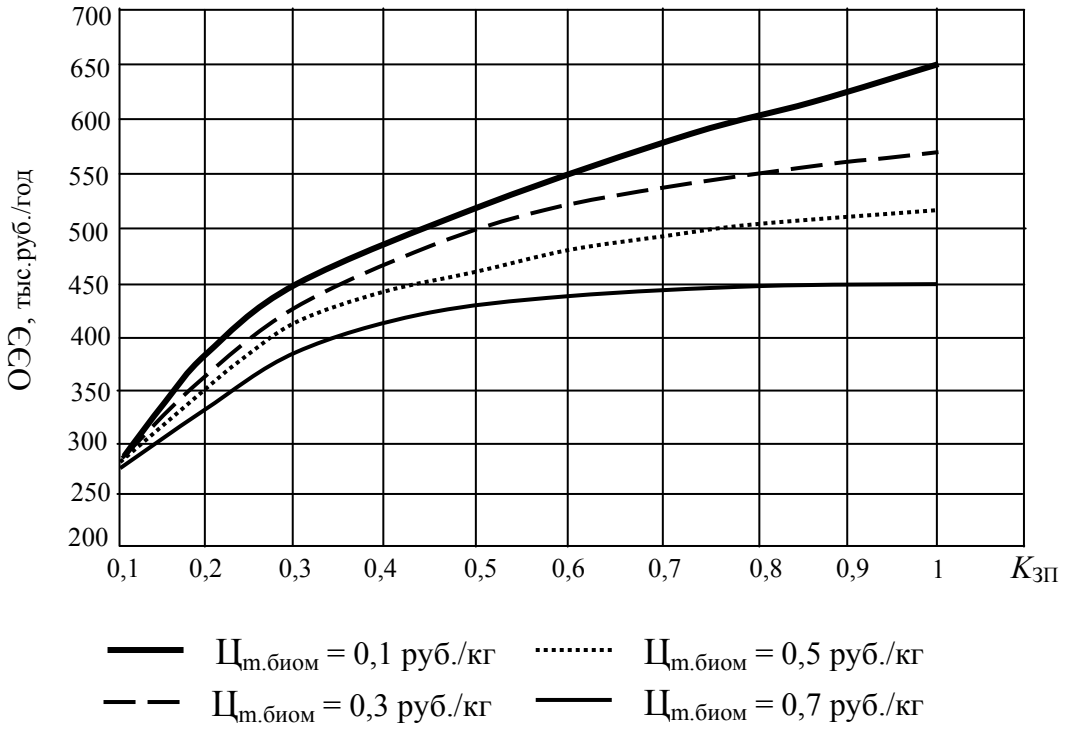


Рис. 69. Изменение ОЭЭ для газопоршневого варианта исполнения газогенераторной электростанции, при варьировании параметра $К_{ЗП}$ = 1–0,1

Вопросы для самопроверки

1. Что такое биомасса? Назовите ее разновидности.
2. Каковы основные способы использования биомассы в энергетических целях?
3. В чем заключаются преимущества переработки первичной биомассы в биотопливо?
4. Назовите преимущества биотоплива по сравнению с углем и другими ископаемыми энергосистемы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современный период развития энергетики характеризуется противоречивыми тенденциями, которые не позволяют просто наращивать ее мощности в соответствии с экономическим и социальным развитием общества. Экологические проблемы и ограниченность запасов углеводородного топлива вынуждают искать новые виды энергоресурсов и, соответственно, новые технологии энергообеспечения потребителей.

Особенно остры проблемы энергообеспечения децентрализованных зон, где стоимость электроэнергии многократно превышает действующие тарифы централизованного электроснабжения. Реальной возможностью улучшения технико-экономических показателей локальных систем электроснабжения является использование местных, в том числе возобновляемых, энергоресурсов.

Важнейшими преимуществами возобновляемой энергетики являются: неисчерпаемость энергоресурсов, экологическая чистота, отсутствие топливной составляющей в стоимости производимой энергии, как правило, большая надежность, срок службы и меньшие расходы на эксплуатацию энергетического оборудования.

Однако такие проблемы использования энергии природных возобновляемых источников как изменчивость в пространстве и во времени и низкая энергетическая плотность усложняют и удорожают технологию их практического применения для энергообеспечения потребителей.

В этой связи, на сегодняшний день особое значение приобретают вопросы изучения и систематизации энергетического потенциала территории, совершенствование методик выбора энергетического оборудования и способов оптимизации рабочих режимов и состава систем электроснабжения с электростанциями, использующими природные возобновляемые энергоресурсы.

В книге сделана попытка систематизации подходов к электроснабжению локальных потребителей с использованием энергии природных возобновляемых источников. Системный подход, как представляется авторам, включает составление энергетических кадастров возобновляемых энергоресурсов территории, разработку критериев оптимизации локальных систем электроснабжения и методик технико-экономического анализа вариантов систем электроснабжения с учетом современных достижений в области оборудования и технологий возобновляемой энергетики.

Очевидно, что в рамках данной работы не возможно в полном объеме отразить все поставленные проблемы локальной электроэнерге-

тики с использованием возобновляемых энергоресурсов. Тем не менее, эта работа является шагом вперед в данной области и может быть полезна как для студентов и научных работников, так и для инженеров, занимающихся практическими вопросами возобновляемой энергетики.

Книга может быть рекомендована в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по специальностям «Возобновляемые источники энергии» и «Электроснабжение».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. Л.: Изд-во ЛГУ, 1991. – 343 с.

2. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию //Беляев Л.С., Марченко О.В., и др. – Новосибирск: Наука, 2000. – 269 с.

3. Новая энергетическая политика России. Под общ. ред. Ю.К. Шафраника. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 512 с.

4. Роль возобновляемых источников энергии в энергетической стратегии России. Национальный доклад – М., 1999. –http:// www. inter-solar.ru / events/congress/national_report.shtml

5. Виссарионов В.И., Кузнецова В.А., Малинин Н.К., и др. Расчет ресурсов ветровой энергетики. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 32 с.

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. Алексеев В.В.и др. Перспективы развития альтернативной энергетики и ее воздействие на окружающую среду. – М.– Кацивели: Изд-во МГУ, НАН Украины, Морской гидрофизич. ин-т, 1999. – 152 с.

10. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экологические аспекты гидроэнергетики. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1984. – 247 с.

11. Виссарионов В.И., Золотов Л.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии. – М.: Изд-во МЭИ, 1996. – 155 с.

12. Ottinger R., Wooley D.R., Robinson N.A. et. Al. Environmental Costs of Electricity. New York, London, Rom: Oceana Publications, 1990. – 769 p.

13. Безруких П.П., Церерин Ю.А. Нетрадиционная энергетика. Прил. к науч.-техн.журн. «Экономика топливно-энергетич. комплекса России». – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – 64 с.

14. Берковский Б.М., Кузьминов В.А. Возобновляемые источники энергии на службе человека./Под ред. А.Е. Шейдлина. – М.: Наука, 1987. – 127 с.

15. Еремин Л.М. О роли локальных источников небольшой мощно-

сти на рынке электроэнергетики//Энергетик. –2003. –№ 3. – с.22-24

16. Hohmeyer O. Social Costs of Energy Consumption (Социальная стоимость потребления энергии).Berlin, Heidelberg, New York: Springer Verlag, 1988, 190 p.

17. Автономов А.Б. Мировая энергетика: состояние, масштабы, перспективы, устойчивость развития, проблемы экологии, ценовая динамика топливно-энергетических ресурсов//Электрические станции, 2000. – № 5. – с.55

18. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России//П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. – СПб.: Наука, 2002. – 314 с.

19. Кадастр возможностей/Под ред. Б.В. Лукутина. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 280 с.

20. http://solar-battery.narod.ru/

21. Hunt V.D. Solar Energy dictionary, Industrial Press Inc., New York, 1982. 5. Robertson G. A typical day in the life of planet earth Sun World, september 1992, vol.16, N 3, 9.

22. Wood M., Fulop L. Environment and development: Why energy matters. Sun World, June 1992, vol.16, N 2, 24-25.

23. Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: Учебник/ Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 432 с.

24. Безруких П.П., Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005. –с.5–70.

25. Ender C: Windener–gienutzung in der Bundes–republic Deuchland Stand 30.06.2004. DEWI–Magazin, 2004, Nr.25, s. 14–25.

26. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. – М.: Энергоатомиздат, 1983. –200 с.

27. Андрианов В.Н., Быстрицкий Д.Н., Вашкевич К.П., Секторов В.Р. Ветроэлектрические станции./ Под ред. Н.Н. Андрианова. –М.-Л.: ГЭИ, 1960. – 320 с.

28. Жерве Г.К. Промышленные испытания электрических машин. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 408 с.

29. Андреев В.П., Сабинин Ю.А. Основы электропривода. –М.-Л.: ГЭМ, 1956. –448 с.

30. Радин В.И., Загорский А.Е., Шакарян Ю.Г. Управляемые электрические генераторы при переменной частоте. – М.: Энергия, 1988. – 152 с.

31. 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.

32. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное

электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск: STT, 2001. – 120 с.

33. Лукутин Б.В., Лукутин О.Б., Шандарова Е.Б. Ветроэлектростанция с регулятором мощности балласта. Патент на полезную модель RU 45214 U1. Бюл. № 12, 2005.

34. 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.

35. Кажинский Б.Б. Гидроэлектрические и ветроэлектрические станции малой мощности. – М.: Госпланиздат, 1946. – 135 с.

36. Оборудование для малых ГЭС. «Jnt. Water Power and Dam Const.» 1986, 38, № 4, с. 41-50

37. Соколов Д.Я. Использование водной энергии. – М.: Машгиз, 1960. – 343 с.

38. Проектирование электрических машин. /Под ред. И.П. Копылова. – М.: Энергия, 1980. – 496 с.

39. Балагуров В.А. Проектирование специальных машин переменного тока. – М.: Высшая школа, 1982.

40. Глебов И.А. Системы возбуждения синхронных генераторов с управляемыми преобразователями. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – 332 с.

41. Лопастные насосы: Справочник./Под ред. В.А. Зимшицкого. – Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-е, 1986. – 334 с.

42. Лукутин Б.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей. Фрунзе.: Илим, 1987. – 135 с.

43. А.с. 1305429 (СССР). Микрогидроэлектростанция. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Опубл. В Б.И. Бюлл. № 17, 1987.

44. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружение и оборудование малых гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 199 с.

45. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Динамика микрогидроэлектростанции с автобалластной стабилизацией напряжения.//Электротехника. – 1989. –№ 10. – с. 9–12.

46. Пивоваров В.А. Проектирование и расчет систем регулирования гидротурбин. – Л.: Машиностроение, 1973. – 273 с.

47. Патент 456330 (США) Способ регулирования генератора и/или устройство для регулирования генератора.

48. Патент 4417194 (США) Асинхронная генераторная система с переключаемым емкостным регулированием.

49. Патент 0098047 (ЕПВ) Электрическая система регулирования.

50. Патент 2548845 (Фр) Способ и устройство стабилизации частоты переменного тока в автономном генераторе с переменным режимом нагрузки, приводимым в действие природным потоком.

51. Патент 2909069 (ФРГ) Способ и устройство для подсоединения и отсоединения нагрузки в условиях неполной нагрузки преобразователя ветряной энергии.

52. Патент 4511807 (США) Регулирующая система для электрического генератора.

53. Патент 4095120 (США) Регулирование нагрузки электрических генераторов с ветряным приводом.

54. Alp. Partmin/ St/ Antonien. МикроГЭС. Hessler Erwin, Electrotechnik, Schweiz, 1985, 36.

55. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Озга А.И. Выбор параметров цифрового регулятора частоты автономной микрогидроэлектростанции.//Гидротехническое строительство. – 1992. – № 9. – с.40–43.

56. Лукутин Б.В. Способы стабилизации параметров электроэнергии автономной микрогидроэлектростанции.//Мех. и электрификация сельского х/ва. – 1987. – № 8. – с. 42–44.

57. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Эквивалентная нагрузка генератора микрогидроэлектростанции с автобалластной нагрузкой. // Электромеханика. – 1988. – № 5. – с. 90–140. (Изв. вузов).

58. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Выбор способа регулирования микрогидроэлектростанцией с автобалластной нагрузкой. //Гидротехническое строительство. – 1990. – № 7. – с. 33–35.

59. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Микрогидроэлектростанция с автобаллстной нагрузкой, регулируемой по частоте выходного напряжения.//Электромеханика. – 1990. – № 6. – с. 111–119.

60. 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. RU 16320 U17H02P9/04.

61. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Способы повышения качества выходного напряжения микрогидроэлектростанции с тиристорным автобалластом. //Промышленная энергетика. – 2000.– № 8.– с. 49–52.

62. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск: STT, 2001. – 120 с.

63. Лукутин Б.В. Стабилизация напряжения автономных микрогидроэлектростанций. //Техника в сельском хозяйстве. – 1989. – № 2. – с.22–24.

64. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Система управления затвором микрогидроэлектростанции. Патент RU 2005138C1 F03B15/06. Опубл. в БИ № 44–48, 1993.

65. 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.

66. Alger T.W. Performance of Two-Phase Nozzles for Total-Flow Geothermal Impulse Turbines. Lawrence Livermore Laboratory, University of California, Livermore, California 94550, USA

67. 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. – с. 53–56.

68. Барилович В.А., Смирнов Ю.А. Термодинамический анализ геотермальных тепловых электрических станций с гидропаровыми турбинами.//Промышленная теплотехника. – 1998. –Т.20, № 2. – с. 37–42

69. Patel Mukund R/ Wind and Solar Power Systems. –L.: N.Y., Washington. DC.: CRC Press, 1999.

70. Твайдел Д., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 120 с.

71. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учеб. пособие. – СПБ.: СЗТУ, 2003. – 38 с.

72. Обзор современных технологий использования биомассы. //Инерсоларцентр. – Москва, 2002.

73. http://www.ecology-energy.ru/.

74. Обзор современных технологий получения жидкого топлива из биомассы быстрым пиролизом

75. Технологии и оборудование возобновляемой энергетики. Каталог технологий и изделий, разработанных и производимых в системе ГНУ ВИЭСХ. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2003. – 32 с.

76. http://www.ecomuseum/.

77. Аблаев А. Биотопливо: мыслить за пределами нефтяной трубы.// Российское экспертное обозрение. – № 1–2. –2007. – с. 25–29.

78. Российская биотопливная ассоциация//www.biotoplivo.ru

79. Лещинская Т.Б., Князев П.В. Применение автономного источника электрической энергии для электроснабжения сельскохозяйственного района.//Электрика. –2004. –№ 9. – с.21.

80. Некрасов М.Д., Козлов А.Ф. Экономика рубок леса плавного и промежуточного использования. Карельский филиал АН СССР. Отдел экономики. – Петрозаводск, 1985. – 152 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Эффективность использования ветроэнергетических ресурсов

Для оценки эффективности использования ветроэнергетических ресурсов Кемеровской области использованы данные метеорологических наблюдений в населенных пунктах Тайга и Новокузнецк (таблица П1.1).

Таблица П1.1

Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/с)

Населенный пункт	янв	фев	март	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	год
Тайга	4,0	3,8	3,7	3,7	3,4	2,8	2,3	2,5	2,8	3,7	4,1	4,0	3,4
Новокузнецк	3,8	3,7	3,7	4,4	4,2	3,3	2,7	2,8	3,1	4,0	4,4	3,9	3,7

Минимальная среднемесячная скорость ветра наблюдается в июле и составляет 2,3 и 2,7 м/с для Тайги и Новокузнецка соответственно. Приняв, в качестве номинальной скорости ветра 8,0 м/с, определим мощность ВЭУ для объекта электроснабжения с установленной мощностью оборудования 1 кВт и среднесуточным электропотреблением 6 кВт·ч.

$$\text{При } V_{\text{ср.мес}} < V_{\text{ном}},\ P_{\text{ВЭУ}} = \frac{W}{24} \cdot \frac{V_{\text{ном}}^3}{V_{\text{ср.мес}}^3}.$$

$$\text{При } V_{\text{ср.мес}} > V_{\text{ном}},\ P_{\text{ВЭУ}} = P,$$

где W – среднесуточное электропотребление объекта электроснабжения, кВт·ч; $V_{\text{ср.мес}}$ – среднемесячная скорость ветра в июле, м/с.

Установленная мощность ВЭУ составит 10 и 6,5 кВт для Тайги и Новокузнецка соответственно.

Расчет экономических показателей ВЭУ проиллюстрируем на примере станции, установленной в районе г. Тайга.

Полная стоимость комплектного оборудования ВЭУ:

$$K_{\text{уст}} = K_{\text{уст.уд}} \cdot P_{\text{ВЭУ}} = 50000 \cdot 10 = 500000 \text{ р.}$$

Стоимость проектных работ:

$$K_{\text{пр}} = 12 \cdot \text{МРОТ} = 12 \cdot 2300 = 27600 \text{ р.}$$

Стоимость строительных работ:

$$K_{\text{стр}} = \kappa_{\text{р}} K_{\text{уст}} = 0{,}04 \cdot 500000 = 20000 \text{ р.}$$

Затраты на техническое обслуживание:

$$C_{\text{экс}} = 6 \cdot \text{МРОТ} = 6 \cdot 2300 = 13800 \text{ р.}$$

Затраты на ремонт:

$$C_{\text{рем}} = \kappa_{\text{рем}} \cdot p_{\text{н}} (K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}) = 0{,}2 \cdot 0{,}067 \cdot (500000+20000) = 6968 \text{ р.}$$

Приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности станции:

$$З = \frac{p_{\text{н}} K + C}{p} = \frac{0{,}067 \cdot 547600 + 20768}{10} = 5727 \text{ р.}$$

Количество кВт·ч электроэнергии, вырабатываемое ВЭУ в течение года:

$$W = (8760 - t) P_{\text{ВЭУ}} \frac{V_{\text{ср.год}}^3}{V_{\text{ном}}^3} = (8760 - 780) \cdot 10 \frac{3{,}4^3}{8{,}0^3} = 6126 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где t – время энергозатиший и отключения ВЭУ из-за сильного ветра на уровне ступицы ветроколеса (ч.), $V_{\text{ср.год}}$ – среднегодовая скорость ветра, м/с.

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{эл}} = \frac{p_{\text{н}} K + C}{W} = 9{,}25 \text{ р./кВт·ч},$$

Результаты расчетов экономических показателей ВЭУ различной мощности представлены в таблице П1.2.

Приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности ВЭУ и себестоимость вырабатываемой электроэнергии сильно зависят от скорости ветра в рассматриваемом районе.

Таблица П1.2

Критерии эффективности использования ветроэнергетических ресурсов Кемеровской области

Населенный пункт	Технические характеристики объекта электроснабжения		Критерии эффективности			
	Установленная мощность, кВт	Среднесуточное электропотребление, кВт·ч	Техническая выполнимость	Установленная мощность ВЭУ, кВт	Приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности, р.	Себестоимость 1 кВт·ч, р.
Тайга	1	6	реализуем	10	5727,0	9,25
	5	30		52,6	4457,0	7,28
	10	60		105,2	4309,0	7,04
Новокузнецк	1	6		6,5	6565,0	8,32
	5	30		32,5	4641,0	5,88
	10	60		65,0	4400,0	5,57

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Эффективность использования гидроэнергетических ресурсов

Рассмотрим на примере расчет критериев эффективности использования микроГЭС для районов с минимальной скоростью течения рек более 1 м/с. В качестве энергоносителя примем малую реку с расходом воды Q = 0,5 м^3/с. Уклон русла реки изменяется от ΔH = 1,0 до ΔH = 20,0 м/км.

Предварительно определим величину рабочего напора гидроагрегата 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;

H = 20 м, при ΔH > 20,0 м/км.

По известному напору и расходу воды найдем установленную мощность микроГЭС:

$$P = \eta \rho \ g \ Q \ H \ \text{(Вт)},$$

где η – коэффициент полезного действия гидроэлектроагрегата; ρ – 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.

$$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3, \quad g = 9{,}81 \text{ м/с}^2.$$

При ΔН = 1,0 – 4,0 м/км, P = 14 кВт;

при ΔH = 4,0 – 10,0 м/км, P = 36 кВт;

при ΔH > 20,0 м/км, P = 75 кВт.

Полная стоимость комплектного гидросилового оборудования:

$$K_{\text{уст}} = K_{\text{уст.уд}} \cdot P,$$

Удельная стоимость 1 кВт установленной мощности выбирается с учетом следующих условий:

$$P < 10 \text{ кВт}, \ K_{\text{уст.уд}} = 25000 \text{ р./кВт}.$$

$$10 \text{ кВт} < P < 50 \text{ кВт}, \ K_{\text{уст.уд}} = 20000 \text{ р./кВт}.$$

$$50 \text{ кВт} < P < 100 \text{ кВт}, \ K_{\text{уст.уд}} = 15000 \text{ р./кВт}.$$

Стоимость проектных работ по определению места установки станции на местности для всех станций принималась постоянной:

$$K_{\text{пр}} = 12 \cdot \text{МРОТ} = 27600 \text{ р.}$$

Стоимость строительных и монтажных работ по установке станции на местности зависят от мощности микроГЭС P и среднего уклона реки ΔH :

$$K_{\text{стр}} = \kappa_{\text{Р}}\, \kappa_{\text{Н}}\, K_{\text{уст}}$$

В расчетах использованы следующие коэффициенты:

$\kappa_{\text{Р}}$ – коэффициент затрат на установку станции (отн. ед), в расчетах принимался постоянным и равным 0,1.

$\kappa_{\text{Н}}$ – коэффициент, учитывающий изменение затрат на установку станции в зависимости от среднего уклона русла реки (отн. ед.).

при $\Delta H < 1{,}0$ м/км, $\kappa_{\text{Н}} = 0{,}5$;

при $\Delta H = 1{,}0 – 4{,}0$ м/км, $\kappa_{\text{Н}} = 1{,}0$;

при $\Delta H = 4{,}0 – 10{,}0$ м/км, $\kappa_{\text{Н}} = 0{,}8$;

при $\Delta H > 10{,}0$ м/км, $\kappa_{\text{Н}} = 0{,}4$.

Эксплутационные расходы определяются аналогично расходам на ВЭУ. Результаты расчетов сведены в таблицу П2.1.

Таблица П2.1

Критерии эффективности использования гидроэнергетических ресурсов

Средний уклон русла реки в месте установки станции	Технические характеристики микроГЭС		Критерии эффективности		
	Максимальная установленная мощность, кВт	Максимальная среднесуточная выработка электроэнергии, кВт·ч	Техническая выполнимость	Приведенные годовые затраты на 1 кВт уста-новленной мощности, руб.	Себестоимость 1 кВт·ч, руб.
$\Delta H =$ 1,0 – 4,0 м/км	14,0	336,0	реализуем	1850,0	0,88
$\Delta H =$ 4,0 – 10,0 м/км	36,0	864,0		1750,0	0,80
$\Delta H >$ 10,0 м/км	75,0	1800,0		1300,0	0,60

Из таблицы П2.1 видно, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой микроГЭС, значительно ниже, чем у ветроэнергетических установок и солнечных электростанций, и микроГЭС вполне конкурентоспособна в сравнении с ДЭС и электроснабжением от централизованной энергосистемы.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

1. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕЛИОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Исходными данными расчета является кадастр гелиоэнергетических ресурсов Кемеровской области. В таблице П3.1 приведены месячные и годовые суммы суммарной солнечной радиации для населенных пунктов Анжеро-Судженск, Кемерово и Кузедеево. Определив эффективность использования солнечной энергии для этих населенных пунктов можно оценить весь потенциал использования гелиоэнергетических ресурсов региона. Эти населенные пункты являются характерными для области: Анжеро-Судженск – северные районы, Кемерово – центральные, Кузедеево – южные. Воспользуемся ими для расчета критериев эффективности применения солнечных электростанций.

Таблица П3.1

Месячные и годовые суммы суммарной солнечной радиации при средних условиях облачности, кВт·ч/м^2

Населенный пункт	янв	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек	**год**
Анжеро-Судженск	21,4	43,5	89,9	130,4	153,1	179,8	178,8	135,6	89,9	44,4	22,9	14,9	1104,6
Кемерово	22,8	46,6	99,6	134,7	154,5	182,0	180,1	136,5	90,4	46,4	24,1	16,1	1134
Кузедеево	28,9	53,2	102,8	138,4	159,1	185,4	185,2	137,5	94,7	52,7	30,8	21,8	1190

Эффективность фотоэлектрических преобразователей

Произведем оценку экономической эффективности применения в условиях Кемеровской области солнечной электростанции (СЭС), построенной на базе фотоэлектрических преобразователей.

Определяем критерий рационального режима работы СЭС (круглогодичный или сезонный):

$$k_{\text{рад}} = \frac{E_{\text{год}}}{E_{\text{мес}}},$$

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

Величина $\kappa_{\text{рад}}$ равна 74, 70 и 55 для Анжеро-Судженска, Кемерово и Кузедеево соответственно. Так как полученные значения больше 50, в этих населенных пунктах возможно только сезонное применение СЭС с апреля по октябрь.

Определяем общее количество электроэнергии, которое может выработать один солнечный модуль в сентябре:

$$W_{\text{м}} = \frac{k P_{\text{м}} E}{1000}, \text{ кВт·ч},$$

где E – значение инсоляции за выбранный период, кВт·ч/м^2; k = 0,5 коэффициент, учитывающий поправку на потерю мощности солнечных элементов при нагреве на солнце, а также наклонное падение лучей на поверхность модулей в течение дня.

Для фотоэлектрического модуля со следующими параметрами

Тип ФЭМ	Мощность, Вт	Цена, р.
ФЭМ 40-12	40,0	13600

величина $W_{\text{м}}$ составит 1,80, 1.81 и 1.89 кВт·ч для Анжеро-Судженска, Кемерово и Кузедеево соответственно.

Полная мощность модулей СЭС определяется из выражения:

$$P_{\text{СЭС}} = \frac{30 \cdot W}{W_{\text{м}}} P_{\text{м}}, \text{ кВт}$$

где W − среднесуточное потребление электроэнергии объектом электроснабжения, кВт·ч;

При среднесуточном потреблении электроэнергии 30 кВт·ч, необходимая полная мощность СЭС составит около 20 кВт для всех районов области.

Полная стоимость комплектного оборудования СЭС определяется из выражения:

$$K_{\text{уст}} = K_{\text{уст.уд}} \cdot P_{\text{СЭС}}, \text{ р.}$$

При удельной стоимости полнокомплектной СЭС $K_{\text{уст.уд}}$ = 280000 р./кВт полная стоимость комплектного оборудования СЭС составит 5600000 р.

Стоимость проектных $K_{\text{пр}}$ работ по определению месторасположения и установки станции на местности для СЭС всех районов принята одинаковой:

$$K_{\text{пр}} = 12 \cdot \text{МРОТ} = 27600 \text{ р.}$$

Стоимость строительных $K_{\text{стр}}$ работ приближенно определена с помощью коэффициента затрат на установку станции.

$$K_{\text{стр}} = \kappa_{\text{р}} \ K_{\text{уст}},$$

При $\kappa_{\text{Р}}$ = 0,04, затраты на строительные и монтажные работы по установке станции на местности составят около 220000 р.

Эксплуатационные затраты на обслуживание станций $C_{\text{экс}}$ во всех районах приняты одинаковыми:

$$C_{\text{экс}} = 6 \cdot \text{МРОТ} = 13800 \text{ р.}$$

Эксплутационные расходы на ремонт приближенно определены с помощью коэффициента затрат на ремонт, принятого в расчетах равным 0,2.

$$C_{\text{рем}} = \kappa_{\text{рем}} \cdot p_{\text{н}} (K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}) = 77600 \text{ р.}$$

Приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности системы электроснабжения, определяются из выражения:

$$З = \frac{p_{\text{н}} K + C}{p}, \text{ р.}$$

где P – установленная мощность объекта электроснабжения (кВт); C – общие годовые эксплутационные расходы (р.).

Для рассматриваемых станций они составят 32000 р. на 1 кВт установленной мощности рублей при среднем сроке службы оборудования 15 лет.

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрической станцией, можно определить из выражения:

$$C_{\text{эл}} = \frac{p_{\text{н}} K + C}{W}, \text{ р./кВт·ч,}$$

где $W = \frac{k \cdot n \cdot P_{\text{м}} E}{1000}$ – общее количество электрической энергии, вырабатываемое электростанцией в течение года, кВт·ч; $P_{\text{м}}$ – пиковая мощность солнечного модуля, Вт; n – общее количество модулей.

Солнечная электростанция, мощностью 20 кВт (500 модулей по 40 Вт), установленная в населенном пункте Кузедеево (обладающим наибольшей годовой суммой суммарной солнечной радиации при средних условиях облачности E = 1190 кВт·ч/м^2) за год может выработать 11900 кВт·ч электрической энергии при себестоимости около 40 р./кВт·ч.

В общем случае срок окупаемости фотоэлектрической станции можно определить по формуле:

$$T = \frac{K_{\text{уст}}}{W_{\text{год}} \cdot C_{\text{ээ}}},$$

где $K_{\text{уст}}$ − полная стоимость комплектного оборудования, р.; W − годовое количество электрической энергии, выработанное электростанцией, кВт·ч; $C_{\text{ээ}}$ – тариф на электрическую энергию в месте установки станции, р./кВт·ч.

При неизменном тарифе на электрическую энергию, установленного для населения Кемеровской области в 2007 г, в размере 0,95 р. за 1 кВт·ч, срок окупаемости фотоэлектрической станции составит около 500 лет.

Однако, применение энергетических установок, использующих природные возобновляемые энергоресурсы, экономически целесообразно в первую очередь в зонах децентрализованного электроснабжения, где себестоимость вырабатываемой электроэнергии существенно выше. Например, по данным, предоставленным Администрацией Новокузнецкого района Кемеровской области, в трех удаленных населенных пунктах (с. Ячменюха, п. Мутный, п. Усть-Нарьх) электроснабжение осуществляется с помощью собственных дизель-генераторов при стоимости отпущенного кВт·ч 18 р. 19 к. В этих условиях срок окупаемости фотоэлектрической станции составит уже 25 лет.

Результаты расчетов критериев эффективности применения солнечных электростанций для других мощностей объекта электроснабжения свидетельствуют о том, что приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности СЭС и себестоимость производимой электроэнергии мало зависят от мощности станции, но в значительной мере зависят от месячных и годовых сумм суммарной солнечной радиации.

1.2 Оценка эффективности применения солнечных коллекторов

Наибольшее распространение в мировой практике получили малые системы солнечного теплоснабжения, включающие в себя минимум технических устройств: солнечные коллекторы площадью от 1 до 3 м^2, бак-аккумулятор емкостью от 100 до 200 литров, и при необходимости циркуляционные насосы.

Простейшей системой солнечного нагрева воды является система с пассивной циркуляцией теплоносителя. Данная система работает по принципу термосифона без использования насосов за счет естественной конвекции. В этом случае бак-аккумулятор должен располагаться выше

коллектора. Простейшим типом таких установок является коллектор, спаренный с баком аккумулятором, расположенным на верхнем торце коллектора. Системы такого типа используются обычно для нужд горячего водоснабжения в небольших домах коттеджного типа.

Вакуумный коллектор SFA 47185818 (рис. П1.1) с баком емкостью 150 л и эффективной площадью поглощаемой поверхности – 4,62 $м^2$ реализуется компанией «Ваш Солнечный Дом» по цене 21350 р.



Рис. П1.1. Вакуумный коллектор SFA с баком 47185818

Низкие среднемесячные температуры в Кемеровской области позволяют использовать такой коллектор для нагрева воды только сезонно – с апреля по октябрь. Максимальная температура, до которой можно нагреть воду в течение светового дня, будет сильно зависеть от радиационных условий (облачности) и температуры окружающего воздуха. При благоприятных условиях возможен нагрев воды до 60…65 °С, в условиях средней облачности до 40…45 °С.

Среднемесячные (май-сентябрь) суммы суммарной солнечной радиации при средних условиях облачности составляют для условий Кемеровской области около 500 МДж/$м^2$. При расчетном КПД коллектора 40 %, и при условии, что вся нагретая вода будет полезно использована, система солнечного теплоснабжения позволяет сэкономить за сезон до 1,6 Гкал тепловой энергии. При неизменном тарифе на тепловую энер-

гию 382,2 р./Гкал, установленного для населения Кемеровской области в 2007 г., срок окупаемости такой системы составит около 35 лет.

2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМАССЫ

2.1 Оценка эффективности сжигания древесных отходов

Возобновляемость древесного топлива и относительно низкая стоимость древесных отходов (100...250 р./пл.м^3) делают их использование экономически перспективным в качестве топлива для котельных небольшой мощности. Кроме того, древесное топливо имеет неоспоримые экологические преимущества перед традиционными видами топлива, широко используемого подобного рода установками.

Проведем сравнительную оценку экономической эффективности работы котельных на различных видах топлива. В качестве базового варианта выберем энергоустановку мощностью 500 кВт, основное назначение которой отопление помещений.

Результаты расчетов экономической эффективности работы котельной сведены в табл. П3.2.

Таблица П3.2

Сравнительная эффективность сжигания различных видов топлива

Вид топлива, теплота сгорания	Древесное топливо 10,0 МДж/кг	Мазут 39,8 МДж/кг	Газ 37,5 МДж/м^3	Уголь 18,3 МДж/кг
КПД котла, %	87	87	89	80
Произведено 2476 Гкал (2880 МВт·ч) за отопительный период – 250 дней в год при коэффициенте загрузки оборудования 0,8	1530 пл.м^3 (1200 т)	300 т	311515 м^3	710 т
Стоимость топлива	150 р./пл. м^3	6700 р./т	500 р./1000 м^3	700 р./т
Стоимость 1 кВт·ч, руб.	0,8	7,0	0,54	1,73
Стоимость 1 Гкал, руб.	93,0	812,0	63,0	200,0

Сразу отметим, что расчет экономической эффективности котельной произведен без учета стоимости оборудования и эксплуатационных расходов на обслуживание. Однако, современные технологические комплексы по сжиганию древесных отходов полностью автоматизированы

и затраты на их обслуживание и эксплуатацию соизмеримы с затратами на обслуживание котельных, использующих традиционные виды топлива. Незначительна также разница в цене на основное оборудование котельных на угле (мазуте) и древесных отходах.

В таблице П3.3 приведены сравнительные данные стоимости выработки тепловой энергии на предприятиях ЖКХ (в ценах 2004 года) [1].

Таблица П3.3

Сравнительная стоимость выработки тепловой энергии

Вид топлива	Стоимость выработки тепла, р./Гкал
Газ	139,8
Древесные гранулы	188,7
Древесная щепа, сухие опилки	221,1
Дрова	251,8
Торф	340,3
Мазут	415,6
Каменный уголь	519,7
Электроэнергия	784,6
Дизельное топливо	1395,1

Из таблиц П3.2 и П3.3 видно, что использование древесных отходов для выработки тепловой энергии, является значительно более выгодным по сравнению с другими видами топлива, за исключением газа.

Однако, внутренние цены на российский газ значительно отличаются от мировых и уже в ближайшее время неизбежно их повышение. Правительством РФ уже принято решение о постепенном увеличении внутренних цен на газ, согласно которому цена на природный газ с начала 2010 года должна стать равнодоходной с экспортной и составит 125 USD (~3300 р.) за 1000 $м^3$. К тому же далеко не все районы Кемеровской области имеют практическую возможность использовать газ для производства тепловой и электрической энергии.

Стоимость комплектной котельной мощностью 500 кВт, предназначенной для сжигания древесных отходов, по прайс-листу компании «Экодрев-Тверь» (http://www.ekodrev.ru/) составляет 823400 р. Котельная построена на базе водогрейного котла КВД-0,5 и содержит в своем составе полный набор необходимого оборудования: запорную арматуру, насосы, дымосос, циклон, средства автоматики и т. п. В качестве топлива можно использовать опилки, стружку, щепу с влажностью до 65 %. Котельная обеспечивает обогрев помещений объемом до 15000 куб.м.

Для потребителей Кемеровской области, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии, стоимость 1 Гкал составляет в 2007 году 565,6 р. При таком соотношении цен котельная на древесных отходах окупит себя за год. Наиболее перспективными местами размещения котельных на древесных отходах в первую очередь являются децентрализованные зоны энергообеспечения Кемеровской области, особенно населенные пункты с предприятиями лесоперерабатывающей промышленности.

2.2 Оценка эффективности переработки древесных отходов

По оценкам многих экспертов наибольшую экономическую эффективность переработки древесных отходов обеспечивают технологии производства топливных брикетов и древесных гранул (пеллет).

Отличительной особенностью этих технологий являются сжатые сроки организации производства, высокая рентабельность и относительно небольшие начальные инвестиции (до 100000 $), что делает их привлекательными для малого и среднего бизнеса.

Достоинством технологий является большой спрос на продукцию, ежегодно в несколько раз превышающий предложения производителей. Продукция ориентирована в основном на экспортный рынок, отличающийся стабильной динамикой и предсказуемостью.

Наибольшее распространение в Европе топливные гранулы получили в странах Евросоюза. Потребление топливных брикетов и гранул ежегодно возрастает на 30 %. Спрос на гранулы в Германии удовлетворяется на 9 %, а Дания получает половину всей вырабатываемой энергии из гранулированного древесного топлива. Более 80 % потребляемых в Дании топливных гранул являются импортом. [1].

По данным аналитиков употребление биотоплива для выработки энергии вырастет в Европе с трех до 12 млн. тонн к 2010 году, а в 2020-м уже будет составлять 21 млн. тонн.

За рубежом наиболее серьезными странами-производителями (а также потребителями) пеллет и брикетов являются [1]:

1. Европа – 3,0 млн. тонн в год.
2. США около 2,0 млн. тонн в год
3. Германия около 100 тыс. тонн в год
4. Швеция около 650 тыс. тонн в год
5. Австрия около 110 тыс. тонн в год
6. Канада около 110 тыс. тонн в год
7. Финляндия около 100 тыс. тонн в год
8. Англия около 10 тыс. тонн в год

9. Япония около 3 тыс. тонн в год
10. Дания около 500 тыс. тонн в год

Расчет экономической эффективности завода по производству топливных гранул проведем в рамках специальной таблицы П3.4, разработанной аналитиками компании ООО «ЭкоЭнергия» (http://www.ecology-energy.ru/Theory/Economy/economy.html).

Таблица П3.4

Расчет экономической эффективности производства топливных гранул

№ п/п	Показатели		
1	Объем выпуска гранул, т	Производительность линии, тонн/час	2
		В смену (8 рабочих часов), т	14,4
		Количество смен в сутки	3
		Рабочих дней в месяц	28
2	Коэффициент использования оборудования (рекоменд.= 0,9)		0,9
3	Цена сырья, р./куб.м.		150
4	Необходимый объем влажного сырья для сжигания, тонн/мес.		725,76
5	Необходимый объем влажного сырья для технологии, тонн/мес.		2419,2
6	**Итого влажного сырья для производства, тонн/месяц**		**3144,96**
7	Бригада гранулирования, чел./в смену		6
8	Сдельная оплата труда, р./тонна		40
9	Установленная мощность (УМ) линии, кВт\час		280
10	Стоимость 1 кВт/ч, руб.		1,5
11	Расход электроэнергии на производство всего, кВт/ч		169344
12	Объем производства гранул в месяц, тн.		1209,6
13	Общая стоимость электроэнергии (производственная), р./ мес.		254016
14	Энергоемкость производства, кВт.час/тонну		140
15	Стоимость изнашиваемых деталей руб./т		55
16	Фонд заработной платы персонала линии, р./мес.		48384
17	Ставка налога на ФЗП,		0,26
18	Прямые производственные затраты в месяц р., всего.		853 349
19	**Производственная себестоимость, р./т**		**705**
20	Непроизводственные затраты, всего: в т. ч.		410 177
21	Общая стоимость непроизводственной электроэнергии р./ мес.		3 629
22	Расход непроизводственной электроэнергии всего, кВт/ч		2 419
23	Прочая установленная мощность на предприятии, всего кВт, в т. ч.		12
24	УМ здания и территории (освещение), кВт		5
25	УМ прочего оборудования, кВт		5
26	Прочая УМ, кВт		2
27	Коэффициент использования проч. электрооборуд. (рекоменд.= 0,3)		0,3
28	Фонд непроизводственной ЗП, р. всего: в т. ч.		30000
29	Зарплата администрации, р.		20000
30	Зарплата вспомогательного и обслуживающего персонала, р.		10000

31	Общехозяйственные расходы, р.	10000
32	Общепроизводственные расходы, р.	5000
33	Аренда производственных помещений, р./мес	15000
34	Коммерческие расходы руб. всего: в т.ч.	338 688
35	Упаковка в биг-бэг , р./т	160
36	Транспортные расходы р./т	100
37	Прочие расходы р./т	20
38	**Затраты, итого: р.**	**126325**
39	**Общая себестоимость производства пелет на предприятии, р./т**	**1 045**
40	Стоимость линии, р.	1021000
41	Расходы на транспортировку линии, р.	250 000
42	Стоимость монтажных и пусконаладочных работ, р.	700 000
43	Стоимость подготовительных работ, р.	300 000
44	Объем капитальных вложений, р.	1146000
45	1 евро, р.	35
46	Себестоимость евро/тонна	29,85
47	Цена реализации, евро	60
48	Выручка в месяц, евро	72 576
49	Выручка в месяц, р.	2540160
50	**Прибыль балансовая, р.**	**1276634**
51	Прибыль балансовая, евро	36 475
52	**Срок окупаемости по балансовой прибыли, мес.**	**9,0**

Расчеты показывают, что срок окупаемости предприятия не превышает одного года при высокой рентабельности производства.

Отметим также, что в качестве исходного сырья для производства топливных брикетов и гранул можно использовать не только отходы древесины, но и отходы угольной промышленности.

По исследованиям маркетологов, в ближайшее время ожидается значительное увеличение спроса на топливо из биомассы и в России. Рынок уже формируется и вскоре начнет активно расширяться. Связано это с тем, что топливные гранулы и брикеты используются для отопления коттеджей, а в России средний класс начинает обзаводиться загородным жильем. Многие уже знают о том, что коттеджи можно отапливать посредством каминов, котлов на древесных отходах, и готовы это оборудование покупать. В Европе подобный способ отопления домов – уже обычное дело, и во всех крупных супермаркетах продаются гранулы в упаковке разного объема. Кроме того, растет заинтересованность в использовании топливных брикетов и на предприятиях промышленности и ЖКХ [1].

СОДЕРЖАНИЕ

Введение ……..……. 3

Глава 1. Возобновляемые энергоресурсы территории и условия их использования для генерирования электроэнергии…….. 5

1.1. Классификация ВИЭ…… 5

1.2. Энергия ветра…… 14

1.3. Гидроэнергия…… 22

1.4. Солнечная энергия……27

1.5. Геотермальная энергия……..... 34

1.6. Энергия биомассы……..... 37

1.7. Экономические аспекты использования возобновляемых энергоресурсов для производства электроэнергии…… 39

Глава 2. Электростанции, использующие энергию ветра ……46

2.1. Ветроэлектростанции и их основные характеристики…… 46

2.2. Повышение энергоэффективности режимов работы автономных ветроэнергетических установок……... 54

2.3. Децентрализованные системы электроснабжения с использованием ветроэлектростанций……... 61

2.4. Методика определения технико-экономических характеристик автономных ветроэлектростанций…… 73

Глава 3. Малая гидроэнергетика в децентрализованном электроснабжении…… 78

3.1. Микрогидроэлектростанции…… 78

3.2. Режимы работы микроГЭС с автобалластной стабилизацией напряжения…… 89

3.3. Технико-экономические характеристики автономных микрогидроэлектростанций…….. 128

Глава 4. Геотермальные и солнечные электростанции…… 133

4.1. Разновидности геотермальных электростанций и особенности их применения в децентрализованных системах электроснабжения…… 133

4.2. Классификация солнечных электростанций и особенности их применения в децентрализованном электроснабжении…… 137

Глава 5. Электростанции, использующие химическую энергию биомассы……148

5.1. Основные способы преобразования энергии биотоплива в электроэнергию…… 148
5.2. Технико-экономические характеристики автономных электростанций, использующих биотопливо……157
Заключение…….. 163
Библиографический список …….. 165
Приложение 1. …….. 171
Приложение 2. ……...174
Приложение 3. ……...176

Лукутин Борис Владимирович

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учебное пособие

Редактор

Дизайн обложки

Подписано к печати . Формат 60x 84/16. Бумага «Классика».
Печать RISO. Усл.печ.л.. Уч.-изд.л..
Заказ . Тираж 100 экз.

Томский политехнический универ-
ситет
Система менеджмента качества
Томского политехнического уни-
верситета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO
9001:2000

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ. 63405 р. Ленина, 30.