

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Б.В. Лукутин

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
С ВЕТРОВЫМИ И СОЛНЕЧНЫМИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Томск 2019

УДК658.26:621.34.632(075.8)

ББК 31.264.5:31.29-5я73

Л84

Лукутин Б.В.

Л84Интеллектуальные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие/ Б.В.Лукутин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. –115с.

В учебном пособии рассмотрены вопросы повышения энергоэффективности систем электроснабжения автономных объектов путем использования возобновляемых энергоисточников и технологий интеллектуальной энергетики. Основное внимание уделяется ветроэлектрическим и фотоэлектрическим станциям. Рассматриваются вопросы выбора оптимальной структуры и состава фотодизельной и ветродизельной электростанций. Приведены методики оценки экономической целесообразности использования возобновляемой энергетики в автономных системах электроснабжения. Материалы пособия могут быть использованы при выполнении студентами курсовых проектов и магистерских диссертаций.

Пособие предназначено для студентов магистратуры дневного обучения по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» по профилю подготовки «Электроснабжение и альтернативная энергетика»

УДК 658.26:621.34.632(075.8)

ББК 31.264.5:31.29-5я73

Рецензенты

Зав. кафедрой теоретических основ электротехники ТУСУР,
доктор технических наук, профессор

В.М. Дмитриев

Профессор кафедры атомных и тепловых электростанций ТПУ, доктор
технических наук

В.В. Литвак

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2019

© Лукутин Б.В., 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Глава 1. Повышение энергоэффективности элементов систем электроснабжения с возобновляемыми энергоисточниками	9
1.1. Интеллектуальные способы увеличения производительности фотоэлектрических и ветровых электростанций	9
1.2. Способы снижения расхода топлива дизельными электростанциями.....	24
1.3. Рациональные способы управления режимами работы аккумуляторных накопителей электрической энергии.....	41
1.4. Регулирование электропотребления. Законодательное и техническое регулирование.....	58
Глава 2. Повышение энергоэффективности систем электроснабжения с фотоэлектрическими и ветровыми электростанциями.....	63
2.1. Структурные схемы и алгоритмы управления элементами ветровых и ветро-дизельных систем электроснабжения.....	63
2.2. Структурные схемы и алгоритмы управления систем электроснабжения с фотоэлектростанциями.....	70
2.3. Влияние суточных и сезонных изменений солнечного излучения на структуру и алгоритмы взаимодействия энергетического оборудования систем электроснабжения с фотоэлектростанциями.....	73
Глава 3. Оптимизация технико-экономических характеристик систем электроснабжения с ветро-дизельными и фото-дизельными электростанциями... ..	78
3.1. Методика построения гибридных электростанций.....	78
3.2. Методы оптимизации систем электроснабжения с участием возобновляемых энергоисточников.....	81
3.3. Оптимизация ветро-дизельных систем электроснабжения.....	86
3.4. Оптимизация фото-дизельных систем электроснабжения.....	93
3.5. Нормативная база возобновляемой энергетики в России.....	97
Вопросы для самопроверки	101
Список литературы	102
Приложение	104

ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика вынуждена функционировать и развиваться в противоречивых условиях, обусловленных необходимостью роста производства электроэнергии при ужесточении экологических требований и истощением в перспективе запасов углеводородного топлива. Преодоление этих противоречий осуществляется путем использования новых энергоисточников и оптимизацией процессов генерирования, транспорта, распределения и потребления электроэнергии.

Наибольшее распространение сегодня и в обозримом будущем, в качестве альтернативы топливной энергетике, получает возобновляемая энергетика. Нестабильность энергетического потенциала возобновляемых энергоисточников повышает роль интеллектуальных способов их интеграции в электроэнергетическую систему. Собственно, термин «Смарт Грид» впервые введен в 1998 году М. Амином и Б. Волленбергом при разработке контроллеров для синхронизации ветроэлектрических установок с электрической системой.

Другими факторами системы электроснабжения, влияющими на эффективность ее работы, являются временные изменения потребляемой мощности и степень их корреляции с изменениями энергетического потенциала используемых возобновляемых энергоресурсов.

Эти основные факторы определяют рациональную структуру системы электроснабжения с участием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и алгоритмы управления элементами энергосистемы и взаимодействия между ними. Стохастический характер возмущающих воздействий определяет необходимость использования интеллектуальных алгоритмов с адаптивными свойствами, обеспечивающих улучшение технико-экономических характеристик электроэнергетической системы.

Технико-экономические характеристики выражаются известными показателями. Технические – коэффициентом использования установленной мощности, удельным расходом топлива на производимую электроэнергию, сокращением расхода углеводородного топлива, надежностью электроснабжения и другими показателями. Экономические – себестоимостью произведенной электроэнергии, сроком окупаемости затрат на энергокомплекс, удельной стоимостью установленной мощности и др.

Кроме технико-экономических показателей энергокомплекса, следует учитывать экологические и социально-политические аспекты его создания.

Таким образом, можно предложить определение интеллектуальных энергетических систем. Интеллектуальными энергетическими системами являются те, которые из нескольких целей функционирования выбирают наиболее целесообразную на текущий временной интервал, в зависимости от внешних и внутренних факторов, прогнозируя изменения внешних факторов и свое собственное состояние.

В настоящее время интеллектуальные свойства приобретает не только возобновляемая, но и топливная энергетика.

Технология Smart Grid характеризуется несколькими инновационными свойствами:

- ✓ Реализация активного двунаправленного взаимодействия и информационного обмена в реальном масштабе времени между элементами и участниками сети, от генераторов энергии до конечных устройств электропотребителей.
- ✓ Охват всей технологической цепочки электроэнергетической системы от энергопроизводителей (как центральных, так и автономных) и электrorаспределительных сетей до конечных потребителей.
- ✓ Обеспечение практически непрерывного управляемого баланса между спросом и предложением электрической энергии. Для этого элементы сети должны постоянно обмениваться между собой информацией о параметрах электрической энергии, режимах потребления и генерации, количестве потребляемой энергии и планируемом потреблении, коммерческой информацией.
- ✓ Возможность эффективной защиты и самовосстановления от крупных сбоев, природных катаклизмов, внешних угроз.
- ✓ С точки зрения общей экономики, Smart Grid способствует появлению новых рынков, игроков и услуг.

Благодаря современным технологиям Smart Grid может применяться как в масштабах зданий, предприятий, электроэнергетических систем, так и для обычных домашних электротехнических устройств, например, холодильника или стиральной машины. Все устройства, входящие в состав Smart Grid, должны быть оснащены техническими средствами, осуществляющими информационное взаимодействие.

Важную роль в системах Smart Grid играет надежность, как информационная, так и физическая. Smart Grid должна противостоять физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, обеспечивать максимально быстрое восстановление (самовосстановление).

Оценки эффекта от внедрения интеллектуальной энергетики основываются на существенном снижении установленных мощностей вводимых новых электростанций и, связанных с ними, сетевых объектов для передачи мощности. Вследствие этого, наиболее значимым системным экономическим эффектом является снижение капиталовложений.

Другим важным эффектом является снижение топливных затрат электростанций. Дополнительный эффект достигается за счет учета экономической стоимости выбросов парниковых газов. Наиболее очевидно проявление отмеченных эффектов наблюдается в возобновляемой энергетике.

Возобновляемая энергетика получила серьезное развитие во многих странах. Например, в ЕС 23 января 2008 года была принята Брюссельская директива «О стимулировании использования энергии возобновляемых источников», которая поставила перед Евросоюзом следующие задачи:

- к 2020 году обеспечить достижение доли ВИЭ 20% от общего объема генерации;
- сократить выброс парниковых газов на 20%;
- довести долю использования биотоплива до 10 % от общего потребления энергии;
- развивать технологии в области энергосбережения и интеллектуальной энергетики.

Распространение и темпы развития возобновляемой энергетики в России существенно ниже чем в странах-лидерах в этой области. Тем не менее, возобновляемая энергетика, особенно в изолированных системах электроснабжения, постепенно развивается, как правило, во взаимодействии с дизельной генерацией.

На 2016 год в России в перечне квалифицированных генерирующих объектов возобновляемой энергетики числилось более 20 электростанций. Их установленная мощность превышает 135 мВт, из которой наибольшая доля – 62 мВт приходится на геотермальные электростанции. Установленная мощность фотоэлектростанций составляет 50,3 мВт, биоэнергетических установок -12 мВт, малых гидроэлектростанций – 8,3 мВт, ветроэлектростанций– 3,2 мВт.

В качестве примеров строительства объектов возобновляемой энергетики в России за последние 2-3 года можно привести следующие [2].

Начиная с 1994 года на Камчатке построены и эксплуатируются три российские геотермальные электростанции (геоТЭС) общей мощностью 76,5 мВт:

- Паужетская геоТЭС мощностью 14,5 мВт;
- Верхне-Мутновская геоТЭС, установленной мощностью 12 мВт;

- Мутновская геоТЭС, установленной мощностью 50 мВт.



Рис.1. ГеоТЭС Камчатки

Примером фотоэлектростанции, интегрированной в дизельную систему электроснабжения, является солнечная электростанция в поселке Батагай Республики Саха (Якутия). Общий вид массива фотоэлектрических модулей показан на рис.2.



Рис.2. Фотоэлектростанция поселка Батагай

Установленная мощность ФЭС – 1 МВт. Это крупнейшая фотоэлектростанция в Заполярье. Фотоэлектрическое преобразование осуществляется поликристаллическими панелями китайского производства с расчётным сроком службы 25 лет. Общая стоимость строительства фотоэлектростанции около 185 млн. рублей. Ожидаемая экономия дизельного топлива ДЭС поселка Батагай составляет около 300 тонн в год, что в денежном выражении превышает 16 млн. рублей.

В селе Новиково Сахалинской области построена ветроэлектростанция, позволяющая замещать значительную часть дизельной генерации. Установленная мощность ветроэлектростанции 450 кВт (две ветроустановки мощностью по 225 кВт). В селе проживают более 500 человек. Ветроэлектростанция позволяет экономить до 227 тонн дизельного топлива в год, что дает экономический эффект в 6,2 млн. рублей. Ветроэлектрические установки адаптированы к климатическим условиям Сахалина, включая требования к сейсмической стойкости. Ветроэлектрические установки показаны на рис.3.



Рис.3. Ветроэлектростанция на Сахалине

В Мурманской области построены две ветро-солнечно-дизельные электростанции в поселках Чаваньга и Тетрино. Общий вид энергокомплекса поселка показан на рис.4. Общая сумма инвестиций в проект составила более 100 миллионов рублей. Установленная мощность энерге-

тических комплексов соответствует потребностям в электроэнергии более 350 жителей поселков. Эффект от проекта заключается в экономии около 230 тонн дизельного топлива в год.



Рис.4. Ветро-солнечно-дизельный энергокомплекс

Сопоставление экономических эффектов и необходимых затрат на создание «умной сети» показывает, что уже к 2030г. экономические выгоды от реализации проекта интеллектуальной энергетики в масштабе ЕЭС России окажутся сопоставимыми с необходимыми капиталовложениями [1].

Глава 1. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ЭНЕРГОИСТОЧНИКАМИ

1.1. Интеллектуальные способы увеличения производительности фотоэлектрических и ветровых электростанций

Особенностями фотоэлектрических преобразователей и ветротурбин являются изменения их режимов работы в зависимости от энергетического потенциала первичного энергоносителя и мощности, отдаваемой в нагрузку. Энергоэффективность этих режимов может существенно различаться. Для максимального использования мощности и энергии первичного энергоресурса и, соответственно, установленной мощности энергетического оборудования следует формировать оптимальные рабочие режимы ветровых и солнечных электростанций. Основным фактором целенаправленного воздействия на режимы работы рассматриваемых электростанций является электрическая нагрузка. Величина нагрузки может регулироваться по определенным законам в процессе заряда аккумуляторных накопителей электрической энергии, или в процессе передачи мощности в электроэнергетическую систему.

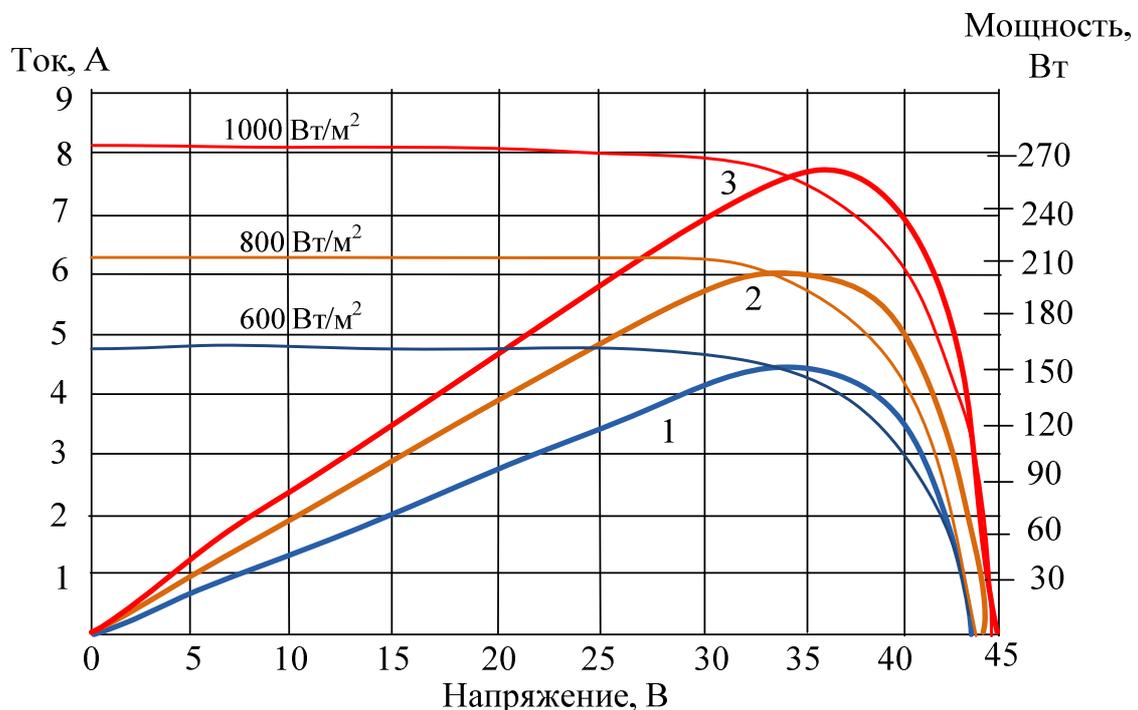


Рис. 5. Вольт-амперные характеристики фотоэлектрического модуля при различной инсоляции

Фотоэлектрические станции используют эффект прямого преобразования солнечного излучения в электроэнергию, открытый в 1839 году французским физиком Беккерелем. Фотоэлементы в большинстве случаев представляют собой кремниевые полупроводниковые фотодиоды. При поглощении света полупроводниковой структурой энергия фотонов передается электронам материала, что вызывает появление свободных носителей заряда. Носители заряда создают потенциальный градиент в области р-п перехода, под воздействием которого возникает электрический ток через электроприёмники. Типичная величина разности потенциалов – 0,5 В, плотность фототока – 200 А/м² при удельной мощности солнечного излучения 1 кВт/м².

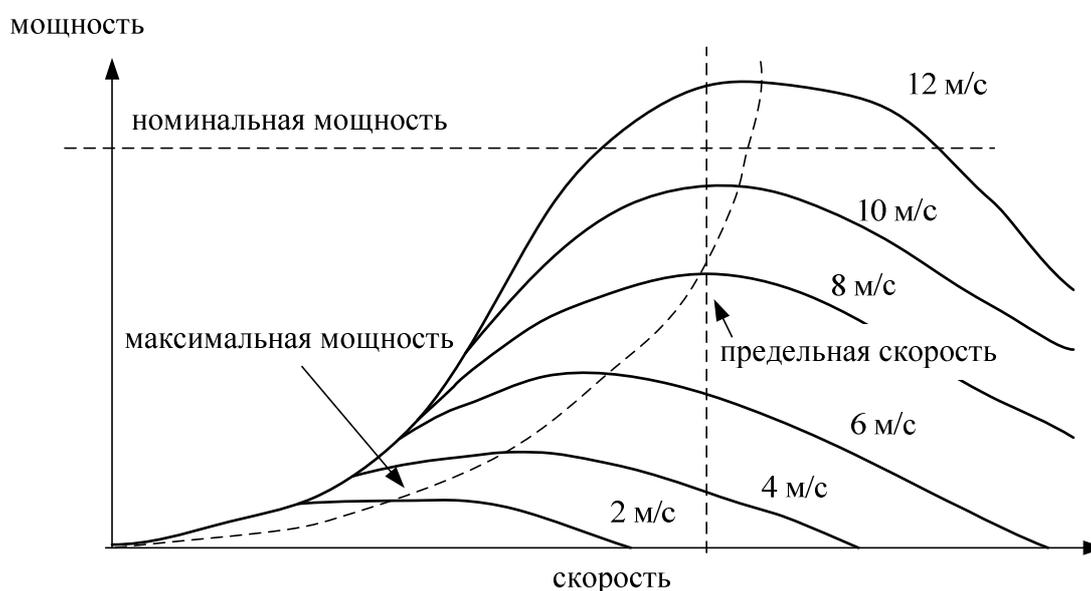


Рис. 6. Мощностные характеристики ветротурбины

Типичные вольт-амперные характеристики фотоэлектрического модуля, при различных уровнях инсоляции, показаны на рис.5. По этим характеристикам видно, что каждому уровню инсоляции соответствует свой максимум генерируемой мощности. Максимуму мощности соответствуют ток и напряжение фотоэлектрического модуля. Следовательно, возможность получать от фотоэлектрических модулей максимальную электрическую мощность реализуется подбором нагрузки, соответствующей текущей инсоляции и обеспечивающей генерацию максимальной мощности. Обычно, в качестве непосредственной нагрузки массива фотоэлектрических модулей используется аккумуляторная

батарея со своим контроллером заряда или сетевой инвертор. Таким образом, эффективность использования мощности и энергии, генерируемой фотоэлектрическими модулями, определяется свойствами контроллера заряда или инвертора.

Известно, что мощность ветротурбины пропорциональна кубу скорости ветра. Однако, чтобы передать максимум этой мощности электрической нагрузке, следует соответствующим образом выбрать ее величину. Вид мощностных характеристик распространенных крыльчатых ветротурбин приведен на рис.6.

Следовательно, как и для фотоэлектростанций, для согласования мощности ветрового потока с мощностью электрической нагрузки необходимы соответствующие контроллеры заряда аккумуляторов или инверторы, в зависимости от типа ветроэлектростанции. Схема автономной фотоэлектростанции приведена на рис.7.

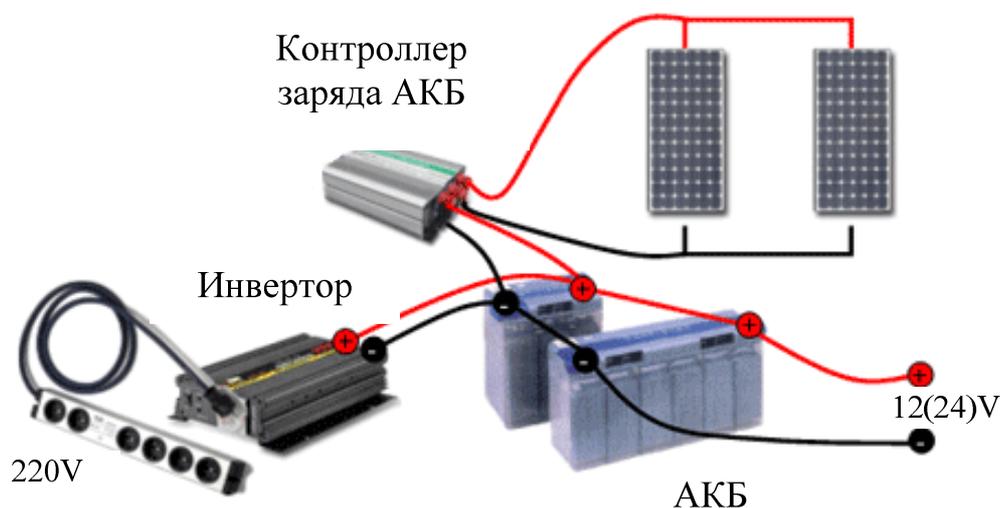


Рис. 7. Схема автономной фотоэлектростанции

В данном разделе рассмотрены два типа технологий, которые наиболее часто используются в двух компонентах фотоэлектрической установки – контроллерах заряда и инверторах. Основная их функция – регулирование выходного напряжения или мощности для достижения требуемых параметров или максимальной выходной мощности.

Технология PWM (Pulse Width Modulation– широтно-импульсная модуляция (ШИМ))

ШИМ – это операция получения изменяющегося аналогового значения посредством цифровых устройств. Технологии ШИМ используются для получения прямоугольных импульсов – сигнала, который по-

стоянно переключается между максимальным и минимальным значениями. Данный сигнал моделирует напряжение между максимальным значением и минимальным, изменяя при этом длительность времени включения максимального значения относительно длительности включения минимального (см. рис. 8). Длительность включения максимального значения называется шириной импульса. Для получения переменных аналоговых величин изменяется ширина импульса.

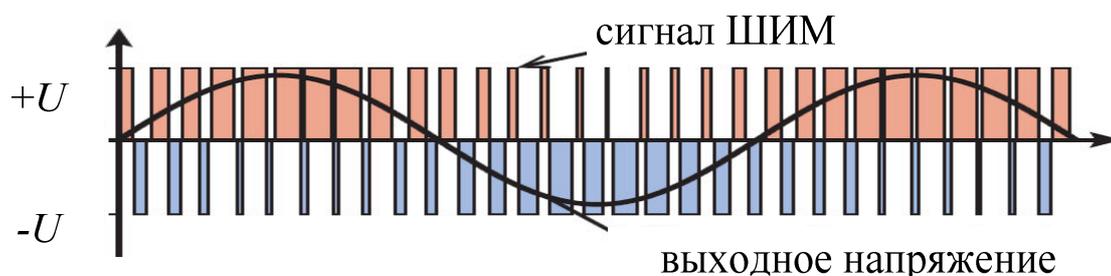


Рис. 8. ШИМ сигнал и синусоидальное выходное напряжение

Данная технология позволяет обеспечивать определенный уровень напряжения. Как правило, система ШИМ снабжена электронным реле с микропроцессорным управлением.

Контроллер с ШИМ обеспечивает 100% уровень зарядки аккумуляторов. Происходит это в 4 стадии, которые выполняются автоматически в зависимости от фактического уровня заряда аккумуляторной батареи. Графическая иллюстрация процессов заряда аккумуляторов показана на рис.9.

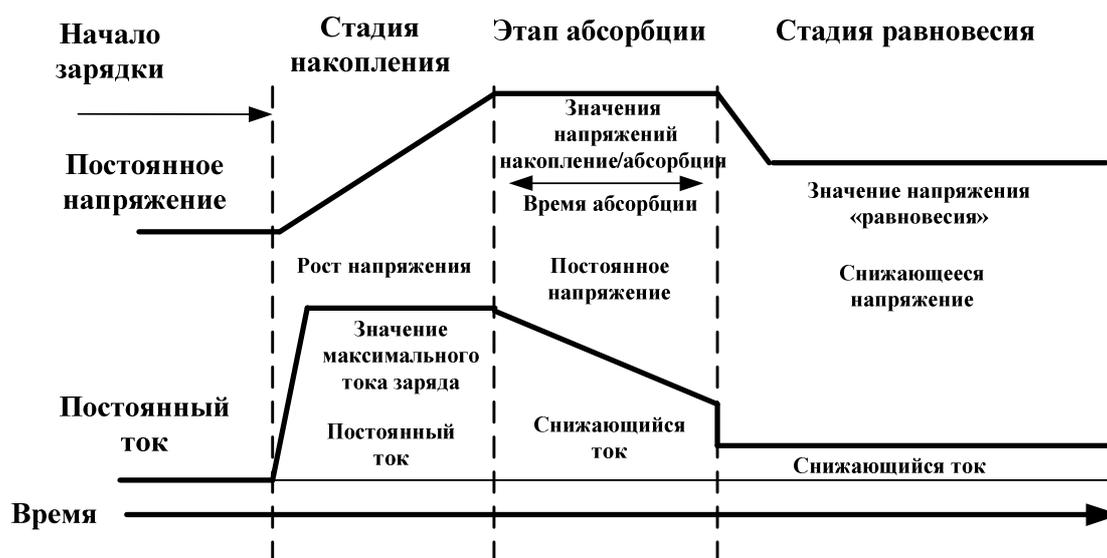


Рис. 9. Стадии заряда аккумуляторов

1. Основной заряд – стадия накопления. Заряд осуществляется полным током фотоэлектрических модулей.
2. Стадия насыщения или этап абсорбции. При достижении напряжения аккумуляторной батареи определенного уровня, контроллер начинает поддерживать постоянное напряжение за счет ШИМ тока заряда. Это позволяет избежать перегрева и газообразования в аккумуляторах. Ток уменьшается по мере заряда аккумуляторов.
3. Стадия поддерживающего заряда характерна для полностью заряженной батареи. На этой стадии зарядное напряжение и ток уменьшаются для предотвращения нагрева и газообразования в батарее, которая поддерживается в заряженном состоянии.
4. Для аккумуляторов с жидким электролитом может применяться еще одна стадия – выравнивание. Эта стадия предусматривает периодический заряд до газообразования, что способствует выравниванию напряжения на различных банках аккумуляторных батарей, очищения пластин и перемешивания электролита.

Таким образом, к достоинствам ШИМ контроллеров можно отнести: исключение перегрева и закипания аккумулятора, высокий КПД и выравнивание заряда в разных банках аккумулятора и в разных аккумуляторах.

Недостатком ШИМ контроллеров является ограниченный диапазон изменения напряжения генерирующего устройства – фотоэлектрических модулей, что приводит к потере части энергии.

Технология MPPT (Maximum Power Point Tracking– точка слежения за максимальной мощностью (ТММ))

MPPT технологии используются не только в контроллерах, но и в инверторах. Типичный MPPT контроллер постоянно отслеживает ток и напряжение на фотомодулях, перемножает их значения и определяет пару: ток-напряжение при которых мощность фотоэлектрических модулей, зависящая от температуры и освещенности, будет максимальной, соответствующей текущей освещенности. Встроенный процессор также отслеживает стадию заряда аккумулятора (накопление, насыщение, поддержка, выравнивание) и на основании этого определяет величину зарядного тока. Процессор может иметь и другие функции: индикацию параметров на табло, хранение данных и другие.

Технология MPPT представляет собой наиболее эффективную технологию контроллеров заряда, позволяющую повысить КПД использования солнечной энергии на 20-30% по сравнению с ШИМ контроллерами.

Иллюстрация принципа действия МРРТ и ШИМ контроллеров фотоэлектростанций приведена на рис.10. Для заряда 12 В аккумулятора ШИМ контроллер ограничивает напряжение фотоэлектрического модуля на уровне зарядного – несколько выше 12 В. При этом, в соответствии с рис.10, зарядная мощность составит 53 Вт (точка 1 на рис. 10). МРРТ контроллер позволяет использовать диапазон напряжений фото-модулей от 12 В до максимального по характеристике – 17 В (точка 2 на рис. 10). МРРТ контроллер преобразует повышенное напряжение в зарядный ток, что обеспечивает величину зарядной мощности 75 Вт.

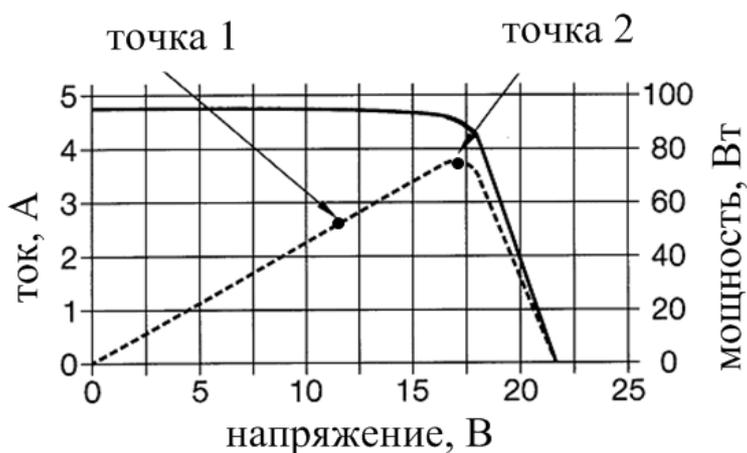


Рис.10.Эффективность ШИМ и МРРТ солнечных контроллеров

Для осуществления данной технологии могут применяться несколько методов, которые можно разделить на прямые и непрямые.

Непрямые методы – основаны на периодическом отслеживании точки оптимальной мощности с помощью простых измерений различных параметров.

Прямые методы – методы, включающие в себя прямые измерения тока, напряжения или мощности и имеют более точные и быстрые результаты, чем у непрямых методов [2]. К наиболее известным из них относятся:

- ✓ алгоритм постоянного напряжения (тока) (Constant Voltage (current) method);
- ✓ алгоритм формирования напряжения, составляющего определенную долю от напряжения холостого хода (Fractional Open Circuit Voltage);
- ✓ алгоритм случайных возмущений (Perturband Observe Method);
- ✓ алгоритм дополненной проводимости (Incremental Conductance Method).

Алгоритм постоянного напряжения (тока)

Данный метод основан на корректировке рабочего напряжения солнечного модуля (PV) на сезонной основе. Обычно более высокие напряжения MPP ожидаются в течение зимы по сравнению с летом, при том же уровне инсоляции за счет более низких температур (рис. 11).

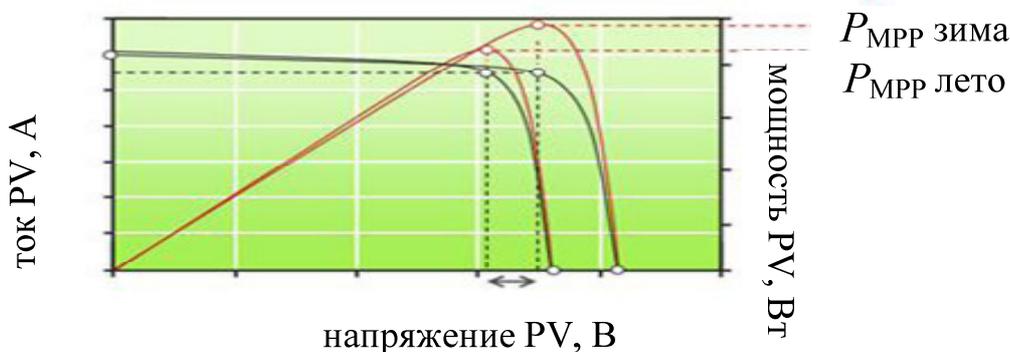


Рис. 11. Принцип алгоритма постоянного напряжения

Данный метод не отличается высокой точностью. Точность возрастает, если реализация метода происходит с учетом минимальных колебаний освещенности в определенный день, что ведет к разработке поискового алгоритма.

Алгоритм с использованием напряжения, составляющего определенную долю от напряжения холостого хода

Основное допущение данного метода заключается в том, что отношение напряжения точки максимальной мощности U_{MPP} к напряжению холостого хода U_{xx} практически неизменно: $U_{MPP}/U_{xx} \cong k < 1$, где k — коэффициент пропорциональности между напряжением холостого хода и напряжением точки максимальной мощности (рис. 12).

Метод реализуется путем следующих шагов:

- ✓ измерение напряжения холостого хода массива фотозаэлементов (при изоляции от МРРТ);
- ✓ вычисление ТММ и коэффициента пропорциональности;
- ✓ установка напряжения в устройстве МРРТ, соответствующего полученному коэффициенту.

Данная процедура может повторяться несколько раз, так как точка ТММ меняется с погодными условиями. Как правило, значение данного коэффициента варьируется в пределах 0,73-0,80.

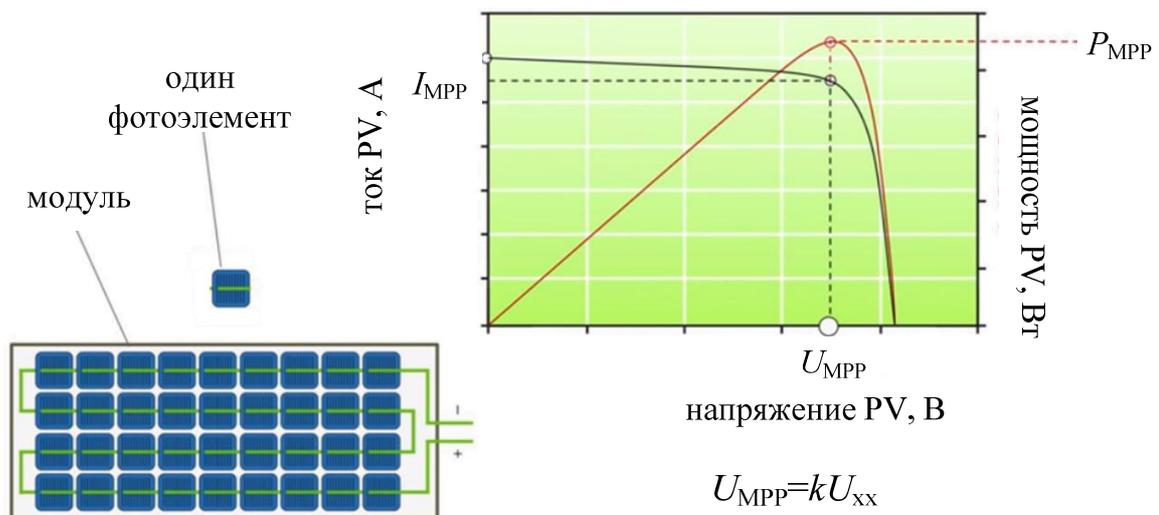


Рис. 12. Принцип реализации формирования напряжения, пропорционального напряжению холостого хода фотоэлемента (U_{xx} – напряжение холостого хода)

Таким образом, отслеживание ТММ достаточно сложный процесс из-за неопределенности с выбором коэффициента. Каждое измерение сопровождается потерей энергии. Небольшая модификация данного метода может реализоваться измерением параметров одного фотоэлемента (pilot cell), который будет соответствовать всем остальным солнечным панелям, что упрощает определение коэффициента пропорциональности.

Алгоритм случайных возмущений

Такой алгоритм осуществляется следующим образом.

Предположим, что рабочая точка массива солнечных батарей находится в точке *A*, которая не соответствует точке максимальной мощности (рис. 13). В алгоритме случайных возмущений рабочее напряжение массива солнечных батарей увеличивается на небольшое значение. Затем измеряется изменение мощности, отбираемой преобразователем от солнечной батареи. Если изменение мощности положительное, тогда изменения напряжения в том же направлении будут сдвигать рабочую точку ближе к ТММ, в данном случае к точке *B* (см. рис. 13).

Как только изменение напряжения приводит к снижению мощности (точка *C*), система начинает изменять его в противоположном направлении. Таким образом, при достижении точки максимальной

мощности (P_{MPP}) система приходит в состояние динамического равновесия (отношение изменения мощности и напряжения равно нулю).

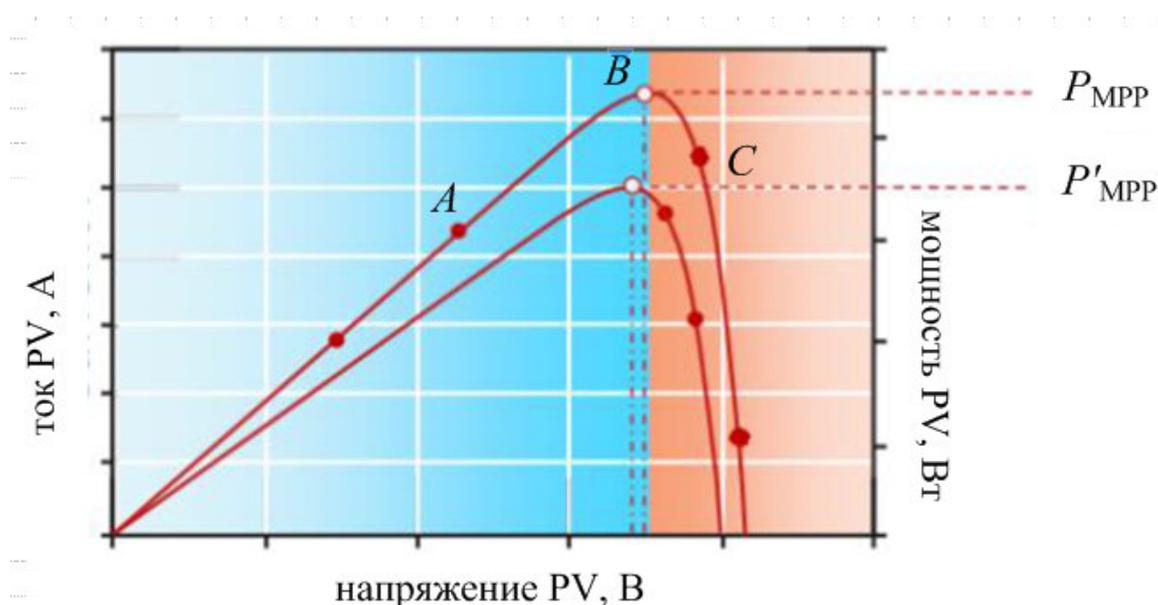


Рис.13. Принцип алгоритма случайных возмущений

Преимущество такого алгоритма в его простоте среди прямых методов. Однако, алгоритм случайных возмущений имеет ряд недостатков, которые приводят к снижению его эффективности. При малых уровнях освещения вольт-амперная характеристика сглаживается, что приводит к сложностям при определении точки максимальной мощности, так как изменения в мощности становятся малы по сравнению с изменением напряжения. Другой недостаток алгоритма случайных возмущений, в том, что он не может точно определить момент достижения регулятором ТММ. Для метода случайных возмущений характерны колебания рабочей точки, вокруг точки максимальной мощности, что приводит к снижению эффективности алгоритма. Также работа алгоритма во время тестирования в некоторых режимах приводила к ошибочным результатам. Такое поведение можно наблюдать в алгоритме случайных возмущений при резком изменении уровня освещенности (нижняя кривая на рис. 13). Эта ошибка может возникать в случае, когда изменения мощности вследствие изменения освещенности превосходят изменения мощности, обусловленные работой алгоритма (итерации поиска ТММ). Алгоритм случайных возмущений также может основываться на изменении рабочего напряжения на постоянные величины или на переменные.

Алгоритм дополненной проводимости (*Incremental Conductance Method*)

В методе дополнительной проводимости измеряются постепенные изменения тока и напряжения массива для предсказания эффекта изменения напряжения. Метод использует приращение проводимости dI/dV массива фотоэлементов для вычисления знака изменения мощности по отношению к напряжению dP/dV .

Метод приращения проводимости вычисляет точку максимальной мощности, сравнивая приращение проводимости dI/dV с проводимостью массива I/V и точка, в которой они равны, и есть точка максимальной мощности. Затем данное равновесие поддерживается до момента изменения условий эксплуатации (рис.14, рис.15).

Вывод алгоритма исходит из формулы:

$$dP/dV=d(I \times V)/dV \Rightarrow dP/dV=I+V \times d(I)/dV.$$

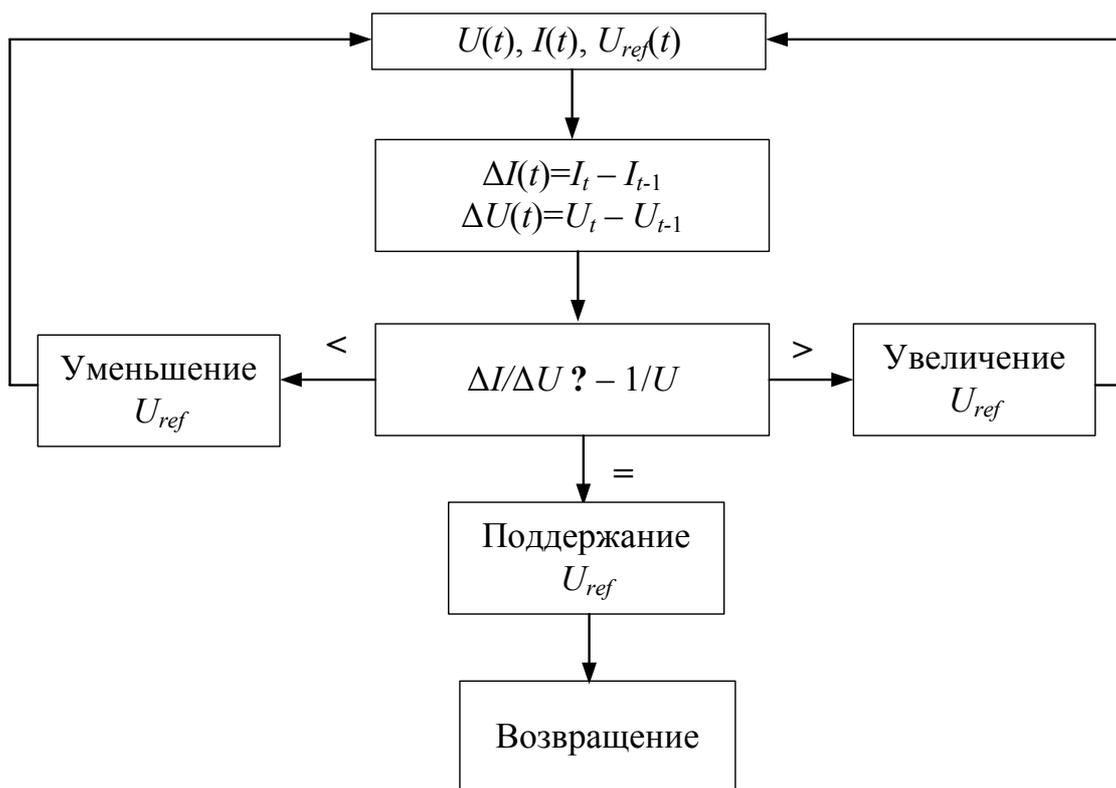


Рис.14. Алгоритм дополненной проводимости

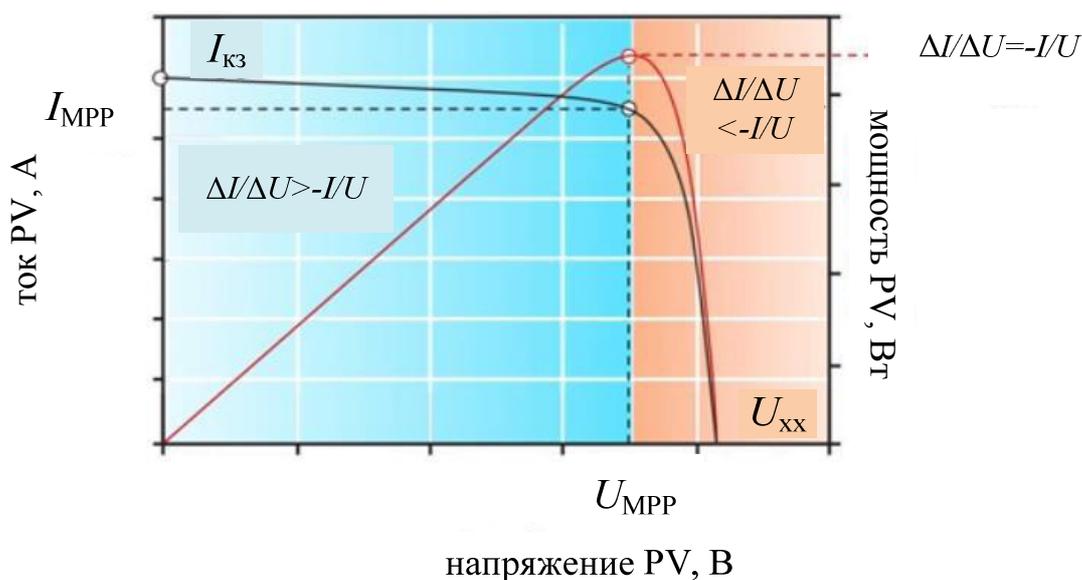


Рис.15. Принцип работы алгоритма дополненной проводимости

Мгновенное напряжение и ток – это наблюдаемые параметры, при этом напряжение также и контролируемый параметр. U_{ref} – это напряжение на фотоэлектрических модулях, установленное МРРТ устройством. Как правило, это последнее значение напряжения точки максимальной мощности.

Данный метод является одним из самых эффективных. При расчете ТММ алгоритм не зависит в области этой точки, при устойчивом состоянии, в отличие от алгоритма случайных возмущений. Кроме того, небольшие интервалы отбора измерений делают его менее восприимчивым к изменяющимся условиям освещения. Тем не менее, при очень быстро меняющихся условиях или частичном затенении, алгоритм дополненной проводимости может оказаться менее эффективным. Основным недостатком этого алгоритма является сложность его аппаратной реализации. Необходимо не только измерять токи и напряжения, но также рассчитывать мгновенные и дополнительные значения проводимости.

Основными достоинствами солнечных контроллеров МРРТ типа являются следующие особенности:

- 1) повышается эффективность использования не только аккумуляторной батареи, но и фотоэлектрических модулей за счет возможностей использования слабой инсоляции;
- 2) увеличивается мощность, снимаемая с фотоэлектрических модулей, за счет увеличения их суммарного напряжения и преобразования его в зарядный ток с помощью DC\DC преобразователя;

- 3) появляется возможность заряда аккумуляторов при низкой освещенности;
- 4) более высокое входное напряжение контроллера позволяет уменьшить сечение кабелей и увеличить расстояние до фотоэлектрических модулей.

Следует отметить, что современные инверторы могут обладать функциями MPPT контроллеров. Например, автономный инвертор немецкой фирмы SMASUNNY ISLAND, сетевой инвертор SANNY BOY и др. Топология трёхфазного сетевого инвертора с MPPT трекерами показана на рис.16. MPPT трекеры отслеживают точку максимальной мощности солнечной батареи, затем стоит инвертор, который преобразует постоянный ток в переменный, синхронизированный с сетью. С выхода инвертора электроэнергия направляется в сеть.

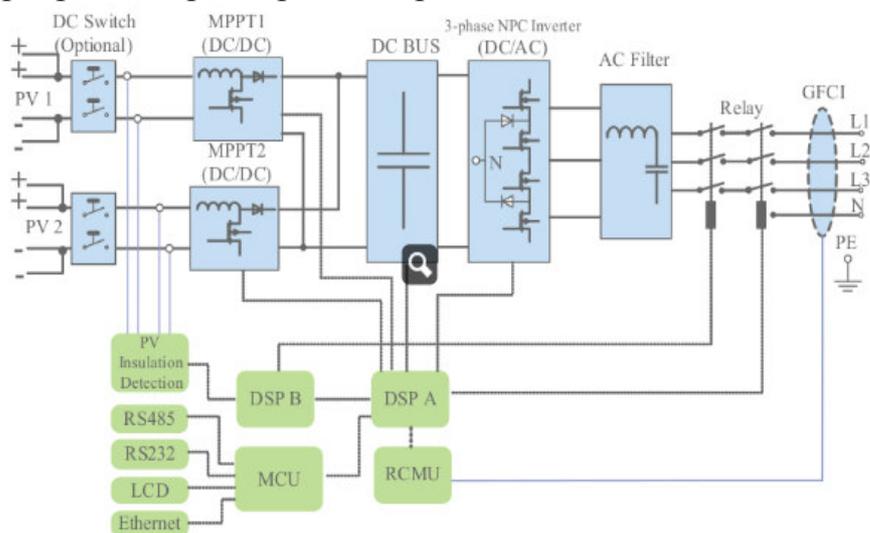


Рис.16. Топология сетевого инвертора с MPPT трекерами

ШИМ контроллеры обычно применяются в системах мощностью до 2-3 кВт с аккумуляторной батареей небольшой емкости. MPPT контроллеры рекомендуются для более мощных систем. Представленные на рынке образцы контроллеров для фотоэлектростанций рассчитаны на входное напряжение в интервале от 75 до 200 В и ток до 60-80 А. Это позволяет подключать на один контроллер фотомодули мощностью до 4 кВт при системном напряжении 48 В.

Мощность ветротурбины зависит от скорости ветра и частоты ее вращения. При этом, каждому значению скорости ветра соответствует определенная частота вращения ветротурбины при которой она развивает максимум мощности (см. рис. 6).

Для получения максимальной мощности от ветроэлектростанции для любых скоростей ветра необходимо регулировать обороты турбины.

Регулировка частоты вращения ветрогенератора обычно осуществляется изменением его электрической нагрузки. В качестве регулируемой нагрузки в автономных системах используются аккумуляторные батареи и балластные нагрузки. В сетевых ветроэлектростанциях используются возможности регулирования мощности, отдаваемой в электрическую систему.

Заряд аккумуляторной батареи от ветрогенератора и обеспечение его эффективной работы осуществляется с помощью контроллеров энергии ветра. Включение контроллера заряда аккумуляторов в структурную схему ветроэлектростанции показано на рис.17.

Основными функциями контроллеров энергии ветра являются следующие.

1. Преобразование трехфазного переменного тока ветрогенератора в постоянный.
2. Регулировка величины зарядного тока в зависимости от степени заряженности аккумулятора.
3. Обеспечение разгона ротора на холостом ходу при слабых ветрах.
4. Отключение аккумуляторов от ветрогенератора при полном заряде.
5. Подключение балластной нагрузки для защиты аккумуляторных батарей и уменьшении частоты вращения ветрогенератора при больших скоростях ветра.
6. Мониторинг параметров рабочего режима ветроэлектростанции.

Контроллер ветроэлектростанции с МРРТ технологией, кроме отмеченных функций, обеспечивает работу ветрогенератора в точке максимальной мощности для каждой скорости ветра.

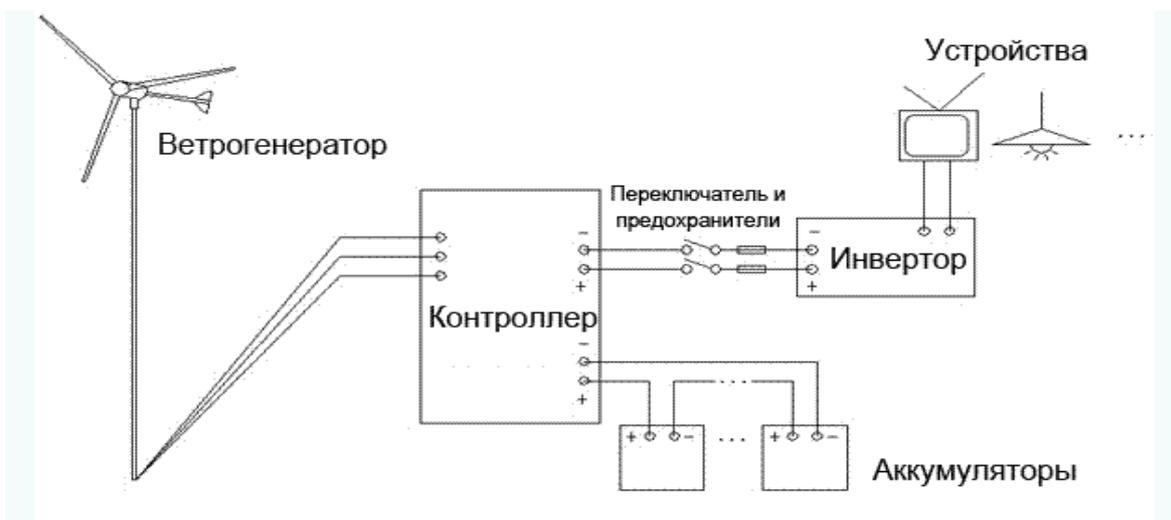


Рис.17. Структурная схема автономной ветроэлектростанции

Для получения максимальной мощности от ветрогенератора необходимо поддерживать оптимальную для каждой скорости ветра частоту вращения ветрогенератора, соответствующую точке его максимальной мощности.

Известны два типа алгоритмов отслеживания точки максимальной мощности: алгоритмы, основанные на использовании известных параметров и характеристик ветрогенераторов, и алгоритмы не требующие знания характеристик конкретного ветрогенератора [3].

В качестве методов поиска точки максимальной мощности ветрогенератора получили распространение следующие: метод обеспечения режима работы ветрогенератора с оптимальной величиной быстроходности, метод на основе сравнения известной зависимости максимальной мощности ветротурбины от частоты вращения с фактическим значением генерируемой мощности и метод поиска точки максимума мощности без априорной информации о параметрах ветрогенератора.

Первый метод предусматривает регулирование частоты вращения ветрогенератора для поддержания оптимальной быстроходности путем регулирования величины электрической мощности нагрузки. Этот метод требует измерения текущей скорости ветра и частоты вращения ветрогенератора. Метод требует знания характеристик ветротурбины, в частности ее оптимальной быстроходности. Структурная схема реализации данного метода приведена на рис.18.

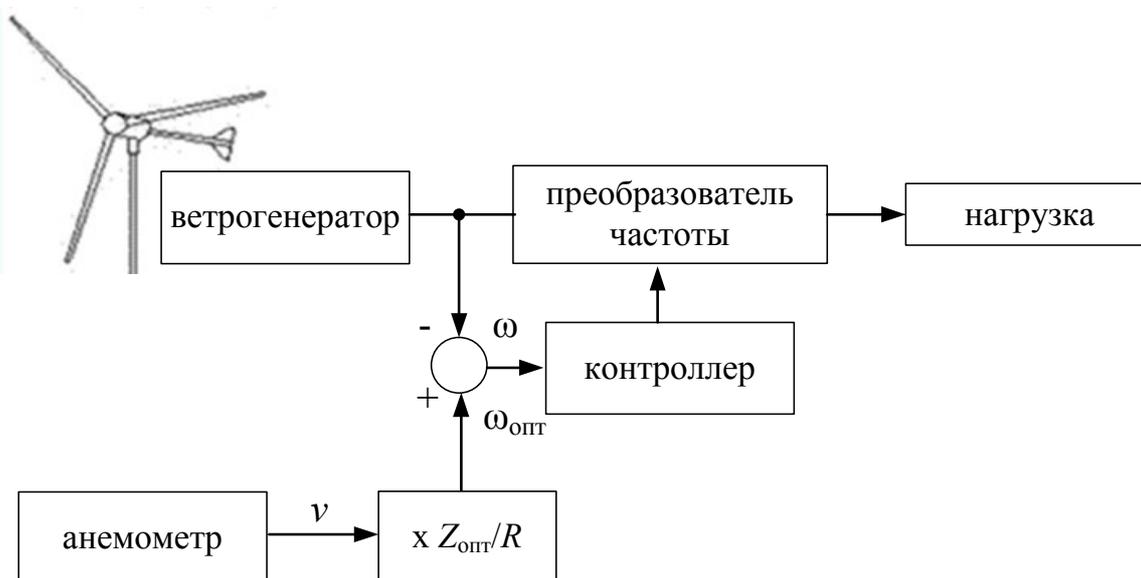


Рис.18. Схема реализации метода поддержания оптимальной быстроходности ветротурбины

Второй метод поиска точки максимальной мощности ветрогенератора требует знания зависимости максимальной мощности ветротурбины от частоты ее вращения. Данная зависимость хранится в памяти микроконтроллера. Метод основан на измерении частоты вращения ветротурбины, вычислении оптимальной мощности для текущей скорости ветра и сравнении данных с фактическим значением выходной мощности. Схема реализации данного метода показана на рис.19.

Рассмотренные методы основаны на известных рабочих характеристиках ветротурбины. Обычно производитель не приводит в полном объеме эти данные. Остается получать их самостоятельно путем экспериментальных исследований или моделирования, что достаточно трудно.

Третий метод обеспечения максимальной энергоэффективности ветрогенератора лишен указанных недостатков. Принцип поиска точки максимальной мощности иллюстрируется рис.20. При значении производной $dP/d\omega=0$ значение мощности находится в точке максимума. При отрицательном значении производной мощности P по частоте вращения рабочая точка на мощностной характеристике смещена вправо от точки максимума. Для возврата в режим максимальной мощности необходимо уменьшить частоту вращения ветрогенератора. При положительном значении производной для возврата в режим максимальной мощности следует увеличить частоту вращения ветрогенератора.

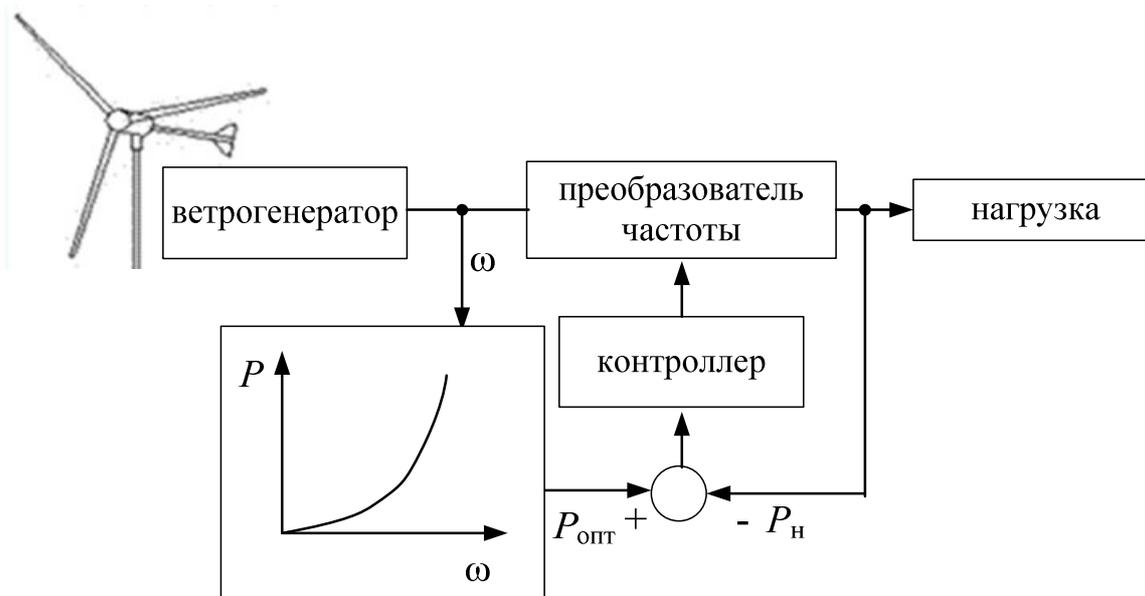


Рис.19. Схема реализации метода с использованием обратной связи по мощности

Кроме поиска точки максимума мощности, контроллеры энергии ветра с помощью интеллектуальных технологий позволяют расширить диапазон использования энергии ветра. В частности, имеются контроллеры, обеспечивающие работу ветроэлектростанции при слабых ветрах. Для этого контроллер фиксирует «обороты включения» и «обороты выключения» при которых начинается и прекращается отбор мощности от ветроэлектростанции.

Задание интервала оборотов ветрогенератора приводит к тому, что при слабом ветре контроллер отключает ветрогенератор от нагрузки. Без нагрузки ветротурбина, даже при слабом ветре, набирает рабочие обороты в соответствии с расчётным профилем и углом атаки его лопастей (см. рис.6). После набора рабочих частот вращения, контроллер подключает ветрогенератор к аккумуляторной батарее и снимает энергию. Ветрогенератор вновь затормаживается и снова отключается контроллером. Таким образом, при слабом ветре, энергия собирается порциями, но в итоге ее количество превышает возможности обычного контроллера, так как энергия снимается при частотах вращения ветрогенератора, близких к оптимальным.

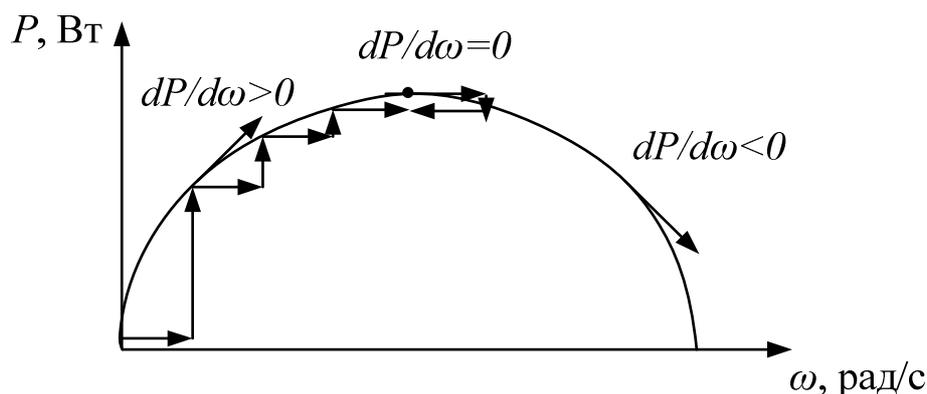


Рис.20. Принцип поиска максимума мощности

Как и для фотоэлектростанций, инверторы ветроэлектростанций могут иметь функции МРРТ, обеспечивающие максимум выработки электроэнергии для текущей скорости ветра.

Таким образом, увеличение производства электроэнергии фотоэлектрическими и ветроэлектрическими генераторами до максимальной величины, соответствующей энергетическому потенциалу первичного энергоносителя, достигается с помощью интеллектуальных контроллеров заряда аккумуляторов и интеллектуальных инверторов. Наибольшее распространение в указанных элементах возобновляемых энергоустановок, в настоящее время, имеют МРРТ технологии.

1.2. Способы снижения расхода топлива дизельными электростанциями

Важнейшим показателем энергетической эффективности ДЭС является удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии. С учетом того, что основную долю затрат (до 80%) в себестоимости вырабатываемой ДЭС электроэнергии составляют затраты на топливо, именно этот показатель определяет ее экономические характеристики.

Удельный расход топлива дизельным двигателем определяется величиной его загрузки и частотой вращения вала.

На рис.21 представлено поле возможных режимов работы дизельных двигателей, выделенных на графике эффективной мощности N_e в зависимости от частоты вращения вала n (график представлен в относительных единицах, в которых за базу приняты номинальные значения мощности и частоты) [6].

Установившиеся рабочие режимы дизелей сверху ограничены кривой 3, соответствующей максимальным мощностям для данных чисел оборотов, справа прямой 4, соответствующей максимально допустимым числам оборотов n_{\max} . Точка b соответствует минимально устойчивому числу оборотов дизеля n_{\min} .

В зависимости от области практического применения дизельные двигатели эксплуатируются в разных рабочих режимах. Рабочие режимы судовых двигателей примерно укладываются на одну кривую винта 2, представляющую собой параболу. Возможные эксплуатационные режимы дизелей транспортных средств выделены на рис.20 заштрихованной областью, ограниченной сверху кривой 3 и справа прямой 4.

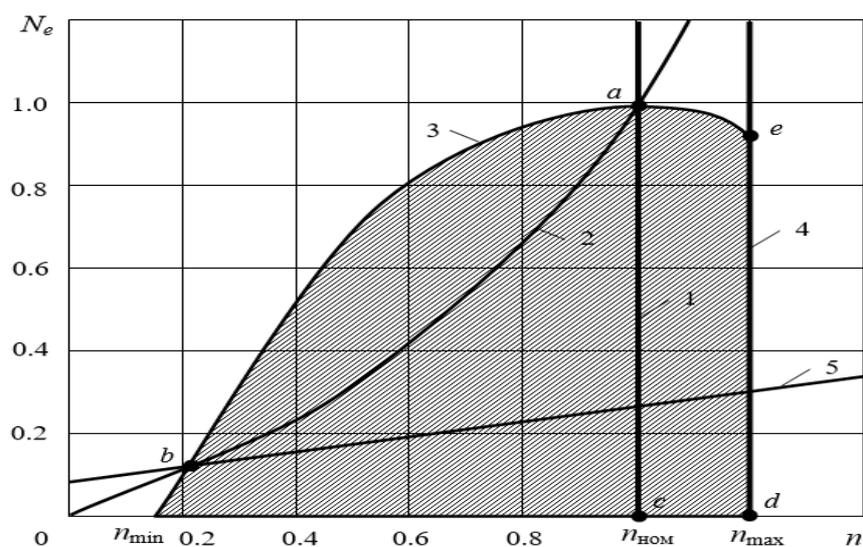


Рис. 21. Поле возможных рабочих режимов дизельных двигателей

Стационарным условиям работы двигателей общепромышленных ДЭС соответствует прямая 1, проходящая через значение номинального числа оборотов дизеля $n_{ном}$, и ограниченная точкой a , соответствующей номинальной мощности данного скоростного режима. Поле допустимых нагрузок дизельных двигателей снизу ограничено прямой 5, определяющей минимальные мощности, допустимые при длительной работе дизеля.

Выходной вал дизельного двигателя механически связан с ротором электрического генератора, который преобразует механическую энергию в электроэнергию. В качестве генератора обычно используются синхронные электрические генераторы с электромагнитным возбуждением, позволяющие достаточно просто производить регулирование амплитуды выходного напряжения.

Для обеспечения стабильных выходных электрических параметров вырабатываемой электроэнергии ДЭС должны содержать в своем составе регуляторы частоты и величины напряжения. Типовая структурная схема общепромышленной ДЭС представлена на рисунке 22.

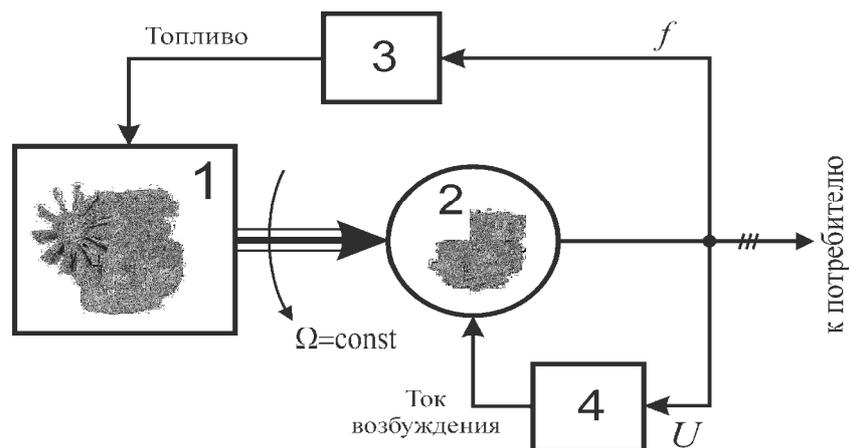


Рис. 22. Типовая структурная схема общепромышленной ДЭС:
 1 – дизельный двигатель; 2 – синхронный генератор; 3 – регулятор частоты вращения дизеля; 4 – регулятор выходного напряжения

Дизельный двигатель 1 приводит во вращение ротор синхронного генератора 2. Частота напряжения f на выходе генератора пропорциональна частоте вращения ротора Ω , а величина напряжения U пропорциональна току возбуждения генератора. Регулятор частоты вращения 3 определяет частоту выходного напряжения и, воздействуя на систему топливоподачи дизеля, поддерживает постоянной частоту вращения вала двигателя, обеспечивая тем самым стабилизацию частоты выходного напряжения во всех режимах работы. Регулятор напряжения 4 путем

воздействия на ток возбуждения генератора поддерживает значение выходного напряжения близким к заданному при всех допустимых нагрузках. Благодаря относительной простоте подобные установки нашли широкое применение в качестве автономных источников электропитания.

К достоинствам данной схемы построения ДЭС следует отнести максимальную простоту, как электромеханической части, так и систем регулирования. Отсутствие силовых электронных преобразователей, обеспечивает высокий КПД электрической части системы и снижает стоимость ДЭС. Схема может быть использована для построения электростанций в широком диапазоне мощностей от единиц до тысяч кВт. В то же время схема имеет существенный недостаток – низкую эффективность при работе с резкоменяющимися неравномерными нагрузками, характерными для автономных потребителей.

Повысить эффективность ДЭС можно только путем уменьшения удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии. Однако, положенные в основу работы промышленных ДЭС принципы управления, не обеспечивают минимальных расходов топлива при различной степени загрузки станции.

Методы повышения энергоэффективности автономных дизельных систем электроснабжения можно разделить на несколько групп: повышение КПД дизельной энергоустановки, оптимизация режимов ДЭС, выравнивание графиков электропотребления, использование местных видов топлива, использование возобновляемых источников энергии (рис.23).

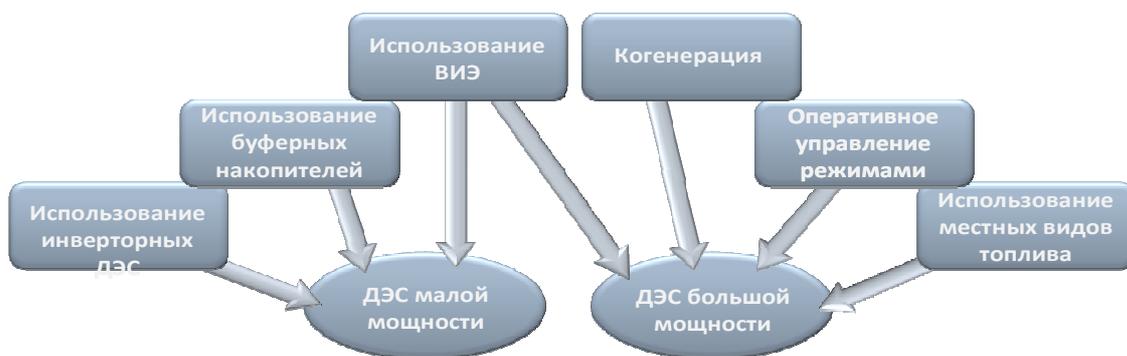


Рис. 23. Методы повышения энергоэффективности ДЭС

Оптимизация режимов ДЭС предполагает использование дизель-генераторов в режиме близком к оптимальному по коэффициенту загрузки. Реализация таких условий работы достигается путем оперативного управления группой дизель-генераторов в составе ДЭС в зависимости от суточных и сезонных изменений графика электропотребления. Данный способ обычно используется в ДЭС большой мощности.

Перспективным вариантом оптимизации режимов ДЭС, в первую очередь небольшой мощности (до десятков кВт), является применение инверторных ДЭС, обеспечивающих наиболее экономичные режимы дизеля для текущей мощности электропотребления.

Повышение КПД мощной дизельной энергоустановки может достигаться внедрением когенерации.

Эффективным способом выравнивания графиков электрических нагрузок является применение накопителя электрической энергии. Данный способ в настоящее время целесообразен для мощностей до десятков кВт.

Наиболее универсальным методом улучшения технико-экономических характеристик локальных систем электроснабжения является использование возобновляемой энергетики.

В рамках энергетической стратегии России до 2035 года предусматривается развитие технологий использования ВИЭ, в том числе для "электро- и теплоснабжения автономных потребителей, расположенных вне систем централизованного энергоснабжения"[3].

В соответствии со стратегией подразумевается рост доли возобновляемых источников энергии к 2035 году до 3,7 % в общем объеме ввода мощностей электростанций, в производстве электроэнергии – до 2,2 %, а впоследствии – замещение локальной дизельной генерации.

Россия располагает значительными возобновляемыми энергоресурсами. Технический потенциал ВИЭ на два порядка превышает современное потребление энергии. Однако, эти возможности используются незначительно: из общего количества вырабатываемой энергии электростанциями малой мощности лишь менее 10 % приходится на долю возобновляемой энергетики (табл. 1).

Таблица 1

Данные по установленным мощностям и количеству вырабатываемой электроэнергии электростанциями малой мощности

Тип электростанции	Установленная мощность, %	Выработка электроэнергии, %
ДЭС	55,35	31,28
ГПУ	17,41	23,40
ГТУ	0,54	0,74
ПТУ/ в т.ч. на биомассе	23,13/0,99	36,93/2,05
Мини-ГЭС	2,72	5,57
ВЭС	0,09	0,03
ГеоТЭС	0,77	2,05

Повсеместное распространение, практически неисчерпаемый потенциал и экологическая чистота – основные достоинства ВИЭ. Однако практическое применение ограничивается их изменчивостью в пространстве и времени, низкой плотностью энергетических потоков. Это приводит к неравномерности выработки электроэнергии, зависимости электрогенерации от метеорологических условий, что определяет актуальность комбинированного использования ВИЭ с гарантированными топливными источниками энергии.

Увеличить эффективность ДЭС можно путем изменения режима работы дизельного двигателя с постоянной частоты вращения на переменную. Из рис.21 следует, что при величине загрузки дизеля ниже номинальной мощности можно обеспечить его устойчивую длительную работу при меньших частотах вращения, характеризующихся значительно меньшим удельным расходом топлива. При переводе ДГ на переменную частоту вращения, параметры выходного напряжения, вырабатываемого синхронным генератором, меняются. Для обеспечения стабильных параметров выходного напряжения ДЭС требуется введение в систему силовых преобразователей (управляемых выпрямителей, конверторов и инверторов), что усложняет систему.

Обобщенная структурная схема построения инверторной ДЭС приведена на рис. 24.

Выработка электроэнергии, в рассматриваемой электростанции, производится дизель-генератором (ДГ), состоящим из дизельного двигателя (ДД) и синхронного генератора (СГ) с электромагнитным возбуждением. В зависимости от величины электрической нагрузки регулятор положения рейки (РПР) топливного насоса обеспечивает автоматическое управление рабочими режимами ДД по заданному закону. Регулятор напряжения (РН) генератора управляет величиной тока обмотки возбуждения (ОВ), поддерживая напряжение на выходных зажимах СГ в требуемых пределах.

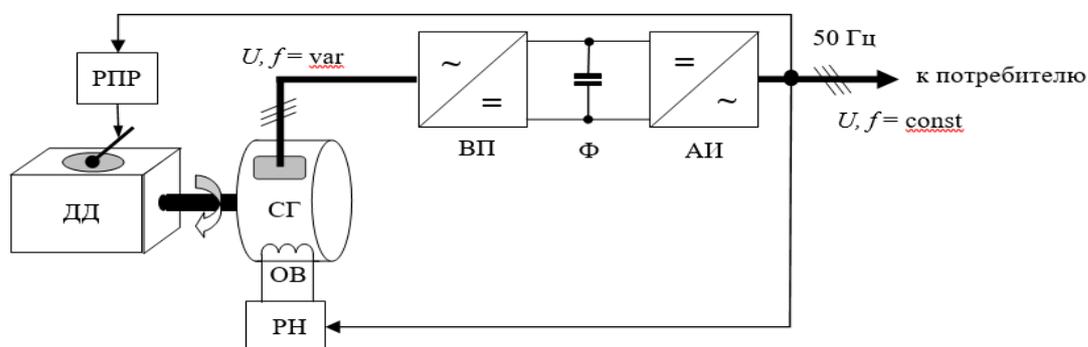


Рис.24. Обобщенная структурная схема ДЭС инверторного типа

Стабилизация выходного напряжения U и частоты f генерируемого тока обеспечивается с помощью силового полупроводникового каскада, состоящего из управляемого выпрямителя-преобразователя (ВП), фильтра (Ф) и автономного инвертора напряжения (АИ). Выпрямитель-преобразователь, наряду с преобразованием трехфазного переменного напряжения в постоянное напряжение, обеспечивает поддержание величины коэффициента мощности на входе, близким к единице, а также стабилизацию выходного напряжения во всех эксплуатационных режимах СГ.

К достоинствам данной схемы следует отнести стабильные параметры выходной электрической сети при резких изменениях нагрузки и, следовательно, высокое качество генерируемой электроэнергии; возможность максимальной унификации используемого электротехнического оборудования, позволяющего достаточно просто освоить выпуск модельного ряда ДЭС в широком диапазоне мощностей. Кроме того, данная схема обеспечивает возможность подключения потребителей постоянного тока непосредственно к шине постоянного тока ДЭС.

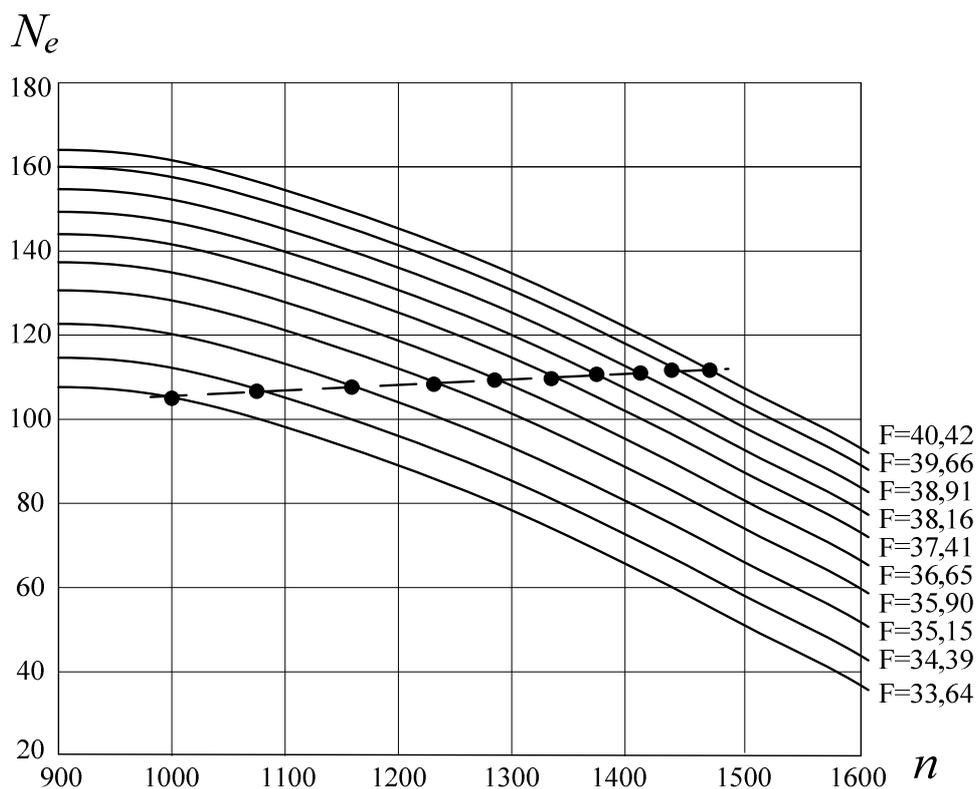


Рис. 25. Скоростные характеристики дизеля

Недостатком рассматриваемой схемы является необходимость применения силовой электроники на полную мощность электростанции, достаточно сложные системы управления. Двойное преобразование

энергии снижает КПД электрической части ДЭС, ограничивая область практического применения таких станций диапазоном от единиц до сотен кВт, дальнейшее увеличение мощности связано с резким увеличением стоимости силовой преобразовательной техники.

Перевод ДЭС с постоянной на переменную частоту вращения требует проведения анализа ее рабочих режимов с целью определения диапазона изменения управляющих параметров, обеспечивающих эффективную эксплуатацию генерирующего оборудования.

Основной характеристикой любой энергетической установки, осуществляющей преобразование энергии, является КПД. Коэффициент полезного действия дизельного двигателя в полной мере характеризует удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии.

Для анализа энергетических характеристик дизеля удобно воспользоваться его нагрузочно-скоростной характеристикой, которая устанавливает зависимость его эффективной мощности N_e , абсолютного G_T или удельного расхода топлива g_e от частоты вращения вала n . Нагрузочно-скоростную характеристику дизеля можно получить экспериментально на основании результатов обработки серии нагрузочных характеристик, соответствующих различным частотам вращения.

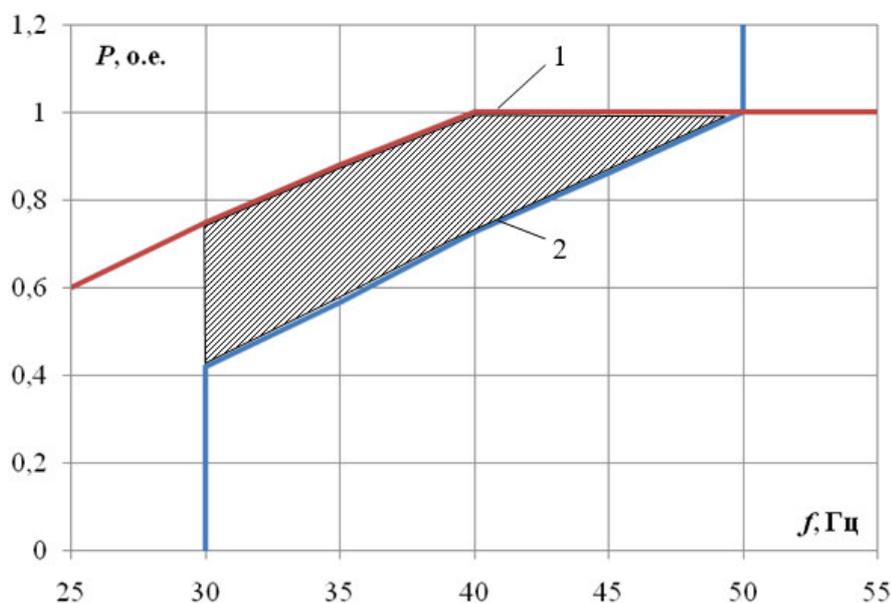


Рис. 26. Предельная и оптимальная мощности СГ на разных частотах вращения

На рис.25 представлено семейство скоростных характеристик дизеля $N_e=f(n)$ для различных значений абсолютного расхода топлива F . Из рисунка видно, что устойчивый режим работы дизеля при нагрузке 100 кВт обеспечивается при расходах топлива от 33,64 до 40,42 кг/ч. При этом рабочий диапазон частот вращения составляет 1000-1500 об/мин.

Проведенный анализ энергетических характеристик дизельного двигателя показал, что перевод его на пониженную частоту вращения в режиме малых нагрузок обеспечивает экономию топлива до 40% от номинального режима, при уменьшении частоты вращения до 50%. Для типичного графика нагрузок автономного потребителя экономия топлива составит от 20 до 30 % [13].

На рис. 26 представлены предельная (кривая 1) и оптимальная по критерию минимума расхода топлива (кривая 2) выходные мощности СГ на разных частотах вращения.

Характеристики построены в относительных единицах (за базисную принята номинальная мощность активной нагрузки). Полученные характеристики позволяют оценить возможности генератора по степени использования при различных частотах, при этом ограничениями являются номинальный ток обмотки возбуждения, номинальный ток обмотки статора и номинальное напряжение.

Кривая 1 характеризует максимальную активную мощность синхронного генератора в условиях обозначенных ограничений. Ограничением горизонтального участка кривой 1 служит величина напряжения, на наклонном участке кривая ограничена номинальным током обмотки возбуждения.

Следует отметить, что СГ в составе инверторной ДЭС работает на активную нагрузку, и соответственно, имеется небольшой «запас» по току возбуждения в отличие от ДЭС обычного типа, спроектированной на работу при $\cos\varphi=0,8$.

Снижение частоты вращения (наклонный участок кривой 1) приводит к существенному уменьшению ЭДС холостого хода, в то же время возможности регулирования напряжения ограничены тепловым режимом обмотки возбуждения. Так, при частоте $f=30$ Гц, номинальной величины напряжения невозможно достичь даже в режиме холостого хода.

Кривая 2 соответствует оптимальной загрузке СГ с точки зрения минимизации удельного расхода топлива ДГ. Из рисунка следует, что синхронный генератор при регулировании возбуждения обеспечивает требуемую мощность на всех рабочих частотах. При этом, максимально возможное отклонение величины выходного напряжения (на частоте 30 Гц) от номинального не превышает 25%. Возможная зона рабочих режимов СГ ограничена многоугольником, выделенным штриховкой.

Важной характеристикой дизельной электростанции (ДЭС), обеспечивающей питание децентрализованных потребителей, является число и мощность установленных силовых агрегатов. Именно этот показатель определяет надежность электроснабжения потребителей и от него

во многом зависит эффективность работы ДЭС. В соответствии с [4] суммарная мощность рабочих дизельных электроагрегатов должна покрывать максимальную расчетную нагрузку с учетом собственных нужд ДЭС и обеспечивать запуск электродвигателей.

Количество рабочих агрегатов определяется в соответствии с графиком нагрузок и имеющейся номенклатурой электроагрегатов. Конкретных рекомендаций и методик по выбору числа и мощности дизель-генераторов нормативные документы не содержат. Между тем этот показатель чрезвычайно важен, так как от него во многом зависят технико-экономические характеристики электростанции.

Выбор рационального числа рабочих дизельных электроагрегатов, обеспечивающих наилучшие технико-экономические характеристики ДЭС, связан с учетом большого количества весьма противоречивых факторов. Отметим основные проблемы, связанные с этим выбором:

1. Дизель-генераторы необходимо периодически выводить из работы для проведения необходимого сервисного обслуживания, текущего и капитального ремонтов. Надежность электроснабжения потребителей, при этом снижается. Периодичность и продолжительность технического обслуживания зависит от типоразмера силового агрегата.

2. Состав потребителей, получающих питание от ДЭС, может значительно различаться по мощности, количеству и режимам работы. При этом неизбежно изменение нагрузки станции в значительном диапазоне, как в течение суток, так и по сезонам года. При этом желательно обеспечить загрузку дизель-генераторов в пределах от 25 до 80 % от номинальной нагрузки. Загрузка выше этих пределов приводит к снижению ресурса дизельного двигателя; при малых нагрузках значительно увеличивается удельный расход топлива и проявляется эффект карбонизации, вызванной скоплением в цилиндрах несгоревших фракций топлива, что также негативно влияет на ресурс двигателя.

3. Удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии зависит от типоразмера агрегата, у дизель-генераторов большой мощности он, как правило, ниже. Удельный расход топлива изменяется при работе дизель-генераторов на частичных режимах, с уменьшением нагрузки увеличивается.

Методика оптимизации числа и типовой мощности рабочих дизельных электроагрегатов автономной ДЭС, используемой в качестве основного источника электроснабжения децентрализованных потребителей включает ряд этапов [12].

В качестве критерия оптимизации используется минимум приведенных годовых затрат при заданном уровне надежности электроснабжения потребителей:

$$Z = E_n \cdot K + I + Y \Rightarrow \min, \quad (1)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (в расчетах принимался равным 0,15, что соответствует сроку окупаемости 6,5 лет); K – капитальные вложения в ДЭС, руб; I – годовые расходы на эксплуатацию станции, руб; Y – экономический ущерб от нарушения электроснабжения потребителей, руб.

Стоимость ДЭС определяется по прайс-листам и каталогам производителей и поставщиков дизельных электростанций [8,9].

Удельный эффективный расход топлива определен по спецификациям на дизель-генераторные установки.

Коэффициент технического использования $K_{\text{ти}}$ для дизельных двигателей различных типоразмеров определен из [10]. $K_{\text{ти}}$ характеризует долю времени нахождения объекта в работоспособном состоянии относительно общей (календарной) продолжительности эксплуатации:

$$K_{\text{ти}} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\sum_{i=1}^n t_i + \sum_{i=1}^m \tau_i + \sum_{j=1}^k \tau_j}, \quad (2)$$

где t_i – время сохранения работоспособности в i -м цикле функционирования объекта; τ_i – время восстановления (ремонта) после i -го отказа объекта; τ_j – длительность выполнения j -й профилактики, требующей вывода объекта из работающего состояния (использования по назначению); n – число рабочих циклов за рассматриваемый период эксплуатации; m – число отказов (восстановлений) за рассматриваемый период; k – число профилактик, требующих отключения объекта в рассматриваемый период.

В теории надежности время нахождения объекта в неработоспособном состоянии характеризуется коэффициентом вынужденного простоя $K_{\text{в}}$. Суммарное время вынужденного простоя объекта обычно включает в себя время на поиск и устранение отказа; на регулировку и настройку объекта после устранения отказа; простой из-за отсутствия запасных элементов; простой для проведения профилактических работ. Так как технический объект может находиться только в одном из двух возможных состояний сумма коэффициентов, характеризующих состояние объекта равна единице:

$$K_{\text{ти}} + K_{\text{в}} = 1. \quad (3)$$

В качестве примера рассмотрим оптимизационную задачу по выбору дизель-генераторов стационарной ДЭС, предназначенной для электроснабжения потребителей.

троснабжения автономного объекта, имеющего неизменный в течение года суточный график нагрузки, приведенный на рис.27. Для определенности будем считать, что график построен с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды ДЭС.

Выбор числа и мощности электроагрегатов ДЭС будем проводить с учетом следующих положений:

1. Суммарная мощность агрегатов должна быть на 25 % больше суточного максимума нагрузки:

$$P_{\text{сумм}} \geq 1,25 \cdot P_{\text{мах}}. \quad (4)$$

Выполнение этого условия обеспечит загрузку дизелей в режиме максимальных нагрузок не более чем на 80 %.

2. Для удобства сервисного обслуживания все дизель-генераторы должны быть одного типоразмера.

3. Максимальное количество агрегатов ДЭС не должно быть больше 8.

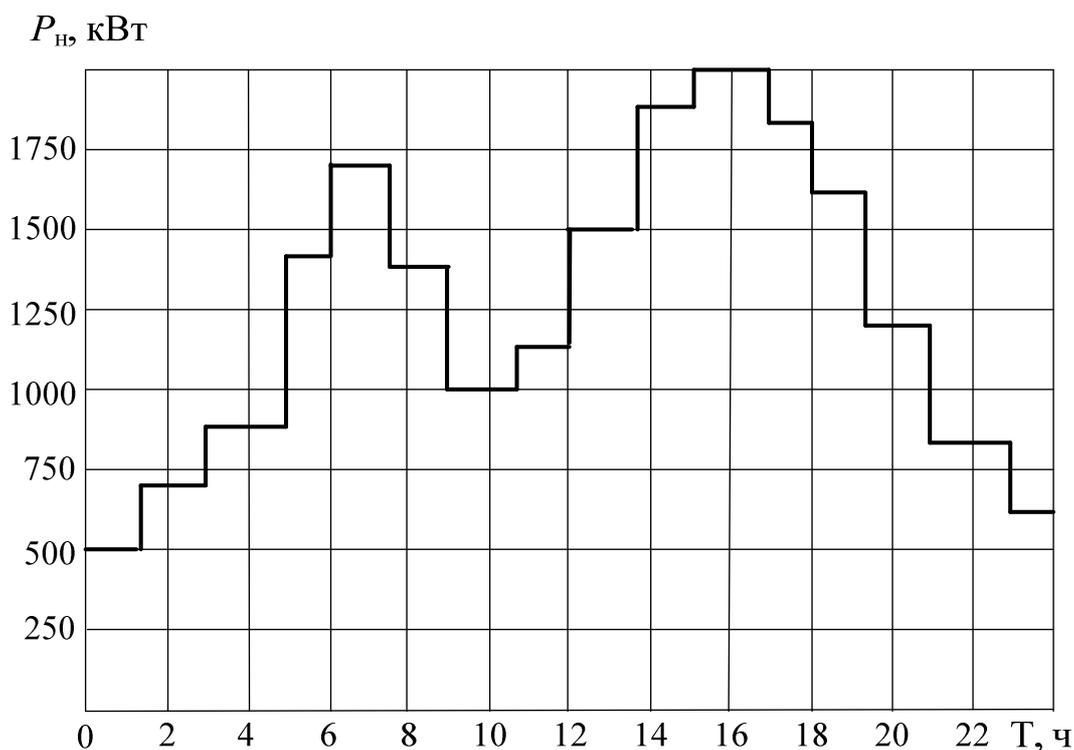


Рис. 27. Суточный график нагрузки децентрализованного потребителя

Для приведенного на рис.26суточного графика нагрузки возможны следующие варианты конструктивного исполнения ДЭС:

2 агрегата $P_{\text{ном}} = 1600$ кВт;

4 агрегата $P_{\text{ном}} = 630$ кВт;

6 агрегатов $P_{\text{ном}} = 500$ кВт;

8 агрегатов $P_{\text{ном}} = 315$ кВт.

Для оценки уровня надежности генерирующих агрегатов системы электроснабжения в электроэнергетике обычно используют биномиальный закон распределения вероятностей [10], согласно которому коэффициент готовности (одновременного рабочего состояния) m элементов из n :

$$K_{\Gamma(m)} = C_n^m \cdot K_{\text{ти}}^m \cdot K_{\text{в}}^{(n-m)}; \quad (5)$$

$$C_n^m = \frac{n!}{m! \cdot (n-m)!}; \quad C_n^0 = 1; \quad C_n^n = 1. \quad (6)$$

По выбранной мощности дизель-генераторов из ГОСТ 20439-87[9] можно определить коэффициент технического использования $K_{\text{ти}}$, по выражению (3) найти коэффициент вынужденного простоя $K_{\text{в}}$ и по выражениям (5), (6) рассчитать ряд распределения коэффициентов загрузки электроагрегатов по мощности, находящихся в рабочем состоянии, где индекс соответствует мощности ДЭС при i работающих агрегатах.

Нагрузку станции также можно представить в виде ряда коэффициентов, характеризующих относительную длительность потребляемой мощности и вычисляемых по формуле:

$$K_{\text{н}}^{P_{\text{н}j}} = \frac{t(P_{\text{н}j})}{24}, \quad (7)$$

где $t(P_{\text{н}j})$ – длительность потребления мощности по заданному суточному графику, ч; j – количество ступеней суточного графика нагрузки.

При мощности нагрузки, большей суммарной мощности работающих генераторов ДЭС, в системе будет иметь место дефицит мощности

$$P_{\text{н}j} > P_{\Gamma j}. \quad (8)$$

Тогда вероятность дефицита мощности:

$$K_{\text{д}}^{P_{\text{д}k}} = K_{\Gamma}^{P_{\Gamma i}} \cdot K_{\text{н}}^{P_{\text{н}j}}, \quad (9)$$

где k – число вариантов, когда $P_{\text{н}j} > P_{\Gamma i}$.

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности составит [кВт·ч]:

$$\Delta \mathcal{E} = 8760 \sum_k P_{\text{д}k} \cdot K_{\text{д}}^{P_{\text{д}k}}. \quad (10)$$

Математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям составит:

$$Y = \Delta \mathcal{E} \cdot y_0, \text{ руб}, \quad (11)$$

где y_0 – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб/кВт·ч.

Проиллюстрируем последовательность выполнения вычислений по определению математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии на примере ДЭС, состоящей из шести агрегатов с номинальной мощностью 500 кВт. Для данных дизель-генераторов коэффициент технического использования $K_{ти}$ равен 0,91.

Таблица 2

Вероятность нахождения электроагрегатов ДЭС в рабочем состоянии

$i(m)$	0	1	2	3	4	5	6
$P_{Гi}, \text{кВт}$	0	500	1000	1500	2000	2500	3000
$K_{Г}^{Pi}$	$5,3 \cdot 10^{-7}$	$3,2 \cdot 10^{-5}$	0,00081	0,01099	0,08332	0,33698	0,56787

В зарубежной практике удельная величина ущерба от внезапных ограничений принимается в диапазоне 2÷4,5 \$/кВт·ч. В расчетах экономической эффективности стоимость ущерба от аварийных ограничений до ее официального установления Правительством России рекомендуется оценивать исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям в размере 40÷100 руб./кВт·ч [14]. Эти данные являются усредненными и могут использоваться для ориентировочной оценки ущерба на случай аварийных перерывов электроснабжения в сети с разным составом потребителей.

Для определения удельной величины ущерба можно также воспользоваться статистическими данными об ущербах, полученных у потребителя. Найдем значение коэффициента вынужденного простоя:

$$K_{в} = 1 - K_{ти} = 1 - 0,91 = 0,09$$

Результаты расчета коэффициента готовности представлены в табл. 2.

Общее количество возможных состояний системы равно семи

$$i = n + 1.$$

Каждое состояние характеризуется определенной величиной располагаемой мощности. Суточный график нагрузки, представленный на рис.26, имеет 16 ступеней, длительностью по 1,5 часа каждая ($j=16$). Вероятность работы ДЭС на каждую ступень графика определим по (7):

$$K_{н}^{P_{иj}} = \frac{t(P_{иj})}{24} = 0,0625.$$

Ряд мощностей нагрузки представлен в таблице 3.

Таблица 3

Вероятность работы ДЭС на нагрузку потребителя

<i>J</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<i>P_{нj}</i> , МВт	0,5	0,7	0,9	1,4	1,7	1,3	1	1,1	1,5	1,9	2	1,8	1,6	1,2	0,8	0,6

Для электроэнергетической системы с параметрами, представленными в табл. 2, 3, всего возможно 46 состояний, когда имеет место дефицит мощности ($k = 46$).

Определив по выражению (9) математическое ожидание дефицита мощности в системе электроснабжения, из выражения (10) найдем математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности:

$$\Delta \mathcal{E} = 8760 \sum_k P_{dk} \cdot K_d^{P_{nk}} = 11,695 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$$

Для определения материального ущерба от возможных внезапных перерывов электроснабжения потребителей необходимо знать удельные показатели ущерба y_0 , которые в общем случае зависят от структурного состава потребителей (удельного веса промышленности, быта и сферы обслуживания, сельского хозяйства, транспорта и строительства) и степени их ограничения.

Приняв в расчетах величину удельного ущерба, равной $y_0 = 60,0$ руб/кВт·ч, по (11) можно найти математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям:

$$U = \Delta \mathcal{E} \cdot y_0 = 11695 \cdot 60 = 701700 \text{ руб.}$$

Для определения годовых эксплуатационных затрат на обслуживание ДЭС удобнее всего воспользоваться типовой структурой затрат, индивидуальной для каждого предприятия. Существенную долю в структуре этих затрат составляют затраты на топливо [руб.]:

$$I = I_T + I_{\text{обсл}}, \quad (12)$$

где I_T – годовые затраты на топливо (цена плюс доставка), руб; $I_{\text{обсл}}$ – затраты на обслуживание (зарплата персоналу, расходные материалы и т.д.), руб.

Если известна доля затрат на топливо в общей структуре затрат, то по известным затратам на топливо можно определить годовые эксплуатационные издержки на обслуживание ДЭС:

$$D_T = I_T / I, \quad (13)$$

где D_T – доля затрат на топливо в общей структуре затрат на эксплуатацию и обслуживание ДЭС. Расход топлива ДЭС зависит от типа-размера используемых дизель-генераторов, их загрузки и износа.

Для рационального расхода топлива в режиме малых нагрузок ненагруженные дизели должны выводиться из работы. При этом, для максимального сохранения моторесурса агрегатов и необходимого запаса по мощности их загрузка на каждой ступени суточного графика не должна превышать 80 % от номинальной. Соответственно, выбор числа работающих агрегатов m из n возможных для каждого типа ДЭС в расчетах производился из условия:

$$m = \min \{0,8 \cdot m \cdot P_{\text{ном}} > P_{\text{потр}} \}. \quad (14)$$

Пример суточного графика работы дизель-генераторов ДЭС, состоящей из четырех одинаковых агрегатов, в соответствии с графиком электропотребления приведен на рис.28.

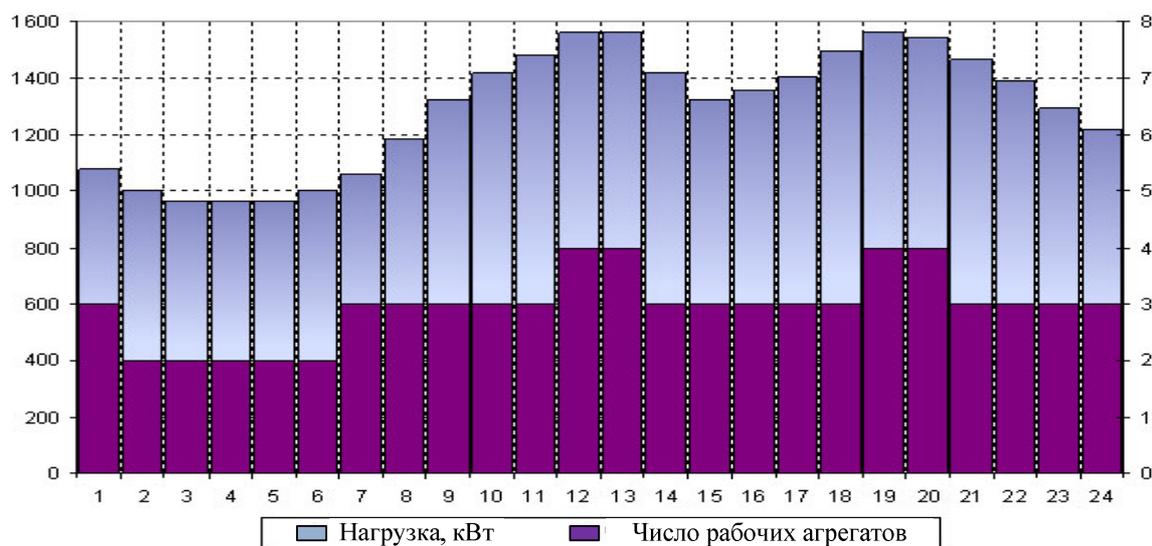


Рис.28. Суточный график работы дизель-генераторов ДЭС

Расход топлива дизель-генераторами определяется согласно «Методики расчета нормативов удельных расходов топлива по дизельным электростанциям» [13]. Согласно этой методике абсолютный расход топлива дизель-генератором на отпуск электроэнергии на каждой i -ой ступени суточного графика определяется по формуле:

$$G = g_{T(\text{ном})} \cdot K_{\text{изн}} \cdot K_{\text{реж}} \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}i} \cdot 0,001, \text{ тонн} \quad (15)$$

где $g_{T(\text{ном})}$ – удельный расход топлива дизелем при номинальной мощности (по паспортным данным), г/кВт·ч; $K_{\text{изн}}$ – коэффициент износа.

Для дизель-генераторов, прошедших капитальный ремонт или с истекшим сроком службы принимается равным 1,05; $K_{режi}$ – режимный коэффициент, учитывающий изменение удельного расхода топлива при работе дизель-генератора с нагрузкой, меньшей номинальной:

$$K_{режi} = g_{Ti} / g_{T(ном)}, \quad (16)$$

где g_{Ti} – удельный расход топлива на рассматриваемом долевом режиме, г/кВт·ч. Определяется по нагрузочной характеристике дизеля, которая приводится в технической документации или принимается по справочным данным.

При отсутствии расходной характеристики и при равномерной нагрузке дизель-генераторов коэффициент $K_{режi}$ может быть рассчитан по эмпирической формуле:

$$K_{режi} = 0,87 + 0,13mP_{ном} / P_{потри}, \quad (17)$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность дизель-генератора, кВт; m – количество работающих агрегатов на i -ой ступени суточного графика; $P_{потри}$ – потребляемая мощность на i -ой ступени суточного графика, кВт; $\mathcal{E}_{вырi}$ – вырабатываемая одним дизель-генератором электрическая энергия на i -ой ступени суточного графика, кВт·ч. При равномерной нагрузке дизель-генераторов ДЭС [тыс. кВт·ч]:

$$\mathcal{E}_{вырi} = P_{потри} \cdot t_i / m, \quad (18)$$

где t_i – продолжительность работы ДЭС на i -ой ступени суточного графика, ч.

Суточный расход топлива ДЭС определяется по формуле [тонн]:

$$G_T = m \cdot G_{Ti}, \quad (19)$$

Выражения (14)-(19) позволяют рассчитать режимные показатели ДЭС с разным типоразмером силовых агрегатов на каждой ступени суточного графика нагрузки.

Приняв в расчетах стоимость одной тонны натурального топлива 21,0 тыс. рублей, а долю затрат на топливо в общей структуре затрат на обслуживание ДЭС – 65 %, по выражению (13) можно рассчитать годовые эксплуатационные издержки на обслуживание ДЭС.

Результаты расчета критерия оптимизации для разных типов ДЭС сведены в таблицу 4. Представленные в таблице расчеты проведены без учета износа агрегатов и без учета расхода топлива дизель-генераторами при пуске и на холостом ходу.

Анализируя расчетные зависимости, можно сделать вывод о том, что минимум приведенных затрат рассматриваемой дизельной электро-

станции соответствует ее составу из шести дизель-генераторов мощностью по 500 кВт каждый.

Таблица 4.

Результаты решения оптимизационной задачи

Количество силовых агрегатов ДЭС	2	4	6	8
Номинальная мощность ДЭС (кВт)	1600	630	500	315
Коэффициент технического использования	0,87	0,87	0,91	0,91
Цена комплектной ДЭС (тыс. руб.)	12132	4111	2700	1710
Общие капитальные вложения в ДЭС	24264	16444	16200	13680
Удельный расход топлива ДЭС (г/кВт·ч)	164	171	177	185
Суммарный годовой расход топлива (тонн)	2010,6	1981,7	2038,9	2119,1
Годовые затраты на топливо (тыс. руб.)	42222	41617	42818	44501
Годовые издержки на обслуживание ДЭС	64957	64026	65873	68463
М.О. недоотпуска ЭЭ в год (тыс. кВт·ч)	309	198	12	30
Ущерб от недоотпуска ЭЭ (тыс. руб.)	18534	11935	701	1826
Приведенные годовые затраты (тыс. руб.)	87131	78428	69005	72341

Предлагаемая методика достаточно универсальна и может быть рекомендована для оптимизации состава автономных дизельных электростанций, работающих в конкретных условиях эксплуатации.

1.3. Рациональные способы управления режимами работы аккумуляторных накопителей электрической энергии

Аккумулятор (лат. accumulator накопитель) – это буфер для накопления электрической энергии при помощи обратимых химических процессов. Обратимость химических реакций, происходящих внутри аккумуля-

мулятора, дает ему возможность работать в циклическом режиме постоянных зарядов и разрядов. Чтобы зарядить аккумулятор, нужно пропустить через него ток в направлении встречном направлению тока при разряде. Аккумуляторы можно объединять в моноблоки, и тогда их называют аккумуляторными батареями (АКБ). Основным параметром, характеризующим аккумулятор, является емкость. Емкость – это максимальный заряд, который может принять конкретный аккумулятор. Чтобы измерить емкость аккумулятор разряжают в течении определенного времени до определенного напряжения. Измеряют емкость в кулонах, джоулях и А·ч (Ампер-часах). Иногда, преимущественно в США, емкость измеряется в Вт·ч.

Правильный заряд аккумулятора происходит в несколько стадий. В большинстве случаев это 4 стадии: стадия накопления (bulk), стадия поглощения (absorbtion), стадия поддержки (float) и стадия выравнивания (equalization). Стадия выравнивания актуальна только для аккумуляторов открытого типа (их еще называют flooded), выполняют её по определенному графику. Данная операция вызывает кипение электролита в аккумуляторе, что позволяет перемешать электролит, который со временем расслаивается. В конечном итоге правильное выравнивание позволяет увеличить срок эксплуатации аккумулятора. Основная причина выхода аккумулятора из строя – это сульфатация рабочих пластин – образование окисла на свинцовых пластинах. Производители аккумуляторов сообщают, что эта причина составляет до 80% всех отказов аккумуляторов. Кроме перемешивания электролита, выравнивание очищает пластины от сульфатов, и впоследствии нагрузка на пластины распределяется равномерней. Во время процесса выравнивания выделяется значительное количество гремучей смеси кислорода и водорода. Поэтому нужно уделять серьезное внимание вентиляции помещения аккумуляторной. Существуют современные промышленные аккумуляторы открытого типа в которых электролит принудительно циркулирует. Кроме аккумуляторов с жидким электролитом существуют еще АКБ герметичного типа. В таких аккумуляторах выравнивание не требуется, а при остальных стадиях заряда газообразования не происходит.

Энергия многих энергоисточников нужна не только тогда, когда она доступна (в первую очередь это относится к солнечным батареям), поэтому её приходится запасать и хранить до момента востребования. Надежность электроснабжения не должна зависеть от освещенности солнечных батарей, поэтому даже в дневное время наличие аккумулятора необходимо (рис.29). Режим работы накопителя электроэнергии предполагает баланс между приходящей от солнечной батареи энергией и количеством энергии, уходящей в нагрузку.

Аккумуляторы, применяемые в различных энергетических системах, различаются по номинальному напряжению, номинальной емкости, габаритам, типу электролита, ресурсу, скорости заряда, стоимости, рабочему диапазону температур и пр. Аккумуляторы в фотоэлектрических системах обязаны удовлетворять ряду требований: большая цикличность (количество выдерживаемых циклов заряда/разряда), малый саморазряд, по возможности большой зарядный ток (для гибридных систем с жидкотопливными генераторами), широкий диапазон рабочих температур, а также минимальное обслуживание. С учетом этих требований, для различных систем электроснабжения созданы аккумуляторы глубокого разряда. Для солнечных систем существует их модификация solar. Такие АКБ имеют огромный ресурс при циклической работе. Аккумуляторы стартерного типа для работы в таких режимах малоприспособлены. Они «не любят» глубокие разряды и разряды малыми токами, имеют большой саморазряд. Срок их службы в таких условиях невелик. Их штатный режим – это кратковременный разряд большим током, с последующим восстановлением заряда, и ожидание следующего пуска стартера в заряженном состоянии.

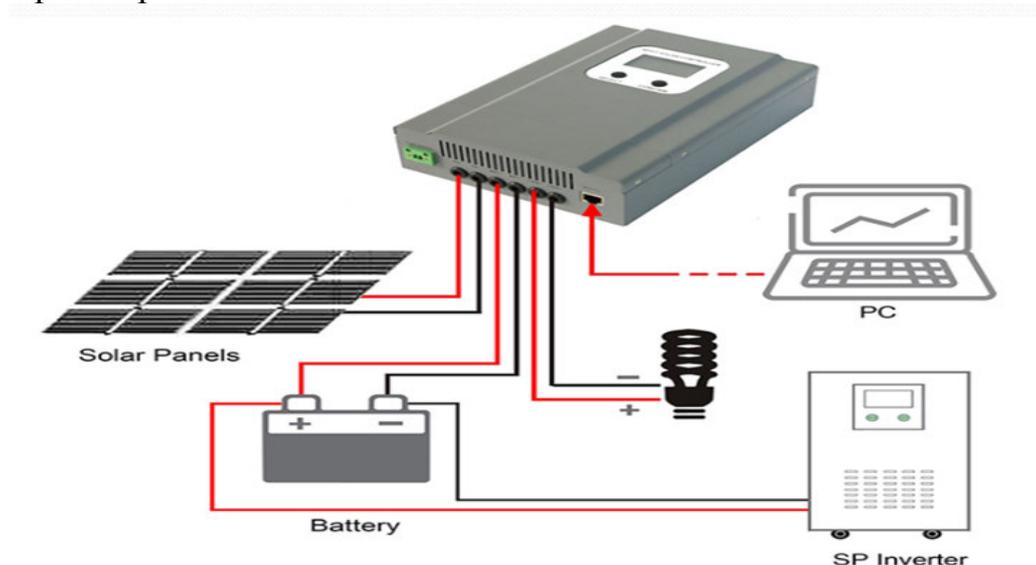


Рис.29. Место аккумуляторной батареи в составе фотоэлектростанции

Наиболее популярны в настоящее время свинцово-кислотные аккумуляторы. У них меньше удельная стоимость 1кВт·ч электроэнергии, чем у аккумуляторов, произведенных по другим технологиям. Они имеют больший КПД и работают в более широком температурном диа-

пазоне. Например, эффективность свинцово-кислотного АКБ лежит в пределах 75-80%, а эффективность щелочного АКБ не более 50-60%.

Внешний вид некоторых типов аккумуляторных батарей приведен на рис.30.

Наиболее часто в системах бесперебойного и автономного электропитания применяются три основных типа аккумуляторных технологий: AGM, GEL и Flooded.

GEL-технология Gelled Electrolite появилась в середине XX века. К электролиту подмешивается SiO_2 , и спустя 3-5 часов электролит становится желеобразным. В этом желе имеется масса пор, которые заполнены электролитом. Такая консистенция электролита позволяет работать GEL аккумулятору в любом положении. Аккумулятор такой технологии является необслуживаемым.

AGM-технология Absorbent Glass Mat появилась на 20 лет позже. Вместо загущенного до желе электролита в них применяется стекломат, который пропитывают электролитом. Поры стекломатов электролит заполняет не до конца. В оставшемся объеме происходит рекомбинация газов.



Рис.30. Разновидности аккумуляторов

Flooded-аккумуляторы с жидким электролитом (заливные) по-прежнему имеют широкое применение. Будучи снабжены рециркуляционными клапанами, они переходят в класс малообслуживаемых АКБ. Такие клапаны не допускают выделения газов, а проверять уровень

та, производителя и желательно одной партии выпуска (разница не более 30 дней).

С течением времени АКБ, соединенные последовательно, и особенно последовательно-параллельно подвержены разбалансировке. Это значит, что суммарное напряжение последовательных АКБ соответствует норме для зарядного устройства, но в самой цепочке напряжения одиночных аккумуляторов значительно отличаются. Как следствие часть аккумуляторов перезаряжается, а другая часть недозаряжается. Это существенно уменьшает их ресурс. Специальные устройства балансировки позволяют свести к минимуму это вредное явление. В крайнем случае необходимо 1-2 раза в год проводить заряд каждого аккумулятора индивидуально. Для последовательно-параллельного соединения аккумуляторов рекомендуется делать перемычки между средними точками (это способствует самовыравниванию). Для сбалансированного потребления мощности от аккумуляторов батареи плюсовой вывод нужно "брать" с ближайшего аккумулятора, а минусовой вывод с диагонально расположенного. Чтобы аккумуляторные батареи было удобно обслуживать и монтировать их размещают на металлических стеллажах (рис.32).



Рис.32. Размещение аккумуляторов и монтаж электрических соединений

Любой 12-ти вольтовый моноблок состоит из 6 элементов по 2В. В связи с этим, чтобы набрать блок аккумуляторов большой емкости рекомендуется не параллельное соединение 12-ти вольтовых моноблоков,

а последовательное соединение 2-х вольтовых блоков большой емкости. Ресурс такой «сборки» значительно выше. Кроме того, большинство производителей не рекомендуют соединять параллельно более 4-х цепочек аккумуляторов. Это связано с проблемой разбалансировки и, вытекающей из этого, различной степени старения отдельных аккумуляторов. Правильная эксплуатация аккумуляторной батареи подразумевает соблюдение следующих условий.

1) Ограничение значений зарядных и разрядных токов не выше их номинала. Разряд АКБ недопустимо большим током приведет к быстрому износу пластин и преждевременному старению АКБ. Заряд же большим током снижает объем электролита. Причем в герметичных АКБ выкипание электролита необратимо – АКБ высыхает и выходит из строя.

2) Ограничение глубины разряда аккумулятора. Глубокие разряды, а тем более систематические, причина частой замены аккумуляторных батарей и удорожания системы. Типичный график взаимозависимости глубины разряда АКБ и количества циклов заряда/разряда приведен на рис.33. Обычно, для обеспечения максимального ресурса аккумулятора, не рекомендуется превышать глубину разряда более чем на 30-40%.

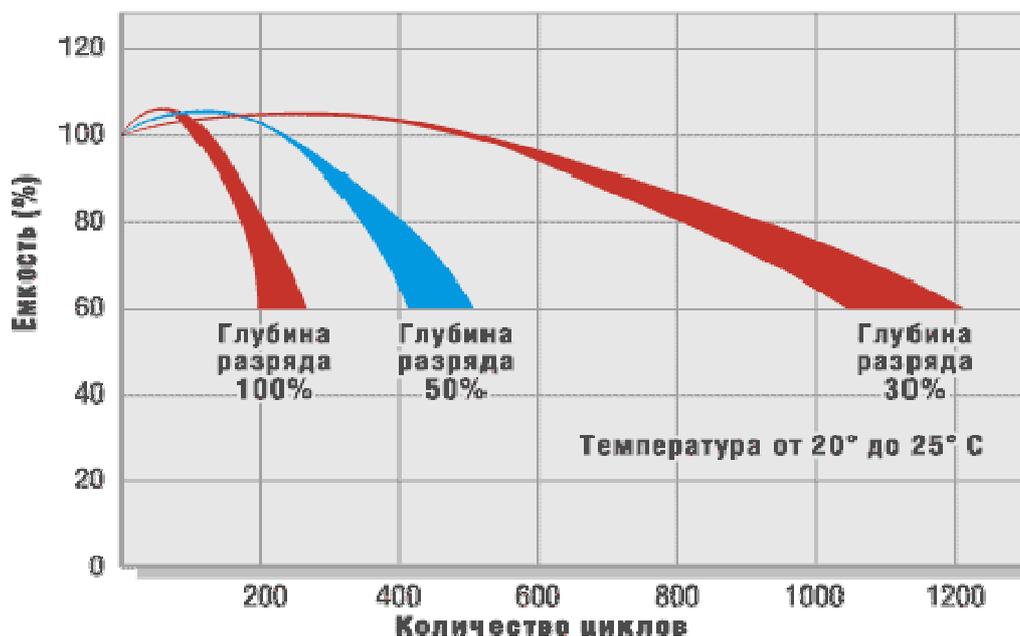


Рис.33. Зависимость количества циклов заряда-разряда от глубины разряда аккумулятора

3) Соблюдение величин напряжений стадий заряда и внесение температурной компенсации в эти напряжения при нестабильной темпера-

туре в аккумуляторной. Зависимость доступной емкости аккумулятора от температуры приведена в таблице 5.

Напряжения различных стадий заряда зависят от температуры. Производители указывают температурный коэффициент в документации на продукцию. Обычно этот коэффициент лежит в пределах 0,3-0,5 В/градус.

Температура внешней среды оказывает существенное влияние на параметры аккумулятора. Работа аккумулятора при высоких температурах резко сокращает ресурс АКБ. Это связано с тем, что все негативные химические процессы ускоряются при повышении температуры.

Таблица 5

Тип батареи		-20 ⁰	-10 ⁰	0 ⁰	5 ⁰	10 ⁰	20 ⁰	25 ⁰	30 ⁰	40 ⁰	45 ⁰
Гелевые	6В/12В	50%	70%	83%	85%	90%	98%	100%	102%	104%	105%
	2В	60%	75%	85%	88%	92%	99%	100%	103%	105%	1060%
AGM	6В/12В	46%	66%	76%	83%	90%	98%	100%	103%	107%	109%
	2В	55%	70%	80%	85%	92%	99%	100%	104%	108%	110%

Повышение температуры аккумуляторной батареи всего лишь на 10°С ускоряет коррозию в 2(!) раза. Таким образом, аккумулятор, эксплуатируемый при 35°С, прослужит в 2 раза меньше, чем такой же при 25°С. График (рис.34) показывает зависимость ресурса аккумулятора от его температуры.

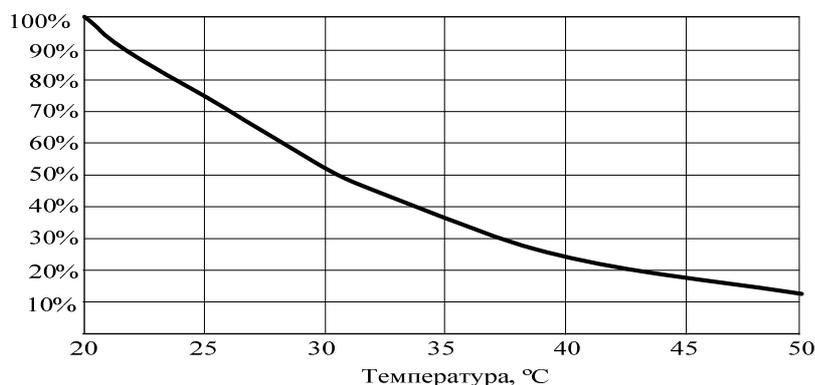


Рис.34. Зависимость ресурса аккумулятора от температуры

Аккумуляторы нагреваются при заряде, и их температура может превышать температуру в помещении на 10-15°C. Особенно это заметно, когда идет ускоренный заряд большим током. Поэтому не рекомендуется располагать аккумуляторы вплотную друг к другу, затрудняя естественный обдув и охлаждение.

Снижение температуры окружающей среды отрицательно влияет на энергетические характеристики аккумуляторов. Эмпирически установлено, что свинцово-кислотные аккумуляторы теряют 1% емкости при снижении температуры на каждый градус от 20⁰ С. То есть, при температуре -30⁰С свинцово-кислотный аккумулятор теряет 50% емкости. Кроме того, при низких температурах (ниже 20⁰С) аккумуляторы не способны принимать заряд от источника электроэнергии.

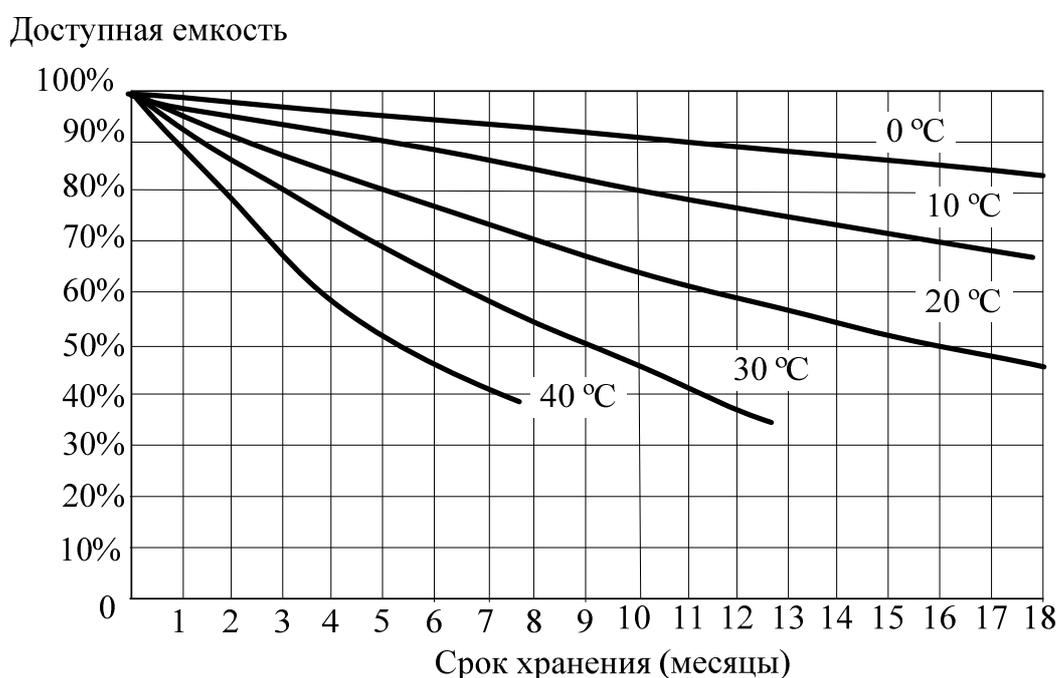


Рис.35. Зависимость саморазряда аккумулятора от срока хранения

Важным параметром свинцово-кислотных АКБ является саморазряд. При хранении в стандартных условиях (20°C) аккумуляторы обычно разряжаются со скоростью 3% в месяц. Длительное хранение без подзаряда приводит к сульфатации отрицательных пластин. Периодической подзарядки 1-2 раза в год достаточно для поддержания АКБ в хорошем состоянии. Повышенная температура ускоряет саморазряд. Хранение разряженного аккумулятора при отрицательных температурах не допустимо, так как приводит к замерзанию электролита и разрушению аккумулятора. График на рис.35 иллюстрирует зависимость саморазряда от времени и температуры.

Рассчитывая систему электроснабжения, нужно помнить о том, что разрядные характеристики АКБ нелинейны. Это значит, что разряд аккумулятора током в 2 раза большим не сократит время питания нагрузки в 2 раза. Такая зависимость верна лишь для малых токов. Для больших токов необходимо использовать для расчета таблицы разрядных характеристик, предоставляемые производителем.

Типичные разрядные характеристики свинцово-кислотных аккумуляторов приведены на рис. 36. Характеристики приведены для различных величин разрядных токов, указанных в долях от емкости аккумулятора C .

Напряжение, В

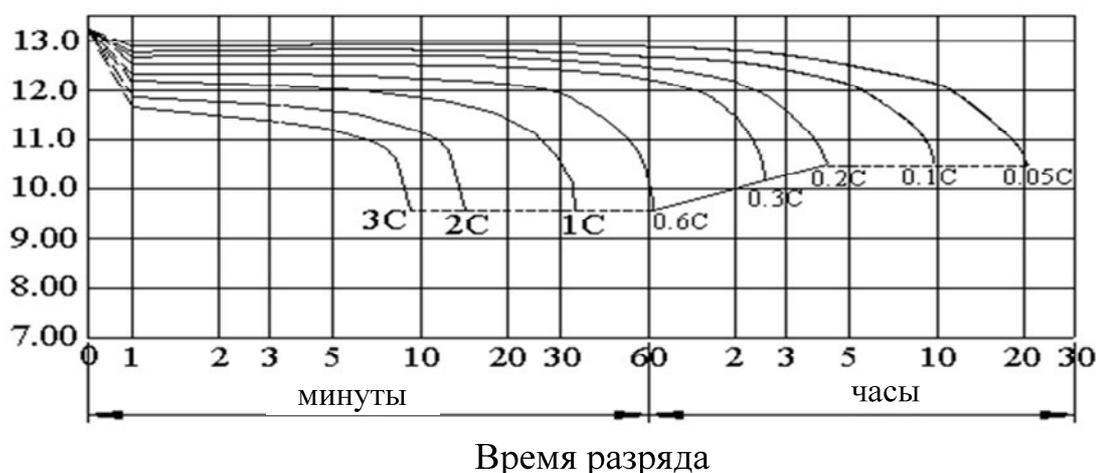


Рис. 36. Семейство разрядных характеристик аккумуляторов

Сравнительные характеристики заряда аккумулятора с уровнями разряда 50% и 100% приведены на рис. 37.

Широкий ассортимент аккумуляторных батарей, представленный на рынке, позволяет выбрать подходящие для конкретного проекта. Популярными являются аккумуляторы таких производителей как Sonnenschein, Fiamm, Haze, Rolls, Trojan, Ventura, Shoto, Delta. Эти компании производят очень широкий перечень продукции, позволяющий подобрать аккумуляторы для любого проекта.

Постоянное и заметное снижение цен на генерирующее оборудование возобновляемой энергетики – фотоэлектрические модули и ветрогенераторы привело к тому, что аккумуляторы становятся самым дорогостоящим элементом энергокомплекса, имеющего их в своем составе. Кроме того, аккумуляторы с их относительно небольшим сроком службы являются практически расходным материалом. Из этого следует, что нужно обращать особое внимание на выбор АКБ для проекта, а также последующую правильную их эксплуатацию.

Обычно в документации к АКБ производители указывают срок службы в буферном режиме и при идеальных условиях эксплуатации (температура 20°C, редкие неглубокие разряды, постоянный оптимальный заряд). Даже в резервной системе такие условия обеспечить очень трудно. А в автономной системе аккумуляторы работают в наиболее тяжелом циклическом режиме заряд – разряд.

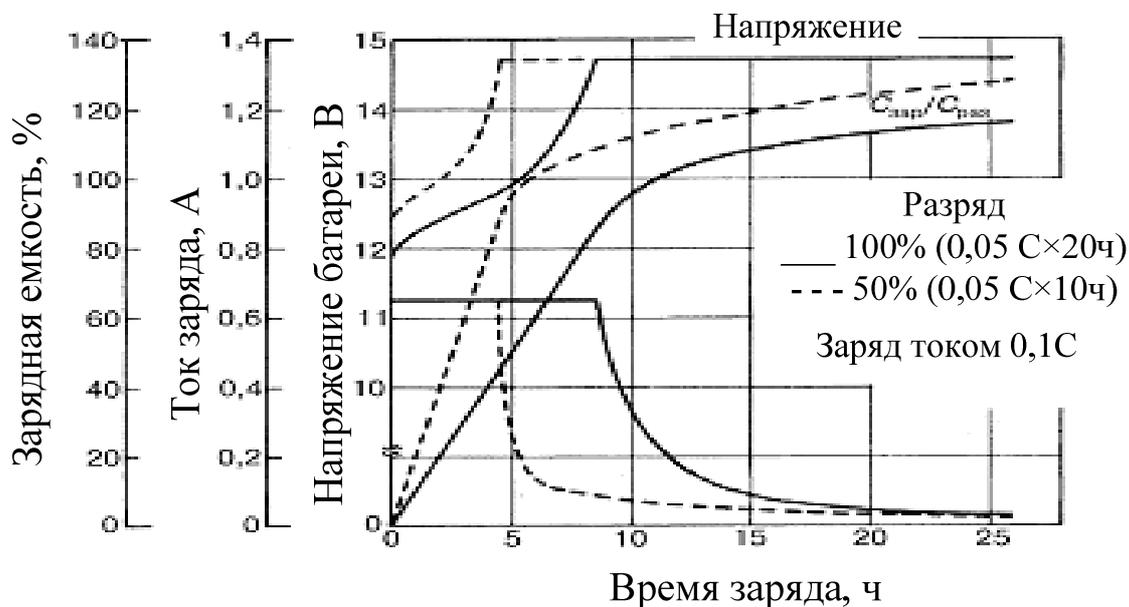


Рис. 37. Зарядные характеристики аккумулятора

Основными причинами, снижающими ресурс аккумуляторов, являются следующие.

1) Перезаряд. Он опасен выкипанием электролита. Этого не допустит контроллер заряда или зарядное устройство инвертора.

2) Систематический недозаряд. Необходимо 1-2 раза в месяц производить заряд АКБ на 100%.

3) Глубокий разряд. Не нужно глубоко разряжать АКБ. Это может предотвратить контроллер заряда или инвертор с настройкой напряжения отключения генерации или иное стороннее устройство. Не так страшен глубокий разряд, как хранение разряженного АКБ. АКБ следует немедленно заряжать после глубокого разряда.

4) Разряд АКБ непомерно большими токами. Нагрузки с пусковыми токами нужно учитывать при расчете емкости АКБ. В противном случае пластины внутри АКБ неравномерно изнашиваются и аккумулятор преждевременно придет в негодность.

5) Заряд АКБ чрезмерными токами (более 20% емкости) "высушивает" аккумулятор и сокращает срок его службы. Особенно критичны к этому GEL аккумуляторы.

б) Высокая температура при эксплуатации. Оптимальная для аккумулятора температура 20-25°C. При температуре 35°C ресурс аккумулятора уменьшается в 2 раза.

Для предварительного расчета аккумуляторной батареи следует руководствоваться следующими простыми правилами.

1) Емкость, которую должна обеспечивать АБ рассчитывается исходя из количества электроэнергии в Вт·ч, потребляемого от АБ в режиме разряда. Количество запасаемой электроэнергии рассчитывается исходя из характеристик нагрузки и режимов ее работы (т.е. когда и сколько будет работать нагрузка данной мощности в течение определенного периода времени, например, дня или недели). Это количество электроэнергии нужно поделить на напряжение аккумуляторной батареи (12, 24 или 48 В) для получения значения необходимой емкости.

2) Номинальная емкость АБ (которая указывается в спецификации или названии АБ), будет зависеть от ряда факторов, таких как допустимая глубина разряда, температура окружающей среды, тип АБ и т.д. Значение, полученное в первом пункте, следует умножить на коэффициенты, учитывающие эти условия работы.

3) В общем случае нужно руководствоваться следующими параметрами: допустимая глубина разряда не должна превышать 30-40% для герметичных необслуживаемых батарей, и 20% для стартерных батарей. Это средние цифры, так как при быстром разряде большими токами допускается более низкое конечное напряжение батарей.

4) Емкость АБ понижается с понижением температуры. Используется коэффициент от 1 до 2,5 в зависимости от температуры.

Для повышения надежности электроснабжения широко применяются источники бесперебойного питания (ИБП) и системы буферного накопления электроэнергии (БНЭ). Основными элементами таких систем являются аккумуляторы и статические преобразователи электроэнергии: инверторы – DC-AC преобразователи и преобразователи DC-DC типа.

На их основе строятся различные системы резервного электропитания. В гибридных системах автономного электропитания с различными энергоисточниками ИБП и БНЭ позволяют обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей и оптимизировать энергетический баланс системы электроснабжения.

Обычно для указанных целей применяются ИБП с двойным преобразованием электроэнергии. Принцип работы состоит в двойном преобразовании (double conversion) рода тока. Сначала входной переменный ток преобразуется в постоянный, затем обратно в переменный ток с помощью инвертора. При исчезновении входного напряжения переключе-

ние нагрузки на питание от аккумуляторов не требуется, поскольку аккумуляторы включены в цепь постоянно (т.н. буферный режим работы аккумулятора) и для этих ИБП параметр «время переключения» не имеет смысла. ИБП двойного преобразования имеют невысокий КПД (от 80 до 96,5 %) в режиме on-line, из-за чего отличаются повышенным тепловыделением и уровнем шума от вентиляторов. Однако у современных ИБП средних и высоких мощностей ведущих производителей предусмотрены разнообразные интеллектуальные режимы, позволяющие автоматически подстраивать режим работы для повышения КПД вплоть до 99 %.

Типичная схема системы бесперебойного питания приведена на рис.38.

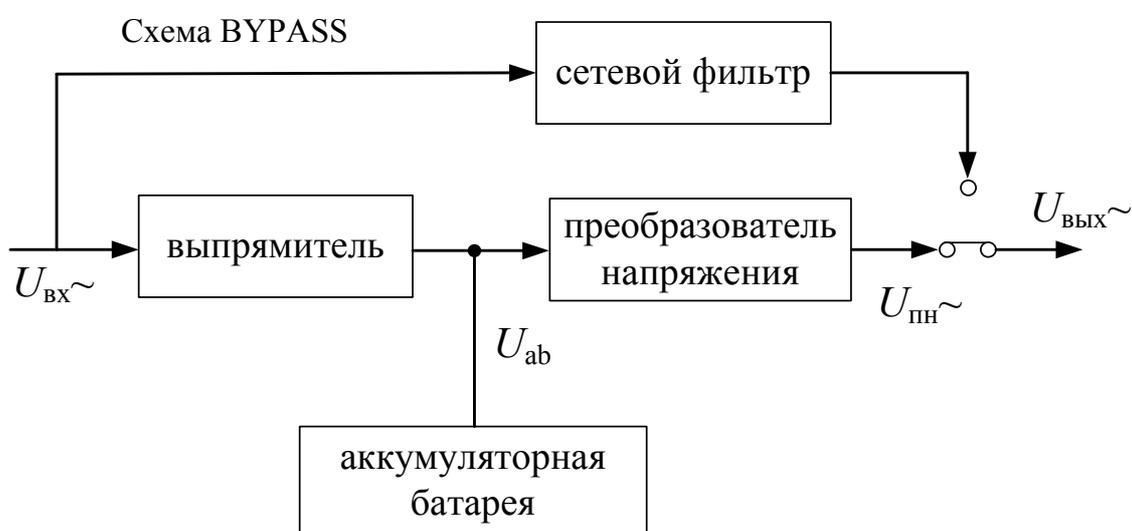


Рис.38.Схема бесперебойного питания байпасного типа

Аккумуляторная батарея может заряжаться или разряжаться на нагрузку при аварии в резервируемой электрической сети. Специальные алгоритмы управления позволяют инвертору работать в параллельном режиме с сетью или генератором конечной мощности.

Достоинства:

- ✓ отсутствие времени переключения на питание от батарей;
- ✓ синусоидальная форма выходного напряжения, что позволяет питать любую нагрузку, в том числе двигательную;
- ✓ возможность корректировать и напряжение, и частоту – такой прибор одновременно является и самым лучшим из возможных стабилизаторов параметров напряжения.

Недостатки:

- ✓ низкий КПД (80–94 %), повышенная шумность и тепловыделение – практически всегда прибор содержит вентилятор;

✓ высокая стоимость: примерно в два – три раза выше, чем более простые ИБП.

Источники бесперебойного питания удобно включать в состав гибридных автономных систем электроснабжения в которых генерирующие энергоустановки, потребители электроэнергии и накопители электроэнергии объединены на общей шине переменного тока. Структура такой системы показана на рис. 39.

Гибридная система электроснабжения с общей шиной переменного тока удобна для интеграции возобновляемых энергоустановок в существующие дизельные системы электроснабжения различных объектов электрификации. Имеющаяся сеть переменного тока удобна для реализации различных схем интеграции вводимой генерации, в том числе распределенной.

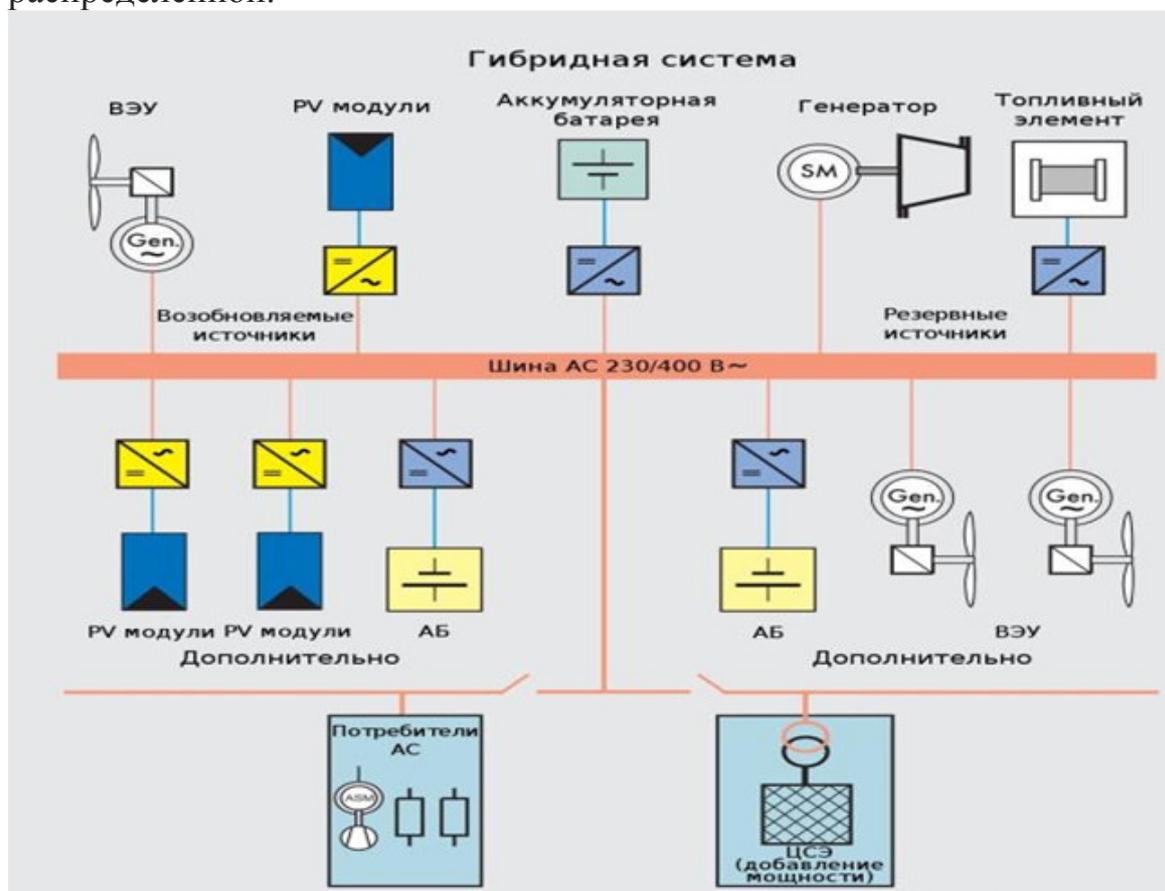


Рис. 39. Автономная гибридная система электроснабжения с шиной переменного тока

Аккумуляторные батареи, входящие в состав такого энергокомплекса вместе с двунаправленными инверторами, обеспечивают бесперебойность электроснабжения потребителей и запас электроэнергии, что позволяет улучшить энергобаланс системы в сторону экономии топлива.

Современные интеллектуальные ИБП способны реализовывать различные режимы работы системы электроснабжения. Заряд аккумуляторной батареи от сети переменного тока, образованной различными энергоисточниками. В зависимости от уставки батарея может находиться либо в режиме поддерживающего заряда, либо в режиме нулевого тока заряда. Разряд АКБ может осуществляться различным образом: разряд батареи на нагрузку в автономном режиме, разряд батареи на нагрузку параллельно с сетью или каким-либо генератором. Таким образом, ИБП может поддерживать рациональный энергетический баланс в локальной энергосистеме.

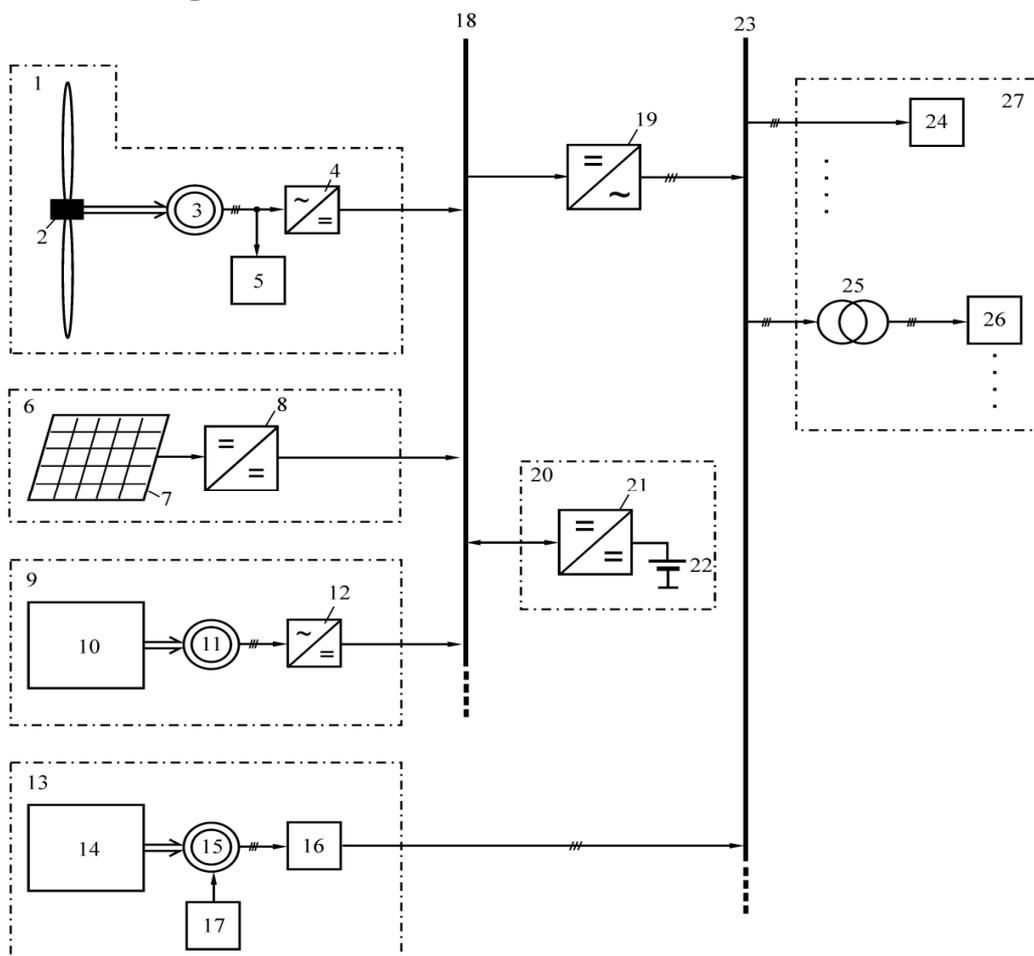


Рис. 40. Автономный энергокомплекс с шиной постоянного тока

Многие ИБП опционально поддерживают следующие функции: управление приоритетными нагрузками в зависимости от текущего энергетического баланса энергосистемы, возможность управления режимом заряда аккумуляторной батареи, возможность коммутации энергосилового оборудования, обеспечение режима максимальной мощности (MPPT функция) при работе от фотоэлектрических панелей и др.

Буферные накопители электроэнергии целесообразно использовать в автономных системах электроснабжения с шиной постоянного тока. Схема такого энергокомплекса приведена на рис.40.

На рис. 40 цифрами обозначены следующие основные элементы: 1 – ветроэнергетическая установка; 2 – ветротурбина; 3, 11, 15– синхронный электромашинный генератор; 4, 12– управляемый выпрямитель; 5 – блок балластных нагрузок; 6 – фотоэнергетическая установка; 7 – солнечная панель; 8 – конвертор напряжения; 9, 13 – дизель-генератор; 10, 14 – дизельный двигатель; 16 – устройство плавного пуска; 17 – регулятор тока возбуждения; 18–шина постоянного тока; 19 – инвертор напряжения; 20 – буферный накопитель электроэнергии; 21– двунаправленный импульсный преобразователь; 22 – блок аккумуляторных батарей; 23– шина переменного тока 220/380В и 50 Гц; 24– потребители электроэнергии; 25– силовой повышающий трансформатор; 26– потребители электроэнергии напряжением 6 или 10 кВ; 27 – объект децентрализованного электроснабжения.

Применение систем буферного накопления электроэнергии позволяет значительно повысить энергетическую эффективность локальных систем электроснабжения за счет сглаживания пиков электрических нагрузок и регулирования выработки электроэнергии установками, использующими ВИЭ. Для выполнения основной функции накопителя – обеспечения баланса мощностей в системе, необходимо контролировать значения основных электрических параметров: токов и напряжений всех силовых агрегатов и нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, а также параметров самого накопителя. Для этого на сборных шинах переменного тока (потребителя) и шине постоянного тока устанавливаются необходимые датчики, выходные сигналы с которых поступают в интеллектуальную систему управления энергетического комплекса.

Основными характеристиками источников бесперебойного питания являются следующие.

Входная мощность, измеряется в Вольт-Амперах (VA) или Ваттах (W). Оборудование, содержащее мощные электродвигатели имеет «пусковые токи». Это означает, что в момент пуска двигателя устройство кратковременно потребляет мощность, в 5-7 раз превышающую паспортную. ИБП должен выбираться с учётом этого факта.

Выходное напряжение, измеряется в Вольтах (V).

Время переключения, то есть время перехода ИБП на питание от аккумуляторов, измеряется в миллисекундах (ms).

Время автономной работы, определяется ёмкостью батарей и мощностью подключённого к ИБП оборудования (измеряется в минутах или часах).

Диапазон изменения входного (сетевого) напряжения, при котором ИБП в состоянии стабилизировать питание без перехода на аккумуляторные батареи, измеряется в Вольтах (V).

Срок службы аккумуляторных батарей (измеряется годами): обычно свинцовые аккумуляторные батареи значительно теряют свою ёмкость уже через 2-3 года. Срок службы зависит от качества, а значит, и цены ИБП.

Кроме рассмотренных устройств, способных накапливать электрическую энергию и управлять ее потоками, следует указать еще на один тип подобных элементов электроэнергетических систем – сетевые накопители электрической энергии. Основной функцией сетевого накопителя является накопление электрической энергии при ее избытке и возвращение ее в сеть в периоды дефицита.

Сетевой накопитель энергии структурно состоит из трех функциональных блоков:

- 1) аккумуляторных батарей большой емкости;
- 2) двунаправленного инвертора (преобразователя переменного тока в постоянный и наоборот);
- 3) интеллектуальной системы управления, обеспечивающей: контроль параметров и управление режимами работы накопителя; безопасный режим заряда – разряда батареи; противоаварийную автоматику накопителя; блокировку несанкционированных действий и защиту оборудования.

Таким образом, накопитель имеет меньше возможностей воздействия на электроэнергетическую систему по сравнению с интеллектуальными ИБП. Основными режимами работы сетевых накопителей электроэнергии являются: режим накопления электроэнергии, режим выдачи электроэнергии, дежурный режим (накопитель не потребляет и не отдает электроэнергию в сеть), островной режим (питание потребителей от аккумуляторов).

В настоящее время на рынке представлены сетевые накопители мощностью до сотен МВт на напряжение от 0,4 до 6 кВ с возможностью автономного питания потребителей до нескольких часов.

Аккумуляторные батареи и устройства накопления электроэнергии на их основе являются неотъемлемыми элементами систем электроснабжения с участием возобновляемых энергоисточников.

1.4. Регулирование электропотребления. Законодательное и техническое регулирование

Распоряжение правительства РФ № 1650-р от 10 сентября 2012 года утвердило комплекс мер, направленных на переход к установлению социальной нормы потребления коммунальных услуг. Нововведения предусматривают, что плата за потребленные ресурсы (электроэнергию, горячую и холодную воду) для бережливых домохозяйств, объем потребления которых не превысил величину установленной социальной нормы потребления, будет полностью оплачиваться по существующему (низкому) тарифу, в то время как домохозяйства, превысившие величину социальной нормы, будут вынуждены оплачивать коммунальную услугу в части превышения по более высокому тарифу. Стоит отметить, что социальные нормы на воду и электричество – не ноу-хау российских властей, подобные меры давно действуют практически во всех развитых странах. К слову, в Европе размер социальной нормы не сильно отличается от того, который собираются ввести в России: он составляет от 100 до 150 кВт·ч в зависимости от государства [15].

На переходном этапе планируется проведение эксперимента в 10-15 пилотных регионах. Предварительно: Архангельская, Владимирская, Воронежская, Иркутская, Калужская, Курская, Липецкая, Кемеровская, Нижегородская, Самарская области, Забайкальский, Приморский, Хабаровский края, республики Тува, Башкирия и Кабардино-Балкария (при этом, в Красноярском крае, во Владимирской, Нижегородской областях социальная норма применялась и до распоряжения правительства).

Физический и моральный износ оборудования электроэнергетики настоятельно требует инвестиций в отрасль. Отрасль электроэнергетики практически полностью акционировалась поэтому прямое вливание средств из бюджета в частные компании весьма проблематично. Ограниченность доходов населения создает существенные препятствия росту тарифов на электрическую энергию. Ни для кого не секрет, что рост тарифов в России ограничивается административно, соответственно, сдерживание роста тарифов для населения компенсируется установлением повышенных тарифов для организаций и предпринимателей. И поддержание тарифов на искусственно низком уровне для населения и «задавливание» повышенными тарифами юридических лиц в равной мере препятствует привлечению инвестиций в отрасль.

Вступление России в ВТО предполагает выравнивание условий предпринимательской деятельности. Одно из таких условий – установление близких принципов ценообразования, в том числе в регулируемых государством сферах деятельности. В развитых экономиках на

один продукт – энергию, имеется набор формируемых на рыночных условиях тарифов. Правительство России стремится приблизиться к такой ситуации, устанавливая приемлемые для населения и поставщиков энергии цены.

Такая работа в различных регионах уже проводилась. Во Владимирской области был установлен норматив льготного потребления электроэнергии 50 кВт·ч в месяц на человека при стоимости 2,98 руб за кВт·ч. Что выше, отпускается по цене 3,76 руб за кВт·ч. В Забайкалье норма потребления 65 кВт·ч в месяц при цене 2,04 руб за кВт·ч, что выше - по цене 3,38 руб за кВт·ч. Федеральный норматив рекомендует устанавливать льготный уровень электропотребления: 75-100 кВт·ч в месяц на человека.

Введение социальных норм преследует 2 цели:

✓ Приближение момента, когда перекрестное субсидирование цен на электроэнергию будет отменено в жизни, а не на бумаге и цены на энергию будут формироваться на рыночной основе.

✓ Побуждение населения к экономии электроэнергии.

Развитием нормирования электропотребления является введение дифференцированных зонных тарифов. Пример таких тарифов, утвержденных в Красноярском крае, приведен в таблице 6.

Проблема превышения разрешённой мощности и лимита потребления электроэнергии существуют, наверное, с тех пор, как началось активное применение человеком электричества в промышленности и в быту. Технический прогресс и рост благосостояния населения неразрывно связаны с увеличением энерговооружённости и, следовательно, постоянным ростом электропотребления. Распространённым явлением стало использование в быту различных станков, сварочного, деревообрабатывающего и иного оборудования, строительство больших (энергонасыщенных) коттеджей в районах старой индивидуальной застройки и т.п. Возможности питающих электрических сетей и желания потребителей очень часто не совпадают. Неконтролируемое развитие этого процесса может привести к весьма серьёзным последствиям.

В настоящее время имеются технические средства, позволяющие реализовать решения о нормировании электропотребления: ограничители мощности и интеллектуальные счетчики электроэнергии.

Ограничитель мощности необходим для контроля потребляемой мощности и, в случае превышения заданной уставки по мощности, отключения потребителя [17].

Также, ограничитель мощности используют для защиты электропроводки и несанкционированного подключения посторонних потреби-

телей к защищаемой сети. Применяются ограничители мощности как в трехфазных, так и в однофазных сетях.

Таблица 6

п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	В пределах социальной нормы потребления		Сверх социальной нормы потребления	
			1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие
			Цена (тариф)	Цена (тариф)	Цена (тариф)	Цена (тариф)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Население, за исключением указанного в пунктах 2 и 3 (тарифы указываются с учетом НДС)					
1.1.	Одноставочный тариф	руб/кВт·ч	1,9	2,08	3,09	3,35
1.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб/кВт·ч	2,15	2,35	3,74	4,05
	Ночная зона	руб/кВт·ч	1,21	1,32	1,22	1,32
1.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток					
	Пиковая зона	руб/кВт·ч	2,2	2,41	3,88	4,21
	Полупиковая зона	руб/кВт·ч	1,9	2,08	3,09	3,35
	Ночная зона	руб/кВт·ч	1,21	1,32	1,22	

Отключение потребителя происходит не сразу и не мгновенно, а через промежуток времени, выдержка которого устанавливается на ограничителе мощности. Уставка по времени на отключение потребителя может находиться в пределах от нескольких секунд до нескольких минут. Все зависит от типа применяемого ограничителя мощности.

Также, ограничители мощности снабжены функцией повторного включения потребителя. Повторное включение происходит после определенного времени, которое настраивается и находится в пределах от нескольких секунд до нескольких минут, в зависимости от возможностей и типа ограничителя мощности. Внешний вид ограничителя мощности типа ОМ-110 приведен на рис.41. Однофазный ограничитель мощности предназначен для постоянного контроля потребляемой ак-

тивной (полной) мощности в диапазоне от 0 до 20 кВт (кВА) и отключения потребителя, в случае превышения порога, с заданным пользователем временем. При снижении мощности ниже порога может быть осуществлено автоматическое повторное включение.



Рис. 41. Ограничитель мощности OM-110

Электронные счетчики обладают рядом преимуществ. Помимо измерения мгновенной мощности, они могут фиксировать и другие параметры, например, коэффициент мощности и реактивную мощность. Данные можно измерять и сохранять в определенные интервалы времени, что позволяет обслуживающим компаниям предлагать услуги с различной ценовой политикой в зависимости от времени суток. Это, в свою очередь, дает возможность грамотным потребителям экономить деньги, используя устройства с высоким энергопотреблением (стиральные машины, сушилки и т. п.) в периоды низкой нагрузки, когда стоимость ниже, а обслуживающим компаниям – не тратиться на строительство новых электростанций, поскольку энергия, потребляемая в период пиковой нагрузки, уменьшится.

На работу электронных счетчиков не могут повлиять внешние магниты и их собственная ориентация, поэтому они более защищены от вмешательства, чем электромеханические. Кроме того, электронные счетчики обладают высокой надежностью [16].

Электронный счетчик открывает новые возможности по оперативному мониторингу электропотребления. Как только данные счетчика становятся доступны в электронной форме, к нему можно добавить функцию передачи данных. Это позволит использовать технологию удаленного снятия показаний счетчика (Automatic Meter Reading, AMR) по каналу связи. Разнообразные архитектуры систем, разработанные для удаленного снятия показаний, можно разделить на три большие катего-

рии: со считыванием проходящим мимо сотрудником компании, со считыванием с проезжающего мимо автомобиля и сетевые.

Обслуживающая компания посылает фургон, на котором установлено устройство беспроводного сбора данных. Автомобиль объезжает район, считывая информацию. В подобной системе количество счетчиков, показания которых можно снять при помощи одного фургона за день, увеличивается в пять раз по сравнению с системой, основанной на удаленном считывании проходящим мимо сотрудником компании, и более чем в десять раз по сравнению с ручным сбором показаний. В сетевой системе данные со счетчиков направляются в фиксированное устройство сбора данных, которое обычно располагается на столбе в конце улицы или квартала. Оно, в свою очередь, посылает собранные показания в обслуживающую компанию по широкополосному каналу или по сотовой связи.



Рис.42. Интеллектуальный счетчик электроэнергии

Например, интеллектуальный счетчик OMNIPower хранит подробную информацию и журнал событий с интервалом регистрации 5, 15, 30 и 60 минут.

Данные со счетчиков OMNIPower можно считывать ежедневно, еже часно или даже каждые 15 минут, получая полную информацию о нагрузке на сеть. Обладая данной информацией, можно управлять спросом на стороне потребителя с помощью, например, внедрения дифференцированных тарифов в зависимости от времени суток, снижая тем самым нагрузку на сеть в определенное время.

Счетчик OMNIPower измеряет активную, реактивную и располагаемую мощность и энергию, а также поддерживает генерацию от возобновляемых энергоисточников, регистрируя сетевые данные для выставления счетов при маломощной выработке энергии, например при

использовании солнечных панелей и ветродвигателей в жилых комплексах.

Счетчик электроэнергии Kamstrup обеспечивает легкую интеграцию через протоколы сбора данных DLMS/COSEM и IEC 620156-21 в качестве интерфейса системной интеграции. В этом случае гарантируется стандартизированный интерфейс между счетчиком и рядом систем сбора данных. Внешний вид данного счетчика приведен на рис. 42.

Таким образом, контроль за энергопотреблением позволяет более рационально использовать электроэнергию, что способствует ее экономии и более рациональному построению систем электроснабжения.

Глава 2.ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ФТОТЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ И ВЕТРОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

2.1. Структурные схемы и алгоритмы управления элементами ветровых и ветро-дизельных систем электроснабжения

Энергетические ветровые зоны в нашей стране расположены, в основном, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Нижней и Средней Волги, и Каспийского моря, на побережье Охотского, Баренцева, Балтийского, Черного и Азовского морей. Отдельные ветровые зоны расположены в Карелии, на Алтае, в Туве, на Байкале.

Максимальная средняя скорость ветра в этих районах приходится на осенне-зимний период – период наибольшей потребности в электроэнергии и тепле. Около 30% экономического потенциала ветроэнергетики сосредоточено на Дальнем Востоке, 14% – в Северном экономическом районе, около 16% – в Западной и Восточной Сибири.

Следует отметить, что северные территории России, наиболее привлекательные в плане ветроэнергетического потенциала, находятся в удаленных от энергосистемы районах, что не позволит строить системные ветропарки и реализовать в полной мере ветроэнергетический потенциал регионов.

Обычно электроснабжение населенных пунктов и различных хозяйственных объектов этих территорий осуществляется от автономных дизельных электростанций. Низкие технико-экономические характеристики ДЭС, работающих в таких условиях, определяют необходимость поиска более совершенных энергоустановок. Ветроэлектростанции, даже в районах с высоким ветроэнергетическим потенциалом, не способны обеспечить гарантированное электроснабжение потребителя в силу крайней изменчивости ветра. Очевидным решением проблемы является

построение автономного энергетического комплекса с двумя типами электростанций: дизельной и ветровой. Такое сочетание генерирующих установок позволяет уменьшить расход топлива и, как результат, улучшить экологические и возможно экономические показатели гибридной электростанции.

Ветро-дизельный комплекс – установка, имеющая в своем составе ветрогенератор и дизель-генератор. Также в составе ВДК могут находиться преобразователи электроэнергии, аккумуляторы и балластная нагрузка.

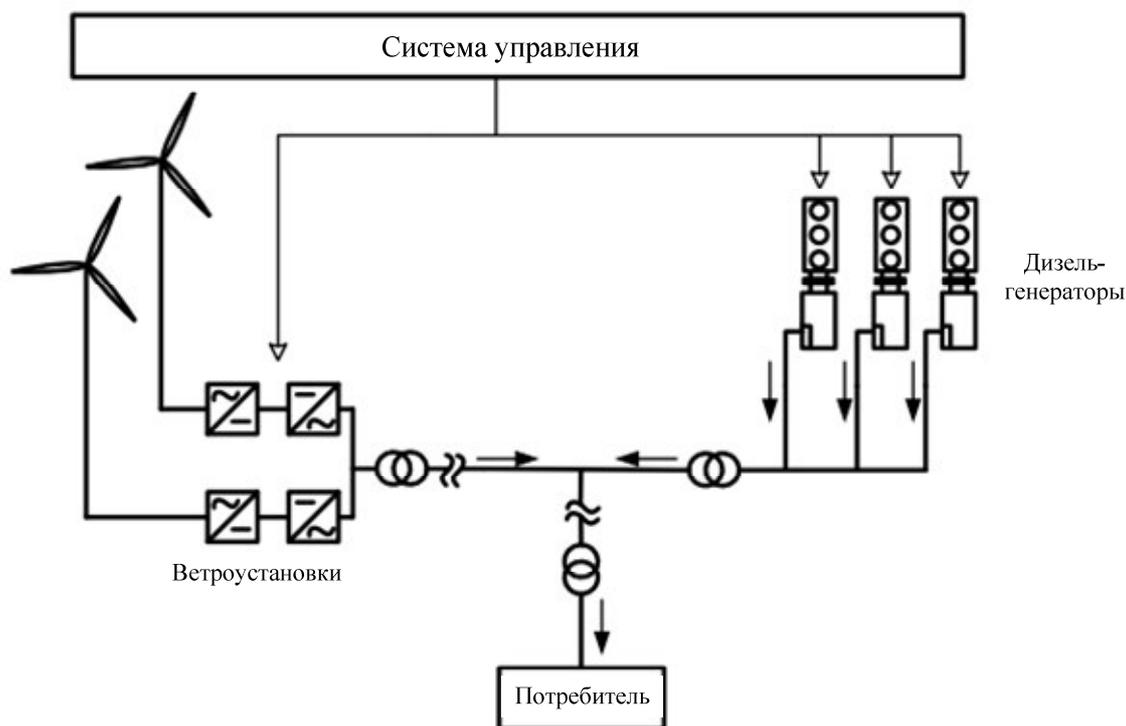


Рис. 43. Структура низкоэффективного ветро -дизельного комплекса

На мировом рынке одним из лидеров в области ветро-дизельных энергокомплексов является немецкий концерн "Enercon". Для разделения высоких единовременных затрат, сооружение ветро-дизельных комплексов по рекомендации концерна предполагается реализовывать в два этапа [18].

1) Низкоэффективный ВДК структура которого показана на рис.43. К существующим дизель-генераторам подключается от 30 до 50% проектных мощностей ветроустановок. При этом, для сохранения стабильности работы системы, мощность ветроустановок не должна быть больше 35% мощности дизель-генераторов. Ветрогенераторы и дизель-генераторы работают параллельно. Работа ветрогенераторов на локальную дизельную электрическую систему осуществляется через сетевые

инверторы. Это решение теоретически может сэкономить до 20 % топлива, потребляемого дизель-генераторами.

В случае оправдания первоначальных инвестиций и надежной работы ВДК предполагается ввод второй очереди ветроэлектростанции.

2) Высокоэффективный ветро-дизельный комплекс. В работу вводятся все запроектированные ветроустановки. При этом целесообразно строительство «ветроэнергетической составляющей», генерирующей 100–150% необходимой мощности электроэнергии. Комплекс дополняется аккумуляторными батареями и инерционными накопителями, в результате чего (при достаточной скорости ветра) дизель-генераторы можно вывести из работы. Для этого дизель-генераторы снабжаются устройствами автоматического запуска. Структура такого энергокомплекса показана на рис.44.

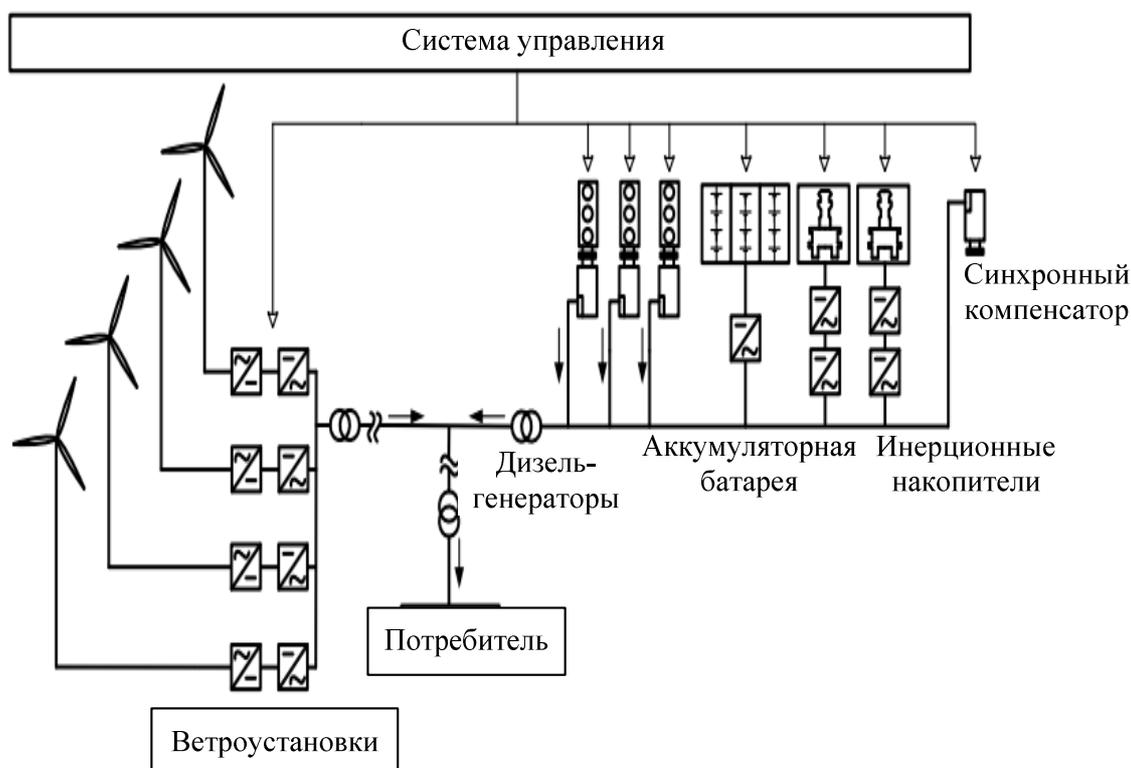


Рис.44. Структура высокоэффективного ветро-дизельного комплекса

В случае недостаточной выработки электроэнергии ветроустановками, при разряде батарей и инерционных накопителей, дизель-генераторы при помощи устройств синхронизации автоматически вводятся в работу. Избыток электроэнергии ветрогенераторов при недостаточном потреблении (например, ночью) может сбрасываться в систему нагрева воды или уличного освещения, что позволит более эффективно использовать ветроресурсы.

Ветрогенераторы в рассматриваемом ВДК могут работать автономно или совместно с другими энергоисточниками: ДЭС, накопители электроэнергии. Соответственно, инверторы ветрогенераторов должны быть автономными или гибридными. Управление всеми функциями в системе осуществляется посредством SCADA-систем, в ручном или автоматическом режиме.

Преимущества рассматриваемого ветро-дизельного комплекса: теоретическая экономия дизельного топлива до 80% и более в местах с высоким ветроэнергетическим ветроресурсом; короткие сроки монтажа за счет блочно – контейнерного исполнения.

В мировой практике ветро-дизельные комплексы строятся и эксплуатируются благодаря специальным федеральным программам развития возобновляемой энергетики, в которых ставится задача только по сокращению расхода топлива и накоплению знаний в процессе эксплуатации таких систем. Сроки окупаемости установок имеют второстепенное значение.

При всех достоинствах, ВДК имеют ряд недостатков: применение сложных интеллектуальных систем управления; отсутствие серийно выпускаемых контроллеров для ВДК; обязательное наличие высококвалифицированного обслуживающего персонала; высокая стоимость строительства (до 6800 евро за 1кВт мощности); использование аккумуляторов электроэнергии большой емкости; крайне большой срок окупаемости (до 25 лет), часто превышающий срок службы отдельных компонентов ветро-дизельной системы.

Из-за вышеперечисленных проблем ветро-дизельные комплексы не получили широкого распространения в мире. В качестве примера в таблице 7 указаны некоторые, существующие в настоящее время ВДК.

Таблица 7.

Построенные ВДК

Название населенного пункта	Страна	Мощность ДГУ (МВт)	Мощность ВЭУ (МВт)	Население (чел.)	Год построения
Mawson	Антарктика	0,48	0,6		2003
Bremer Bay	Австралия	1,28	0,6	240	2005
Cosos	Австралия	1,28	0,08	628	
Coral Bay	Австралия	2,24	0,6		2007
Denham	Австралия	2,61	1,02	600	1998
Esperance	Австралия	14	5,85		2003
Hopetoun	Австралия	1,37	0,6	350	2004
Rottnest Island	Австралия	0,64	0,6		2005

Ramea	Канада	2,78	0,4	600	2003
Dachen Island	Китай	1,3	0,15		
Cape Clear Island	Ирландия	0,07	0,06	100	
Fuerteventura	Испания	0,15	0,23		
Foula	Великобритания	0,05	0,06	31	
Rathlin Island	Великобритания	0,26	0,99		
Toksook Bay, Alaska	США	1,1	0,3	500	2006
Kasigluk, Alaska	США	1,1	0,3	500	2006
Wales, Alaska	США		0,4	160	2002
St. Paul, Alaska	США	0,3	0,68		
Kotzebue, Alaska	США	11			1999
Savoonga, Alaska	США		0,2		2008
Hooper Bay, Alaska	США		0,3		2008
п. Тикси	Россия		0,25		2007
с. Долгощелье	Россия		0,09	705	2008

На практике высокоэффективные ветро-дизельные системы часто строятся с раздельной работой ветровой и дизельной частей энергокомплекса. Упрощенная структурная схема такого комплекса показана на рис. 45.

На рисунке обозначены: ДЭС – дизельная электростанция; ППЭ – первичный преобразователь энергии ветра ВИЭ; ПН – преобразователь напряжения; ИПБ – источник бесперебойного питания; Н – нагрузка; БН – балластная нагрузка.

Алгоритм управления гибридного энергокомплекса должен формировать управляющие воздействия: питание нагрузки от ВЭС, ИПБ или ДЭС – У1; заряд аккумуляторов ИПБ – У2; разряд аккумуляторов ИПБ – У3; коммутация балластной нагрузки – У4; коммутация ДЭС – У5.

В соответствии с теорией функций алгебры логики, обозначим функцию включения электрической нагрузки на источник питания как $У1 = 1$, выключения $У1 = 0$; включение ИПБ на заряд $У2 = 1$, выключение $У2 = 0$; включение ИПБ на разряд $У3 = 1$, выключение $У3 = 0$; подключение балластной нагрузки $У4 = 1$, отключение $У4 = 0$; включение ДЭС $У5 = 1$, выключение $У5 = 0$.

Аргументами алгоритма управления являются: мощность ВЭС – X_1 и степень заряда аккумуляторной батареи – X_2 .

Если мощность ВЭС превышает текущие потребности нагрузки, то $X_1 = 1$, если нет, то $X_1 = 0$.

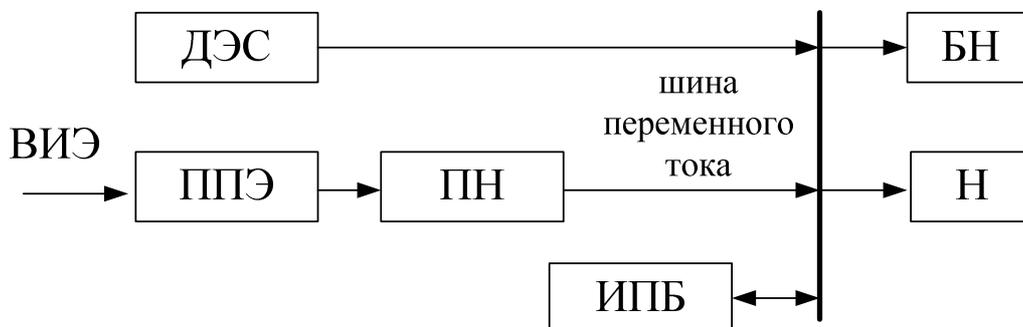


Рис. 45. Упрощенная схема ВДК с раздельной работой ВЭС и ДЭС

Если аккумуляторы ИПБ заряжены, то $X_2 = 1$, если нет, то $X_2 = 0$.

Очевидно, логические значения X_2 определяются выбранными пороговыми значениями степени заряда аккумуляторов в соответствии с их техническими характеристиками (например, допустимая величина разряда не должна превышать 30% номинальной емкости аккумулятора).

Описание алгоритма

Логика управления энергокомплексом в режиме раздельной работы может быть сведена к простым правилам.

1. Если доступная мощность ВЭС, соответствующая текущей скорости ветра, превышает потребности нагрузки, то питание нагрузки осуществляется от ВЭС, ДЭС выключена. При заряженных аккумуляторах ИПБ отключен, а балластная нагрузка подключена к ВЭС для утилизации избыточной мощности.

2. Если доступная мощность ВЭС меньше текущей мощности нагрузки, то нагрузка питается от ИПБ при заряженных аккумуляторных батареях. При разряженных аккумуляторах ВЭС отключается. Включается ДЭС для питания нагрузки и заряда аккумуляторов.

Алгоритм удобно представлять в виде функций алгебры логики, заданных в табличной форме (табл. 8).

В алгебраической форме функции представляются выражениями:

$$Y_2 = 1;$$

$$Y_2 = \bar{X}_1 \& \bar{X}_2 \vee X_1 \& \bar{X}_2 = X_2;$$

$$Y_3 = \bar{X}_1 \& X_2;$$

$$Y4 = X1 \& X2;$$

$$Y5 = \bar{X1} \& \bar{X2}.$$

Таблица 8

X1	X2	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5
0	0	1	1	0	0	1
0	1	1	0	1	0	0
1	0	1	1	0	0	0
1	1	1	0	0	1	0

Логическая схема алгоритма управления гибридным энергетическим комплексом представлена на рис. 46.

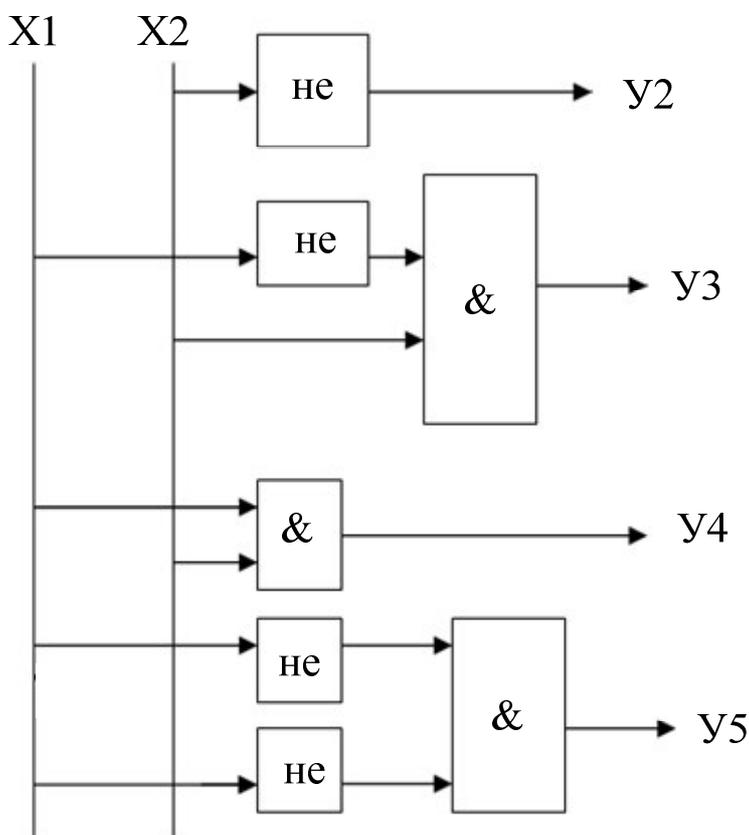


Рис.46.Логическая структура алгоритма

Полученная логическая схема позволяет строить систему управления энергетического объекта в той или иной элементной базе. Таким образом, рассмотренные подходы к логическому проектированию систем управления гибридным энергетическим объектом, являются первым этапом разработки соответствующих технических устройств.

Варианты построения и алгоритмы управления ветро-дизельных энергетических комплексов могут различаться в зависимости от ветро-

энергетического потенциала, установленной мощности гибридной электростанции, экономических характеристик силового оборудования и стоимости дизельного топлива.

2.2. Структурные схемы и алгоритмы управления системами электроснабжения с фото-дизельными электростанциями

Невысокие технико-экономические характеристики автономных дизельных систем электроснабжения возможно улучшить введением в их состав энергоустановок возобновляемой энергии, в частности фотоэлектростанций (ФЭС). Экономия топлива, большой срок службы и неприхотливость в эксплуатации ФЭС позволяют снизить тарифы на электроэнергию гибридного комплекса по сравнению с дизельной генерацией, стоимость которой в отдаленных северных поселках Сибири превышает 100 руб/кВт·ч.

Суточные и сезонные изменения инсоляции и существенно неравномерный график электропотребления объекта электрификации, обычно небольшого поселка, требует рациональных решений по выбору структуры, соотношения мощностей и алгоритмов работы автономного энергокомплекса.

Сложность процессов энергопреобразования в фото-дизельных энергоустановках автономных систем электроснабжения требует проведения исследований для оптимизации их структуры и режимов работы в различных условиях эксплуатации.

В данном разделе разрабатываются рекомендации по выбору рациональной схемы построения гибридной фото-дизельной системы электроснабжения в зависимости от широты местности на примере территории России.

Автономная система электроснабжения с фото-дизельной электростанцией малой мощности (десятки кВт) обычно питает сельское поселение с типовым графиком электропотребления [19].

Интеграция ФЭС в автономную электроэнергетическую систему возможна следующими схемными конфигурациями: отдельная работа дизельной электростанции (ДЭС) и фотоэлектростанции с накопителем электроэнергии (рис.47, а); работа ФЭС параллельно с локальной электрической сетью, образованной ДЭС (рис. 47,б); гибридный вариант, предусматривающий возможность реализации отдельной и совместной работы ФЭС и дизельной электростанции (рис. 47, в).

На рисунке 47 обозначены: ФП – фотоэлектрические панели, НЭ – накопитель электрической энергии, Н – нагрузка, U – шина переменного тока, БИ – батарейный инвертор, СИ – сетевой инвертор, ГИ – гибридный инвертор.

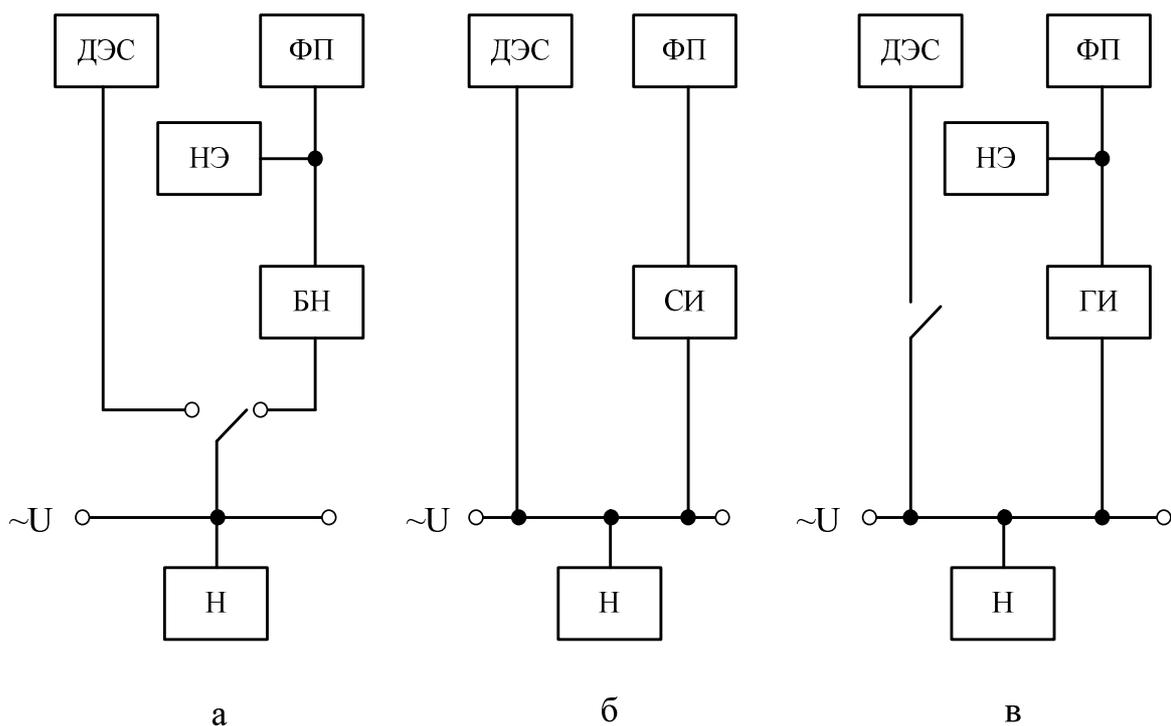


Рис.47. Схемы построения фото-дизельных систем электроснабжения

Каждая схема имеет свои достоинства и недостатки. Раздельная работа ФЭС и ДЭС (рис. 47,а) обеспечивает максимальную экономию дизельного топлива и реализуется сравнительно простыми средствами автоматизации. Установленная мощность ФЭС должна обеспечивать электроэнергией потребителей в светлое время суток, ДЭС – в темное время.

Доступная мощность ФЭС, соответствующая текущей энергетической освещенности, должна покрывать текущие энергетические потребности нагрузки и обеспечивать заряд аккумуляторов накопителя электроэнергии, поддерживая буферный режим их работы. При недостатке мощности ФЭС, обычно в утренние и вечерние часы и ее отсутствии ночью, нагрузка питается от ДЭС. Кратковременные колебания инсоляции и нагрузки компенсируются энергией аккумуляторной батареи, предотвращая ложные запуски ДЭС.

Значительные суточные и сезонные изменения солнечного излучения вызывают необходимость ограничения времени генерации ФЭС, либо увеличения ее установленной мощности. И то и другое снижает коэффициент использования установленной мощности энергетического оборудования и негативно влияет на экономические характеристики фото-дизельной системы электроснабжения. Тем не

менее, в летнее время значительную часть суток нагрузка может питаться электроэнергией от ФЭС.

Вариант параллельной работы ФЭС и ДЭС предусматривает постоянную работу ДЭС и замещение части дизельной генерации – фотоэлектрической. Достоинством данной схемы является возможность максимального использования установленной мощности фотоэлектростанции без использования накопителей электроэнергии. Недостатком является необходимость ограничения мощности сетевого инвертора ФЭС на уровне менее половины текущей мощности генерации фото-дизельного энергокомплекса. Таким образом, в дневное время, при максимальной мощности инсоляции, приходится ограничивать мощность ФЭС относительно уровня потребления электроэнергии объектом электрификации на уровне не более 30-40%. В результате уровень замещения дизельной генерации невелик, что снижает экономическую целесообразность построения таких систем.

Фото-дизельная система с гибридным инвертором позволяет более гибко сочетать достоинства и недостатки схем с батарейными и гибридными инверторами. В периоды высокого уровня инсоляции, когда ФЭС полностью обеспечивает энергетические потребности нагрузки, дизельная электростанция может отключаться. Гибридный инвертор ФЭС в этом случае работает в автономном или батарейном режиме, питая нагрузку и обмениваясь энергией с аккумуляторами накопителя электроэнергии, поддерживая буферный режим их работы.

В периоды ослабления солнечного излучения включается ДЭС. Инвертор фотоэлектростанции переводится в сетевой режим, что позволяет реализовывать режим параллельной работы фотоэлектрической и дизельной электростанций. Ограничения по соотношению мощностей генерации ДЭС и ФЭС для обеспечения устойчивой работы системы электроснабжения соответствуют варианту ранее рассмотренной схемы рис.47,б. Ограничение мощности ФЭС относительно ДЭС, в рассматриваемом случае, не обязательно приводят к снижению установленной мощности ФЭС, выбранной для обеспечения нагрузки в автономном режиме в периоды высокой инсоляции. За счет уменьшения энергии солнечного излучения мощность ФЭС снижается, способствуя достижению необходимого баланса мощностей ФЭС и ДЭС в режиме параллельной работы. В темное время суток ФЭС отключается и нагрузка питается только от ДЭС.

Выбор варианта построения фото-дизельной системы электроснабжения определяется сезонной и суточной инсоляцией и графиками электропотребления объекта электрификации. Очевидно, для

повышения эффективности использования фотоэлектрической составляющей фото-дизельного энергетического комплекса, возможно изменение алгоритма его функционирования в соответствии с сезонными изменениями инсоляции и электропотребления электрифицируемого объекта.

2.3. Влияние суточных и сезонных изменений солнечного излучения на структуру и алгоритмы взаимодействия энергетического оборудования систем электроснабжения с фотоэлектростанциями

Методика оптимизации структуры и режимов работы автономных систем электроснабжения с фото-дизельной генерацией основана на анализе их энергетических балансов.

Исходными данными для исследования являются суточные графики электропотребления и инсоляции. Потребителями электроэнергии в децентрализованных районах являются, главным образом, небольшие населенные пункты с численностью жителей до нескольких сотен человек. Объемы электропотребления поселков определяются в основном коммунальной бытовой нагрузкой, а также мелкими предприятиями по переработке местных природных ресурсов и сельскохозяйственной продукции.

Для исследования использовались типовые суточные графики коммунально-бытовой нагрузки для условий России. Следовательно, основным фактором, определяющим варианты структуры фото-дизельной системы является инсоляция на рассматриваемой территории. В качестве примера на рис.48 приведены суточные изменения энергетической освещенности горизонтальной поверхности при средних условиях облачности в населенных пунктах: Кош-Агач Алтайского края (50° северной широты) – кривая 1, Среднеколымск Якутия (67° северной широты) – кривая 2 [20]. Графики зависимости удельной мощности инсоляции Q приведены при средних условиях облачности в июне. Их вид определяется широтой местности: в более высоких широтах максимум инсоляции уменьшается, а ее продолжительность увеличивается, переходя в полярный день (Среднеколымск).

Инсоляция в зимний период на территории России значительно меньше летней, вплоть до полярной ночи на крайнем севере, что существенно ограничивает энергетические возможности ФЭС не зависимо от способа ее интеграции в автономную дизельную систему электроснабжения.

Степень равномерности графика суточной инсоляции можно оценить с помощью коэффициента заполнения – отношения средней за сутки удельной мощности излучения $P_{\text{ср}}$ к максимальной P_{max} :

$$k = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}.$$

Для рассматриваемого примера, Среднеколымск характеризуется $k=0,53$, Кош-Агач – $0,38$, что свидетельствует о более равномерной энергетической освещенности северных территорий в течение летних суток.

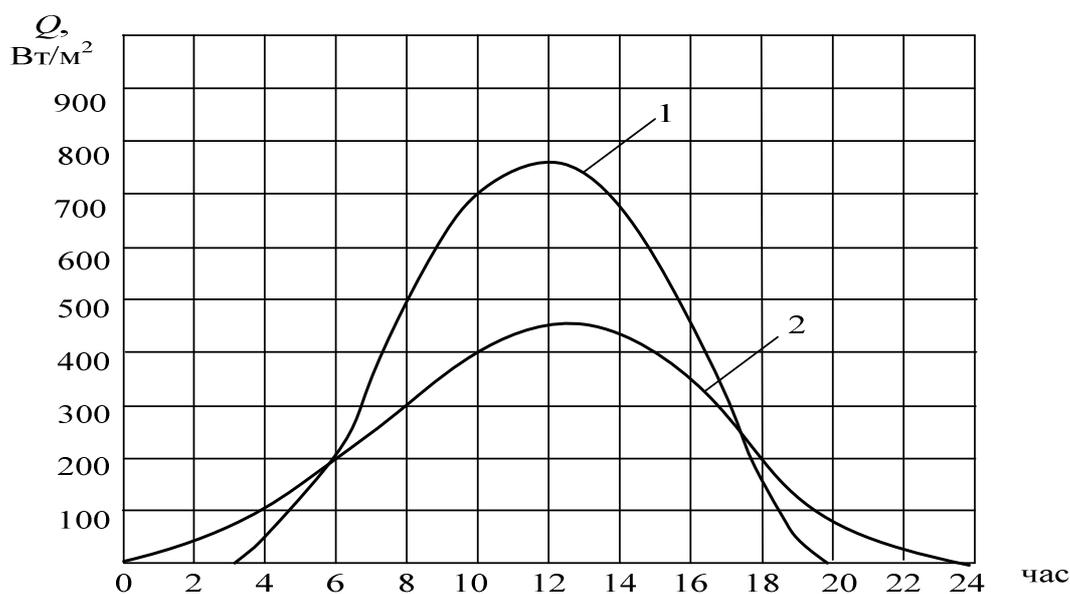


Рис. 48. Энергетическая освещенность горизонтальной поверхности (кривая 1 – Кош-Агач, кривая 2 – Среднеколымск)

Типовой график электрических нагрузок в характерные летние сутки приведен на рис.49. График построен в относительных единицах. За максимум 1 о.е. принята нагрузка вечернего максимума, средняя нагрузка равна 0,36 о.е., соответственно, коэффициент заполнения графика нагрузок равен 0,36.

Энергетический баланс автономной системы в летнее время может обеспечиваться только фотоэлектрической генерацией без использования ДЭС. В этом случае средняя мощность ФЭС должна быть не менее среднесуточной мощности электропотребления. Тогда, зная коэффициент заполнения инсоляции, можно построить рациональный суточный график выработки электроэнергии фотоэлектростанцией. В результате совместного рассмотрения графиков генерации и потребления электроэнергии можно получить

алгоритм взаимодействия фотоэлектрических преобразователей и накопителя электроэнергии в реальном времени.

P , о.е.

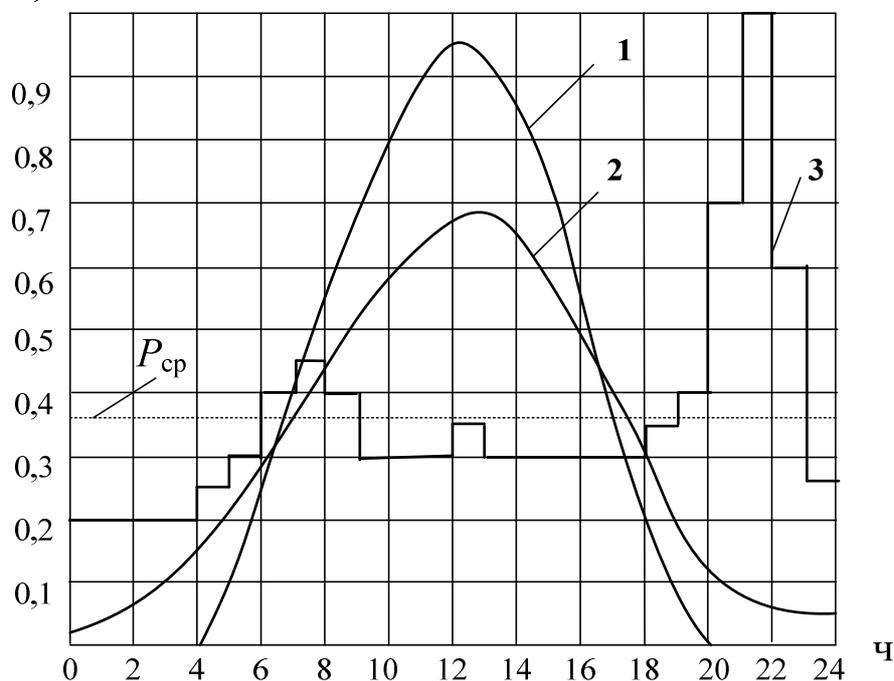


Рис.49. Типовой летний график электропотребления сельских домов и генерации ФЭС

(1 – мощность ФЭС поселка Кош-Агач; 2 – мощность ФЭС поселка Среднеколымск; 3 – мощность нагрузки)

Для рассматриваемого примера – поселка Среднеколымск $k=0,53$. Следовательно, максимум генерации фотопреобразователей, при средней нагрузке 0,36 о.е. равен 0,68 о.е. Для поселка Кош-Агач та же среднесуточная нагрузка требует максимальной мощности генерации ФЭС 0,95 о.е. (см. рис. 49).

Представленные временные распределения мощности солнечного излучения на различных географических широтах и график электропотребления позволяет сформулировать рекомендации по выбору типа фото-дизельной станции, параметров ее энергетического оборудования и рационального алгоритма взаимодействия ФЭС, НЭ и ДЭС для определенной широты местности. Для северных территорий, характеризующихся круглосуточной инсоляцией в летнее время, целесообразно использование для электроснабжения только ФЭС с батарейным инвертором и накопителем электроэнергии. ДЭС на этот сезон следует отключать. Максимум мощности ФЭС в полдень на 67° северной широты при типовом графике электропотребления должен

составлять 0,68 относительно вечернего максимума электропотребления.

Для тех же условий на 50⁰ северной широты мощность полуденной генерации ФЭС должна быть увеличена до 0,95 вечернего максимума нагрузки. Следует отметить, что за счет увеличения мощности солнечного излучения в южных районах для достижения необходимого уровня генерации электроэнергии достаточно располагать той же или меньшей установленной мощностью фотоэлектрических модулей. В частности, для рассматриваемых примеров Среднеколымска и Кош-Агач, удельная мощность полуденной инсоляции поселка Кош-Агач больше на 57%. Максимальная мощность генерации ФЭС поселка Кош-Агач должна увеличиваться на 40% по сравнению со Среднеколымском, что вполне компенсируется ростом интенсивности инсоляции.

Более равномерный летний суточный график инсоляции полярных территорий позволяет уменьшить энергообмен с накопителем электрической энергии. Для широты Среднеколымска энергетический баланс идеального аккумуляторного накопителя электроэнергии может быть представлен уравнениями (см. рис.49):

$$W_{\text{раз}} = \sum_{i=0}^8 (P_{\text{н}} - P_{\text{ф}})t_i + \sum_{i=18}^{24} (P_{\text{н}} - P_{\text{ф}})t_i -$$

разряд аккумуляторов на нагрузку;

$$W_{\text{зар}} = \sum_{i=9}^{17} (P_{\text{ф}} - P_{\text{н}})t_i -$$

заряд аккумуляторов от ФЭС.

В представленных уравнениях $P_{\text{ф}}$ и $P_{\text{н}}$ – мощности ФЭС и нагрузки на соответствующих временных отрезках t_i с интервалом в 1 час.

Обеспечение соответствия электрических параметров фотоэлектрических модулей, контроллеров заряда аккумуляторных батарей и собственно аккумуляторов достигается выбором соответствующих типов указанного оборудования и формированием конфигурации электрических схем его соединения. Пример объединения трёх блоков фотоэлектрических панелей со своими контроллерами заряда на общий блок аккумуляторных батарей показан на рис.50.

Сравнение энергетических балансов аккумуляторных накопителей электроэнергии показывает увеличение объемов энергии заряда-разряда для ФЭС поселка Кош-Агач на 40% по сравнению с поселком Среднеколымск. Таким образом, автономное электроснабжение потребителей в южных широтах ограничивает возможности накопителя энергии.

Вариант фото-дизельной системы электроснабжения с сетевым инвертором ограничивает максимальную энергию фотоэлектрической

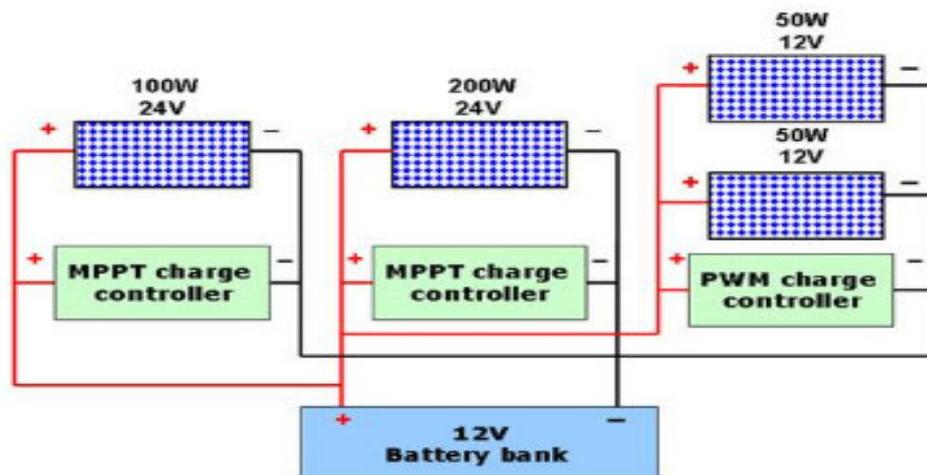


Рис. 50. Пример схемы генерации и аккумуляции фотоэлектричества

генерации уровнем менее половины дневного электропотребления, что для рассматриваемого примера Среднеколымска требует снижения установленной мощности фотоэлектрических модулей более чем в 4 раза (см. рис.49) по сравнению с возможностями батарейного инвертора. Соответственно, доля солнечной энергии в системе электроснабжения существенно снижается.

Достижение рационального энергетического баланса в фото-дизельной системе возможно при использовании гибридного инвертора, который обеспечит полное замещение дизельной генерации в периоды высокой инсоляции, а при ее снижении будет дополнять дизельную генерацию в режиме сетевого инвертора без искусственных ограничений на мощность генерации ФЭС относительно суммарной текущей мощности автономной системы электроснабжения.

Логика функционирования фото-дизельной системы электроснабжения с гибридным инвертором может быть описана с помощью функций алгебры логики. В качестве независимых переменных можно выбрать следующие величины.

1. Мощность генерации фотоэлектростанции, соответствующая инсоляции в реальном времени – X_1 . Дискретное значение $X_1 = 1$ соответствует превышению мощности ФЭС над текущим электропотреблением нагрузки. $X_1 = 0$ соответствует недостатку фотоэлектрической генерации.

2. Состояние аккумуляторной батареи: $X_2 = 1$ если она заряжена, $X_2 = 0$ если разряжена ниже установленного уровня.

Пороговые значения физических величин, соответствующие логическим дискретным значениям 0 или 1, должны выбираться с учетом технических характеристик оборудования на основании рационального энергетического баланса фото-дизельной системы электроснабжения.

Управляющие воздействия осуществляются с помощью логических функций:

$Y_1 = 1, Y_1 = 0$ включает или отключает батарейный режим работы гибридного инвертора;

$Y_2 = 1, Y_2 = 0$ включает или отключает сетевой режим работы инвертора ФЭС;

$Y_3 = 1, Y_3 = 0$ включает или отключает ДЭС;

$Y_4 = 1, Y_4 = 0$ включает аккумуляторную батарею на заряд или разряд.

Логика функционирования фото-дизельной системы электроснабжения в зависимости от изменения независимых переменных приведена в таблице 9.

Сформированный алгоритм в виде функций алгебры логики представлен формулами:

$$Y_1 = X_1 \& \bar{X}_2 \vee X_1 \& X_2 = X_1;$$

$$Y_2 = \bar{X}_1 \& \bar{X}_2 \vee \bar{X}_1 \& X_2 = \bar{X}_1;$$

$$Y_3 = \bar{X}_1 \& \bar{X}_2;$$

$$Y_4 = \bar{X}_1 \& \bar{X}_2 \vee X_1 \& \bar{X}_2 \vee X_1 \& X_2 = X_1 \vee \bar{X}_2.$$

Таблица 9

X1	X2	Y1	Y2	Y3	Y4
0	0	0	1	1	1
0	1	0	1	0	0
1	0	1	0	0	1
1	1	1	0	0	1

Таким образом, можно сформулировать принципы интеллектуального управления гибридными системами электроснабжения, которые могут служить исходной информацией для разработки схем с использованием конкретного оборудования.

Глава 3. УСЛОВИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВЕТРО-ДИЗЕЛЬНЫМИ И ФОТО-ДИЗЕЛЬНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Объекты возобновляемой энергетики в силу зависимости от природных условий, многообразных компоновок, состава, способа производства строительных работ, взаимодействия с окружающей средой, в большинстве случаев уникальны.

Выбор оптимального варианта проекта предусматривает учет многих взаимосвязанных факторов и производится посредством серии последовательных уточняющих расчетов.

К основным параметрам гибридного энергетического комплекса, подлежащим обоснованию в процессе проектирования относятся:

- ✓ оценка энергетических потребностей объекта электроснабжения;
- ✓ оценка экономического потенциала возобновляемого энергоресурса (ветра и солнечного излучения);
- ✓ конфигурация энергетического комплекса и параметры энергетического оборудования;
- ✓ установленная мощность комплекса и его составляющих;
- ✓ параметры коммуникаций.

На стадии ТЭО проекта обязательным является экономический расчет проекта и оценка его эффективности.

3.1. Методика построения гибридного энергокомплекса

Нестабильность энергетических характеристик, рассматриваемых возобновляемых энергоисточников: ветра и солнечного излучения существенно ограничивает возможности создания автономного энергоисточника только на основе солнечной или ветровой электростанции. Например, энергетический потенциал солнечного излучения летом на средних широтах территории России превышает зимнюю инсоляцию в 10 и более раз. Весьма заметно отличаются сезонные энергетические характеристики ветра.

Исходя из рациональных технико-экономических характеристик, автономная возобновляемая энергетика в чистом виде может использоваться только для электрификации объектов с небольшим электропотреблением, ориентировочно до мощности 1 кВт.

Для больших установленных мощностей рекомендуются гибридные ветро-дизельные или солнечно-дизельные энергокомплексы с различной степенью участия в генерации дизельной и возобновляемой компонент.

Состав и структура гибридного энергетического комплекса зависят от временных изменений энергетического потенциала возобновляемого энергоресурса и электропотребления объекта.

С экономической точки зрения автономный гибридный комплекс предполагает существенное увеличение стоимости энергетического оборудования при неизменных объемах производимой электроэнергии. Это приводит к ухудшению экономических показателей, например, к ограничениям возможностей снижения тарифа на электроэнергию.

Положительными особенностями являются: экономия топлива и моторесурса ДЭС, большой срок службы энергетического оборудования установок возобновляемой энергетики, повышение надежности электроснабжения, улучшение экологической обстановки.

Таким образом, задачей рационального построения гибридной системы электроснабжения является обеспечения наилучших технико-экономических показателей по сравнению с базовым – дизельным вариантом.

Алгоритм формирования гибридного энергокомплекса, в виде структурной схемы приведен на рис. 51. Исходными данными для построения энергокомплекса являются энергетические характеристики объекта электрификации: пиковая мощность и объемы потребляемой электроэнергии за каждый месяц в течение года. Характеристики электропотребления желательно анализировать за несколько лет, например, за 5-10 летний период.

Другой группой исходных данных являются энергетические характеристики ветра и солнца в районе строительства гибридного энергетического комплекса. Эти характеристики определяются на основе баз данных метеонаблюдений.

В результате анализа метеоданных определяется приоритетный для данного района вид возобновляемого энергоресурса. По энергетическим характеристикам приоритетного ВИЭ и объекта электрификации из баз данных ориентировочно выбирается энергетическое оборудование возобновляемой компоненты гибридного энергокомплекса. Определяется объем производимой «зеленой» электроэнергии и составляется месячный энергетический баланс потребляемой и производимой электроэнергии. Обычно, в разные сезоны возможен как недостаток, так и избыток «зеленой» энергии. Недостаток должен покрываться ДЭС, а избыток следует понимать, как недостаточное использование установленной мощности энергоустановок ВИЭ.



Рис.51. Структурная схема алгоритма построения гибридного энергокомплекса

На этапе анализа энергетического баланса выбирается структура энергетического комплекса и необходимая ДЭС.

Следующим этапом является определение экономических характеристик рассматриваемого варианта энергокомплекса и сравнение их с базовым вариантом – только ДЭС.

На основании экономических характеристик производится корректировка энергетического баланса, а, следовательно, оборудования возобновляемой и дизельной частей гибридной энергоустановки с целью повышения её экономической эффективности.

Таким образом, в результате анализа вариантов построения гибридного энергокомплекса выбирается рациональный вариант. Исполь-

зование оптимизационных методов позволяет найти оптимальный вариант энергокомплекса при заданных ограничениях и с учетом дискретности оборудования.

3.2. Методы оптимизации систем электроснабжения с участием возобновляемых энергоисточников

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 проводится 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;
- ✓ ветроэнергетические установки;
- ✓ солнечные электростанции;
- ✓ гибридные энергетические комплексы.

При этом, в качестве критериев оценки, применяются 3 группы показателей: технические, экономические и 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 ветроэнергетической установки критерием является среднегодовая скорость ветра на уровне ступицы ветроколеса V_{cp} (м/с); для солнечных электростанций среднемесячная дневная энергетическая освещенность E (кВт·ч/м²).

Основным критерием экономической эффективности являются приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности системы электроснабжения.

В качестве социально-экологических критериев эффективности применения различных вариантов электроснабжения могут быть приняты 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.

Вопросам моделирования и оптимизации СЭС, использующих ВИЭ, посвящено значительное количество работ. Следует отметить работы [21,22], на базе которых созданы автоматизированные оптимизационные программные комплексы. Наибольшее распространение в настоящее время имеют комплексы HOGA – Hybrid optimization by genesis algorithm (Испания), HOMER – Hybrid optimization modeling software (США), HYPORA – Hybrid power optimized for rural/ remote areas (США).

HOGA представляет собой программу моделирования и оптимизации систем электроснабжения, использующих возобновляемые энергоресурсы. Цель оптимизации состоит в минимизации суммарных затрат системы за время эксплуатации. Возможно использование в качестве целевой функции количество выбросов углекислого газа в атмосферу. При решении оптимизационной задачи используется генетический алгоритм. Математическая модель системы включает модели различных элементов: ФЭП, ВЭУ, ДЭС, АБ, микро-ГЭС, топливных элементов и др.

HOMER – программа, позволяющая решать задачи структурной оптимизации и соотношения установленных мощностей основного генерирующего оборудования. В расчетную модель входят такие элементы как ВЭУ, ФЭП, ДЭС, АБ, микро-ГЭС, топливные элементы, элементы производства и хранения водорода, балластные нагрузки. В качестве целевых функций могут выступать капиталовложения, потребление органического топлива, выбросы в атмосферу. Данный комплекс является наиболее распространенным в рассматриваемой области энергетики.

HYPORA – это программа для решения задач структурной оптимизации СЭС, использующих энергию Солнца, ветра, биомассы. В каче-

стве целевой функции рассматривается стоимость получаемой электроэнергии. Отличительной особенностью данного комплекса является возможность модифицировать базовую программу. HYPORA менее распространен по сравнению с вышеописанными комплексами.

Представленные математические модели оптимизационных комплексов реализованы с помощью различных средств компьютерного программирования: C++, MS, Excel, JAVA, и др.

Преимуществом указанных оптимизационных комплексов является возможность решения задачи выбора оптимального соотношения мощностей генерирующего оборудования различной физической природы. Представленные программные комплексы имеют удобный интерфейс для пользователя, что упрощает их использование.

К недостаткам этих комплексов можно отнести следующие.

1. Оценка ветроэнергетического потенциала по среднегодовой или среднемесячной скорости ветра при невозможности учета случайного характера этой скорости.

2. Использование в математических моделях среднемесячной солнечной радиации, характеризующейся циклическими суточными изменениями.

3. Отсутствие корреляции между параметрами окружающей среды и параметрами энергетического оборудования.

4. Отсутствие возможности выполнения электрических расчетов и учета потерь электроэнергии в системе электроснабжения.

5. Отсутствие возможности детализации капиталовложений в строительство и эксплуатацию СЭС.

6. Невозможность изменять структуру комбинированной системы электроснабжения и дополнять ее новыми элементами.

Оптимизация структуры и параметров автономных энергокомплексов с участием ВИЭ должна проводиться с учетом следующих требований.

✓ Анализ энергетического потенциала природных возобновляемых энергоресурсов выполняется с использованием данных метеонаблюдений за период не менее 10 лет.

✓ Учитываются технико-экономические показатели энергетического оборудования СЭС, технические условия эксплуатации, капитальные затраты, стоимость доставки и монтажа, эксплуатационные затраты и др.

✓ Разрабатывается алгоритм взаимодействия элементов СЭС, выраженный в виде логических условий и технико-эксплуатационных ограничений.

✓ Техничко-экономические характеристики СЭС приводятся к расчетному периоду ее эксплуатации с учетом возможной замены некоторых элементов: аккумуляторов, дизель-генераторов и др.

Процесс выбора оптимального варианта – минимального значения критерия оптимизации может осуществляться различными методами, например, методом покоординатного спуска [25]. Метод реализуется последовательным выполнением следующих действий.

Пусть нужно найти наименьшее значение целевой функции $u = f(M) = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$. Здесь через M обозначена точка n -мерного пространства с координатами x_1, x_2, \dots, x_n : $M = (x_1, x_2, \dots, x_n)$.

Выберем начальную точку $M_0 = (x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)$ и рассмотрим функцию f при фиксированных значениях всех переменных, кроме первой: $f(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)$. Тогда она превратится в функцию одной переменной x_1 . Изменяя эту переменную, будем двигаться от начальной точки $x_1 = x_1^0$ в сторону убывания функции, пока не дойдем до ее минимума при $x_1 = x_1^1$, после которого она начинает возрастать. Точку с координатами $x_1^1, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0$ обозначим через M_1 , при этом $f(M_0) \geq f(M_1)$.

Фиксируем теперь переменные: $x_1 = x_1^1, x_3 = x_3^0, \dots, x_n = x_n^0$, и рассмотрим функцию f как функцию одной переменной x_2 : $f(x_1^1, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0)$. Изменяя x_2 , будем опять двигаться от начального значения $x_2 = x_2^0$ в сторону убывания функции, пока не дойдем до минимума при $x_2 = x_2^1$. Точку с координатами $\{x_1^1, x_2^1, x_3^0, \dots, x_n^0\}$ обозначим через M_2 , при этом $f(M_1) \geq f(M_2)$.

Проведем такую же минимизацию целевой функции по переменным x_3, x_4, \dots, x_n . Дойдя до переменной x_n , снова вернемся к x_1 и продолжим процесс. Эта процедура вполне оправдывает название метода. С ее помощью строится последовательность точек M_0, M_1, M_2, \dots , которой соответствует монотонная последовательность значений функции оптимизации $f(M_0) \geq f(M_1) \geq f(M_2) \geq \dots$. Обрывая ее на некотором шаге k , можно приближенно принять значение функции $f(M_k)$ за ее наименьшее значение в рассматриваемой области.

Отметим, что данный метод сводит задачу поиска наименьшего значения функции нескольких переменных к многократному решению одномерных задач оптимизации.

3.3. Оптимизация ветро-дизельных систем электроснабжения

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

1. Среднегодовая $V_{\text{ср.год}}$ и среднемесячная $V_{\text{ср.мес}}$ скорость ветра, на уровне ступицы ветроколеса (м/с);

2. Время энергозатиший и отключения ВЭУ из-за сильного ветра на уровне ступицы ветроколеса, t , (час).

Основными техническими характеристиками любой ВЭУ являются 3 критические скорости ветра, которые определяют ее рабочий режим:

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

б) $V_{\text{ном}}$ – рабочая скорость – скорость ветра, при которой ВЭУ вырабатывает номинальную мощность;

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

Для наиболее распространенных в настоящее время ветродвигателей крыльчатой конструкции с горизонтальной осью вращения $V_{\text{min}} = 2 \div 4$ м/с.

Соответственно, на сегодняшний день, проект электроснабжения автономного объекта от ВЭУ технически возможен при выполнении условия: $V_{\text{ср.год}} > 2$ м/с.

К основным критериям экономической эффективности ветро-дизельных электростанций можно отнести приведённые годовые затраты на 1 кВт установленной мощности электростанции и стоимость 1 кВт·ч электроэнергии. Данные критерии определяются из следующих выражений:

$$Z = (P_n K + C) / P;$$

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.);

$P_n=1/T$ – нормативный коэффициент рентабельности, где T – экономический срок службы оборудования (лет);

C – общегодовые эксплуатационные 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 кВтч электроэнергии:

$$C_{\text{эл}}=(P_n \cdot K+C) / W \text{руб/кВтч};$$

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

Экономический анализ автономного электроснабжения, при существующих в России экономических условиях в этой области, может быть направлен в большинстве случаев на сокращение бюджетных дотаций. Соответственно, говорить о прибыльности производства электроэнергии в изолированных системах электроснабжения чаще всего не приходится. Нормативный коэффициент рентабельности в таких ситуациях целесообразно выбирать исходя из срока службы основного энергетического оборудования.

Возобновляемые источники энергии и интеллектуальная энергетика, при определенных условиях, позволяют улучшить технико-экономические характеристики автономных систем электроснабжения.

Учитывая, что подавляющая часть существующих систем электроснабжения включает в свой состав дизельные электростанции, возможное повышение технико-экономических показателей следует начинать с анализа режимов работы ДЭС.

Способы повышения технико-экономических характеристик ДЭС рассмотрены в разделе 1.2. Целью оптимизации состава и режимов работы ДЭС является сокращение топливной составляющей в стоимости электроэнергии. Оптимизация режимов загрузки ДЭС позволит увеличить моторесурс дизельных генераторов и, возможно, снизить их установленную мощность, что уменьшит капитальные затраты.

В результате оптимизации состава оборудования и режимов его работы возможно достижение рационального энергетического баланса в

автономной системе электроснабжения и улучшение ее технико-экономических характеристик.

Введение в состав автономной дизельной системы электроснабжения ветровых или солнечных электростанций, при определенных условиях, позволяет снизить стоимость производимой электроэнергии.

Исследование возможностей интеграции возобновляемой энергетики в автономную систему электроснабжения следует начинать с анализа энергетического потенциала возобновляемых энергоресурсов и, затем, выбора структуры ветро-дизельной или солнечно-дизельной электростанции.

Принципиально, комбинированные электростанции могут быть построены как для раздельной работы дизельной и возобновляемой частей на автономного потребителя электроэнергии, так и для их параллельной работы (см. разделы 2.1, 2.2).

Установленная мощность каждого независимого энергоисточника комбинированной электростанции должна обеспечивать возможность покрытия электрической нагрузки. Следовательно, доступная мощность каждого энергоисточника должна соответствовать максимальной мощности потребителя. Доступная мощность ДЭС обычно составляет 0,7-0,8 от ее установленной мощности. Доступная мощность ветровой или солнечной электростанций, кроме установленной мощности, определяется энергетическим потенциалом, соответственно, ветра или солнечного излучения.

Очевидно, для приближения доступной мощности ветроэлектростанции к ее установленной мощности необходимо выбирать ветрогенератор с номинальной скоростью ветра возможно более близкой к средней скорости ветра в районе предполагаемой установки ВЭС. Повышение коэффициента использования установленной мощности ветроэлектростанции улучшает ее экономические характеристики и, соответственно, технико-экономические характеристики комбинированной системы энергообеспечения. Например, по данным [24] стоимость электроэнергии ветроэлектростанции в зависимости от средней скорости ветра, при прочих равных условиях, характеризуется следующими значениями: 7,16 м/с – 4,8 цента за кВт·ч; 8,08 м/с – 3,6 цента за кВт·ч; 9,32 м/с – 2,6 цента за кВт·ч. Следует напомнить, что номинальные скорости ветра для распространенных ветрогенераторов находятся в интервале 10 – 15 м/с.

Таким образом, комбинированные ветро-дизельные электростанции с раздельной работой генерирующих установок целесообразны для районов с высоким ветроэнергетическим потенциалом, обеспечивающим большую часть выработки электроэнергии для потребителя.

С экономической точки зрения дополнение дизельной системы электроснабжения ветроэлектростанцией, рассчитанной на покрытие электрической нагрузки в течение большей части времени, требует значительных дополнительных затрат на проектирование, строительные работы и собственно на оборудование ВЭС. Это приводит к кратному увеличению общих капитальных затрат. Если учесть, что количество произведенной электроэнергии в автономной системе электроснабжения остается примерно одним и тем же, то экономические характеристики системы электроснабжения с участием ветровой генерации ухудшаются.

С другой стороны, замещение части дизельной генерации – ветровой позволяет экономить дорогостоящее топливо и, сокращая время работы дизель-генераторов, увеличивать срок их эксплуатации.

Оборудование ветроэлектростанций имеет больший срок службы по сравнению с дизельными генераторами, что так же способствует улучшению экономических показателей комбинированного энергокомплекса.

Таким образом, уменьшение нормативного коэффициента рентабельности P_n и эксплуатационных расходов ветро-дизельной электростанции способствуют улучшению ее экономических характеристик.

Очевидно, что экономическая целесообразность сооружения автономного ветро-дизельного энергокомплекса с режимами отдельной работы ветровой и дизельной частей достигается если экономия годовых эксплуатационных расходов превышает расходы на компенсацию возросших капитальных затрат.

Такие возможности в большей степени характерны для автономных дизельных систем электроснабжения с высокой стоимостью электроэнергии, определяемой прежде всего затратами на топливо.

Автономные системы с основным энергоисточником – постоянно работающей дизельной электростанцией и, подключаемой к ней на параллельную работу ветровой электростанцией, в соответствии с текущим ветроэнергетическим потенциалом, менее эффективны (см. раздел 2.1). Их экономическая целесообразность возможна только при очень дорогом дизельном топливе.

Принципиально, при значительных отличиях ветроэнергетического потенциала по сезонам года, возможно изменение алгоритма взаимодействия энергетического оборудования комбинированной электростанции. В сезоны с высоким ветровым потенциалом возможна организация режима с отдельной работой ВЭС и ДЭС. В сезоны года со слабыми ветрами более предпочтительным может оказаться режим работы ВЭС на дизельную систему электроснабжения.



Рис.52. Алгоритм оптимизации ветро-дизельной электростанции

Практическая реализация такой системы электроснабжения ограничивается необходимостью применения более сложного оборудования (например, гибридного инвертора), снижением коэффициента использования его установленной мощности и, как следствие – высокой стоимостью таких энергокомплексов.

Методику построения рационального, по технико – экономическим показателям, варианта ветро-дизельной системы электроснабжения удобно представить в виде структурной схемы, показанной на рис.52.

Исходной информацией для анализа возможных вариантов построения автономной системы электроснабжения является ветроэнергетический потенциал в районе объекта электрификации и энергетические потребности потребителя электроэнергии.

Высокий ветроэнергетический потенциал, характеризуемый среднегодовыми скоростями ветра порядка 5 м/с и более, позволяет выбирать структуру ветро-дизельной системы электроснабжения с раздельной работой составляющих генерирующего оборудования.

При меньших скоростях ветра, возможно более рациональное построение комбинированного энергокомплекса с параллельной работой ветровой и дизельной частей электростанции, при преобладании дизельной генерации.

В соответствии с выбранной структурой ветро-дизельной электростанции выбирается оборудование ветроэлектростанции: установленные мощности основных составляющих, тип инвертора, наличие и емкость накопителя электроэнергии.

Структура и состав ДЭС определяется энергетическими потребностями объекта, рекомендациями по обеспечению энергоэффективных режимов работы дизель-генераторов (см. разделы 1.2, 2.1) и практически не зависит от ветровой электростанции.

Следует отметить, что приведенные рекомендации по выбору структуры ветро-дизельной электростанции в зависимости от средней скорости ветра могут корректироваться по достигаемым экономическим показателям проекта.

Экономические показатели автономной ветро-дизельной системы электроснабжения определяются общими капиталовложениями в ее создание, эксплуатационными расходами на ее функционирование и объемом произведенной и отправленной потребителю электроэнергии.

Капитальные вложения включают затраты на оборудование, проектные и строительно-монтажные работы. Следует учесть, что все составляющие капиталовложений в ветровые электростанции существенно превышают затраты на строительство ветро-дизельных электростанций.

Эксплуатационные расходы для ветроэлектростанции за счет отсутствия топливной составляющей, отсутствия оперативного персонала и большего срока службы энергетического оборудования значительно меньше чем для ДЭС.

Собственно, процесс нахождения оптимального варианта ветро-дизельной системы электроснабжения может осуществляться путем нахождения минимума себестоимости производимой электроэнергии. Целевую функцию оптимизации, в таком случае, следует определить как $C_{эл} \Rightarrow \min$.

В качестве исходной информации следует учесть неизменность ветроэнергетического потенциала и электропотребления объекта. Установленная мощность ДЭС также неизменна, поскольку определяется максимальной мощностью нагрузки. Стоимость дизельного топлива остается неизменной или прогнозируется ее изменение на основании изменения цены в предыдущие годы.

Таким образом, оптимизация ветро-дизельной электростанции может быть сведена к одномерной задаче с независимой переменной – установленная мощность ветроэлектростанции.

Выбор начального значения установленной мощности ВЭС осуществляется с учетом структуры комбинированной электростанции и алгоритма взаимодействия ветровой и дизельной частей. При раздельной работе генерирующих энергоустановок ограничения на соотношение мощностей ДЭС и ВЭС практически отсутствуют. При совместной работе ветровых и дизельных генераторов, ведущим энергоисточником обычно является ДЭС. Доступная мощность ВЭС в таком режиме работы не должна превышать 30 – 40% генерируемой мощности дизельной электростанции.

Исходя из приведенных рекомендаций, следует выбрать начальный вариант установленной мощности ветроэлектростанции и подсчитать стоимость электроэнергии $C_{эл.1}$.

Далее, в соответствии с методом покоординатного спуска, следует изменить величину переменной оптимизации – установленной мощности ВЭС с учетом имеющегося ряда мощностей ветрогенераторов с подходящими характеристиками и найти новое значение $C_{эл.2}$.

В зависимости от знака разности $C_{эл.1} - C_{эл.2}$ следует скорректировать направление движения к точке минимума $C_{эл.}$ и продолжить процесс расчета вариантов подбора энергетического оборудования комбинированной электростанции.

3.4. Оптимизация фото-дизельных систем электроснабжения

Критериями экономической эффективности фото-дизельных систем электроснабжения, как и для рассмотренных выше ветро-дизельных систем, являются приведенные затраты на 1 кВт установленной мощности электростанции и стоимость 1 кВтч электроэнергии.

Возможности интеграции фотоэлектростанции в автономную, обычно дизельную, систему электроснабжения определяются временной зависимостью мощности солнечного излучения в течение суток и суточным графиком электропотребления объекта электрификации и при условии минимизации критериев экономической эффективности.

Особенности солнечного излучения: суточный ход и его зависимость от сезона года и широты местности, позволяют достаточно точно

прогнозировать мощность инсоляции в любой момент времени и, соответственно, энергию за рассматриваемый временной интервал, например, за сутки. Многолетние данные метеонаблюдений [20] позволяют учитывать энергетический потенциал солнечного излучения с учетом облачности и ориентации фотоприемника в пространстве.

Таким образом, энергия солнечного излучения более предсказуема, чем ветровая и однозначно коррелируется с сезонами года и широтой местности. Суточные изменения инсоляции существенно зависят от сезона года. Для северного полушария минимальная энергия солнечного излучения характерна для зимних месяцев, максимальная – для летних. В этих условиях фото-дизельная электростанция должна обеспечивать электроснабжение объекта зимой в основном от дизельной составляющей комбинированной электростанции. Летом роль фотоэлектростанции возрастает, что позволяет, при соответствующих условиях, отключать часть или все дизель-генераторы.

Годовые и суточные изменения условий работы фото-дизельной электростанции приводят к изменению режимов работы ее дизельной и фотоэлектрической составляющих, что может сопровождаться изменением конфигурации комбинированной электростанции.

Варианты построения фото-дизельной системы электроснабжения рассмотрены в разделе 2.2. Структурные схемы основных вариантов комбинированной электростанции приведены на рис.42. Каждый из вариантов имеет свои достоинства и недостатки. Станции, позволяющие производить большие объемы фотоэлектричества относительно дизельной составляющей (варианты с отдельной работой ФЭС и ДЭС и станция с гибридным инвертором) характеризуются большей стоимостью оборудования за счет накопителя электроэнергии, более дорогих инверторов и других элементов интеллектуальной генерирующей системы.

Более простые по алгоритму функционирования и составу оборудования системы с параллельной работой ФЭС и ДЭС дешевле, но производят меньше «зеленой» электроэнергии в суммарной выработке комбинированной электростанции.

Для получения обоснованной информации о технико-экономических характеристиках фото-дизельной системы электроснабжения и, соответственно, целесообразности ее построения для конкретного объекта необходим сравнительный анализ возможных вариантов конфигурации системы.

В силу значительных изменений инсоляции и электропотребления по сезонам года, анализ производится для каждого сезона: лето, зима, весна, осень. Обычно фотоэлектрическая составляющая энергии максимальна летом, поэтому летний сезон является приоритетным для фор-

мирования оптимальных энергетических характеристик комбинированной электростанции. Зимой энергообеспечение объекта осуществляется от ДЭС при минимальном участии ФЭС. Осень и весна являются переходными сезонами, позволяющими использовать солнечную энергию и повышать энергоэффективность комбинированной системы электроснабжения.

Суточный ход инсоляции определяет целесообразность расчета суточного энергетического баланса фото-дизельной системы электроснабжения. Для этого используются сезонные суточные графики электропотребления и определяются характерные для каждого сезона графики суточной инсоляции. Характерные графики суточной инсоляции строятся по данным метеонаблюдений, например, для середины каждого месяца сезона года.

Сопоставление графиков мощности инсоляции и электропотребления позволяет определить энергетический баланс комбинированной системы электроснабжения для возможных вариантов построения фото-дизельной электростанции. По полученным суточным энергетическим балансам для каждого сезона года определяются оптимальные значения установленной мощности ФЭС и ДЭС для каждого варианта структуры комбинированной электростанции и емкости накопительных устройств. Описание этих действий приведено в разделе 2.3.

Суточные энергетические характеристики комбинированной системы электроснабжения позволяют определить объемы электроэнергии и их распределение между ФЭС и ДЭС для каждого сезона и в целом за год. Известные технико-экономические характеристики выбранного оборудования и выработка электроэнергии позволяют провести минимизацию оптимизационных критериев – стоимости единицы установленной мощности и единицы выработанной электроэнергии для рассматриваемых вариантов построения фото-дизельной системы электроснабжения. Сравнение полученных значений критериев оптимизации позволяет выбрать структуру и режимы работы фото-дизельной системы электроснабжения с наилучшими для рассматриваемых условий технико-экономическими характеристиками.

Структура определения минимального по стоимости генерируемой электроэнергии варианта построения автономной системы электроснабжения на базе ДЭС и ФЭС приведена на рис.53.



Рис. 53. Оптимизация фото-дизельных систем электроснабжения

Рассматриваются возможные варианты построения комбинированной электростанции, обозначенные на рисунке цифрами 1,2,3,4. Вариант 1 предусматривает построение дизельной системы электроснабжения. Вариант 2 – комбинированная система с постоянно работающей ДЭС и параллельным подключением к дизельной системе электроснабжения фотоэлектростанции через сетевой инвертор. Вариант 3 – комбинированная система с раздельной работой ДЭС и ФЭС, питающей нагрузку через автономный инвертор. Вариант 4 – использование в составе ФЭС гибридного инвертора, что позволяет реализовывать режимы по вариантам 2 и 3.

Построение дизельной системы электроснабжения целесообразно оптимизировать по минимуму стоимости электроэнергии. Процесс минимизации осуществляется выбором количества, установленных мощностей и режимов работы дизельных генераторов в соответствии с гра-

фиком электропотребления объекта электрификации. Минимальная для конкретного объекта стоимость электроэнергии ДЭС является базовой величиной, подлежащей снижению путем интеграции ДЭС с фотоэлектростанцией. Комбинированная система электроснабжения, позволяющая улучшить технико-экономические показатели дизельной системы, является перспективной для внедрения.

Один из наиболее распространенных на практике вариантов построения фото-дизельных электростанций предусматривает параллельную работу ФЭС на дизельную систему электроснабжения через сетевой инвертор (вариант 2). Оптимизация такой системы возможна подбором установленной мощности ФЭС с учетом сезонных изменений режимов работы системы и условий параллельной работы сетевого инвертора ФЭС на дизельную систему электроснабжения ограниченной мощности.

Более эффективный вариант (3) фото-дизельной системы предусматривает возможность раздельной работы дизельной и фотоэлектрической составляющих комбинированной электростанции. ФЭС в рассматриваемом варианте питает потребителя через автономный инвертор. Для демпфирования изменений режимов ФЭС в состав энергоустановки включается накопительное устройство. Параметрами оптимизации данного варианта энергосистемы являются установленная мощность ФЭС и емкость аккумуляторов накопительного устройства.

Применение гибридных инверторов (вариант 4) позволяет использовать как сетевой, так и автономный (батареиный) режимы работы ФЭС. Это позволяет добиться большей выработки фотоэлектричества. Параметрами оптимизации в данном варианте комбинированной системы электроснабжения являются установленная мощность ФЭС и емкость накопительных устройств, при соответствующих ограничениях технического и экономического характера.

3.5. Нормативная база возобновляемой энергетики в России

Основу для разработки и принятия существующей нормативно-правовой базы отрасли положили изменения в ФЗ №35 «Об электроэнергетике», принятые 04.11.2007, согласно которым были определены основные меры поддержки объектов ВИЭ. В зависимости от установленной мощности объектов ВИЭ, механизмы их поддержки имеют различный характер.

Для сетевых электростанций с установленной мощностью более 5 мВт предусматривается возможность продажи мощности на оптовом

рынке по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов ВИЭ.

На розничном рынке сетевые компании обязаны покупать электроэнергию квалифицированных генерирующих объектов ВИЭ по регулируемым тарифам.

Закон предусматривает компенсацию технологического присоединения к электрическим сетям квалифицированных генерирующих объектов ВИЭ мощностью до 25 мВт из федерального бюджета.

Для изолированных энергосистем предусмотрены следующие меры поддержки:

- ✓ установление долгосрочных тарифов на покупку электроэнергии от объектов ВИЭ на период окупаемости;
- ✓ включение проектов ВИЭ в федеральные и региональные программы;
- ✓ обеспечение приоритетной загрузки генерирующих объектов ВИЭ в системе оперативно-диспетчерского управления.

Основным условием получения поддержки является квалификация объектов ВИЭ. Принципы и критерии квалификации закреплены в Постановлении Правительства Российской Федерации от 03.06.2008 № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии». Постановлением устанавливается перечень критериев для квалификации генерирующих объектов. Последние изменения, касающиеся порядка квалификации генерирующих объектов ВИЭ, были внесены в феврале 2014 г. Постановлением Правительства №116. Кроме того, 17 февраля 2014 г. было принято Постановление Правительства РФ №117 «О некоторых вопросах, связанных с сертификацией объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах».

В феврале 2015 года вступило в силу Постановление Правительства РФ от 23.01.2015 года № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии». Цель поправок - стимулировать использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на розничных рынках электроэнергии. Меры поддержки предусмотрены для генерирующих объектов на основе энергии ветра, солнца, воды, биомассы, биогаза и свалочного газа.

Разработанный Министерством Энергетики РФ совместно с НП «Совет Рынка» пакет документов по поддержке ВИЭ на розничных рынках предполагает следующие меры.

✓ Установление обязательного требования – включение объектов ВИЭ в схему перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации. Включение объектов ВИЭ в схему и программу перспективного развития электроэнергетики региона осуществляется на конкурсной основе, исходя из критерия минимизации роста цен на электрическую энергию для конечных потребителей.

✓ Определение ежегодного уровня компенсационных потерь, которые сетевые компании обязаны приобретать у генерирующих объектов ВИЭ, не должен превышать 5 процентов от совокупного прогнозного объема потерь в регионе.

✓ Определение срока установления тарифов на электрическую энергию (мощность), произведенную на генерирующем объекте ВИЭ – на период равный сроку возврата инвестированного капитала – 15 лет.

✓ При установлении тарифов органами тарифного регулирования должны быть учтены: размер инвестированного капитала, в том числе расходы на проектно-изыскательские работы и технологическое присоединение к электрическим сетям; размер эксплуатационных затрат; уровень доходности инвестированного капитала – 14% (до 1 января 2017 года), 12% (после 1 января 2017 года).

✓ Установление предельных капитальных и эксплуатационных затрат на производство электрической энергии квалифицированными генерирующими объектами ВИЭ для продажи сетевым компаниям.

✓ Для изолированных энергосистем предельные капитальные и эксплуатационные затраты на производство электрической энергии квалифицированными генерирующими объектами ВИЭ не устанавливаются.

✓ Введение требований по локализации оборудования для проектов розничного рынка по аналогии с требованиями оптового рынка для объектов, вводимых в эксплуатацию с 1 января 2017 года.

Функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере возобновляемых источников энергии возложены на Министерство энергетики РФ. Департамент государственной энергетической политики Министерства энергетики РФ осуществляет государственное регулирование отрасли и вырабатывает стратегию по стимулированию использования ВИЭ.

Функции по контролю достижения уровня локализации возложены на Министерство промышленности и торговли РФ в лице Департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Министерство экономического развития РФ отвечает за сопровождение принимаемых в отрасли решений и их влияние на макроэкономическую ситуацию в стране. Основными направлениями деятельности Департамента госу-

дарственного регулирования тарифов, инфраструктурных реформ и энергоэффективности являются: повышение энергетической эффективности и тарифно-ценовая политика.

Важнейшим инструментом государственного управления и стимулирования развития энергетической отрасли является система государственного технического регулирования, отвечающая современным мировым требованиям и нормам.

Система технического регулирования в России начала формироваться с принятием Федерального Закона Российской Федерации от 27 декабря 2002 года №184-ФЗ «О техническом регулировании». Указом Президента Российской Федерации №649 от 20 мая 2004 года «Вопросы структуры федеральных органов исполнительной власти» создано Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (находится в ведении Министерства промышленности и торговли Российской Федерации). Система технического регулирования призвана обеспечить интересы и требования государства в продвижении товаров и услуг, стимулирование экономического развития, защиты жизни и здоровья граждан, окружающей среды, материальных ценностей, достижения энергоэффективности и ресурсосбережения. Техническое регулирование осуществляется в трех направлениях:

- техническое законодательство, включающее разработку и принятие технических регламентов – основных нормативно-правовых документов системы технического регулирования в статусе акта высшей юридической силы;

- стандартизация – разработка нормативных, методических и других документов добровольного применения для упорядочения в сферах производства и обращения продукции;

- проверка соответствия, проводимая в различных формах - подтверждение соответствия, аккредитация, испытания, лицензирование, государственный контроль и т.д.

В соответствии с ФЗ «О техническом регулировании» национальные стандарты создаются для поддержания технических регламентов – основных нормативных правовых документов технического законодательства, представляющих собой Федеральные Законы обязательного исполнения. Технический регламент должен как основной нормативный правовой документ дополнить и объединить в единую схему технического регулирования все разрабатываемые стандарты.

В настоящее время в Российской Федерации нет технического регламента по ВИЭ. Но с увеличением количества действующих национальных стандартов в этой области (на сегодня в РФ действуют 87 национальных стандартов по разным направлениям ВИЭ) встает вопрос

об их систематизации. С этой точки зрения актуальной задачей становится разработка и принятие технического регламента о безопасности энергетики на ВИЭ.

Вопросы для самопроверки

1. Актуальность интеллектуальных технологий в возобновляемой энергетике.
2. Интеллектуальные способы увеличения производительности фотоэлектростанций.
3. Интеллектуальные способы увеличения производительности ветроэлектростанций.
4. Способы повышения экономичности дизельных электростанций.
5. Интеллектуальные способы управления аккумуляторными накопителями электроэнергии.
6. Законодательное регулирование электропотребления.
7. Технические способы регулирования электропотребления.
8. Структурные схемы ветро-дизельных систем электроснабжения.
9. Интеллектуальные алгоритмы управления режимами работы ветро-дизельных систем электроснабжения.
10. Структурные схемы фото-дизельных систем электроснабжения.
11. Интеллектуальные алгоритмы управления фото-дизельных систем электроснабжения.
12. Влияние суточных и сезонных изменений солнечного излучения на структуру и алгоритмы управления фото-дизельных электростанций.
13. Условия экономической эффективности систем электроснабжения с ветро-дизельными и фото-дизельными электростанциями.
14. Критерии и факторы оптимизации систем электроснабжения с возобновляемыми энергоисточниками.
15. Оптимизация ветро-дизельных систем электроснабжения.
16. Оптимизация фото-дизельной системы электроснабжения.
17. Нормативно-правовая база возобновляемой энергетики в России.

Список литературы

1. www.smartgrid.gov
2. Шкрадюк И.Э. Тенденции развития возобновляемых источников энергии в России и мире. – М.: WWFRоссии, 2010. – 88 с.
3. Пученкин А.В., Титов В.Г., Ходыкина И.В. Анализ алгоритмов управления регулятором точки максимальной мощности для солнечных батарей
[//http://ivdon.ru/uploads/article/pdf/IVD_6_puchenkin.pdf_2020.pdf](http://ivdon.ru/uploads/article/pdf/IVD_6_puchenkin.pdf_2020.pdf)
4. Степанов С.Ф., Павленко И.М., Ербаев Е.Т. Обеспечение эффективной работы мультимодульной ветроэлектростанции при изменении скорости ветра и нагрузки // Современные проблемы науки и образования. – 2013.– № 6.
URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=11407>
5. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года
[//http://media.rspp.ru/document/lc/e/ceef7d9d4df403f7f8f3bd217d7285.pdf](http://media.rspp.ru/document/lc/e/ceef7d9d4df403f7f8f3bd217d7285.pdf)
6. Нормы технологического проектирования дизельных электростанций // Утверждены Минэнерго СССР. Протокол от 19 июля 1990 г. №38.
7. ГОСТ 13822-82 Электроагрегаты и передвижные электростанции. Общие технические условия.
8. ГОСТ 23377-84 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования
9. ООО «Энерго-Статус» [//http://energo-status.ru](http://energo-status.ru).
10. ООО «Промышленные силовые машины» [//http://www.powerunit.ru](http://www.powerunit.ru)
11. ГОСТ 20439-87 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Требования к надежности и методы контроля
12. Надежность электроэнергетических систем. Справочник/ под редакцией М.Н.Розанова. том 2. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 564 с.
13. Справочник по проектированию электрических сетей / под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.:Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
14. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шутов Е.А., Парников Н.М. Оптимизация числа и мощности дизель-генераторов автономной дизельной электростанции // «Промышленная энергетика». – 2009 – №11. – С.27-33.
15. Лукутин Б.В., Климова Г.Н., Обухов С.Г., Шутов Е.А., Парников Н.М. Формирование энергоэффективных режимов дизельной электростанции

- тростанции инверторного типа // «Известия вузов Электромеханика».– 2009. – № 6. –С.80-83.
16. Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации. Приказ от 4 октября 2005 года N 268. «Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных».
 17. Социальные нормы потребления электроэнергии //portal-energo.ru
 18. Бытовые счетчики электроэнергии // <https://www.kamstrup.com/ru>
 19. Ограничитель мощности OM-110 //www.zametkielectrika.ru
 20. Строительство ветро-дизельных комплексов // www.energybalance.ru/stroitelstvo-vectric.retrodizelnich.../vse-stranitsi.htm
 21. <http://www.online-elu/dbase/graph24.php?&dbstart=30&dbstep=30>
 22. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные – Санкт-Петербург.:Гидрометеиздат, 1993.
 23. Rodolfo Dufo-Lopez, Jose L. Bernal-Agustin, Jose M. Yusta-Loyo, Jose A. Dominguez-Navarro, Ignacio J. Ramirez-Rosado, Juan Lujano, Ismael Aso. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage // Applied Energy. 2011. V. 88. P. 4033–4041.
 24. Minna Ranjeva, Anil K. Kulkarni. Design Optimization of a Hybrid, Small, Decentralized Power Plant for Remote/Rural Areas // Energy Procedia. 2012. V. 20. P. 258 – 270.
 25. school-sector.relarn.ru/dckt/projects/optim/pocspusc.htm
 26. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Ветроэнергетика>.

Приложение

Примеры объектов электрификации

1.Посёлок Кимоваара, Муезерский район РК (63,5 град. с.ш.,31,5 град. в.д.)

Общие сведения

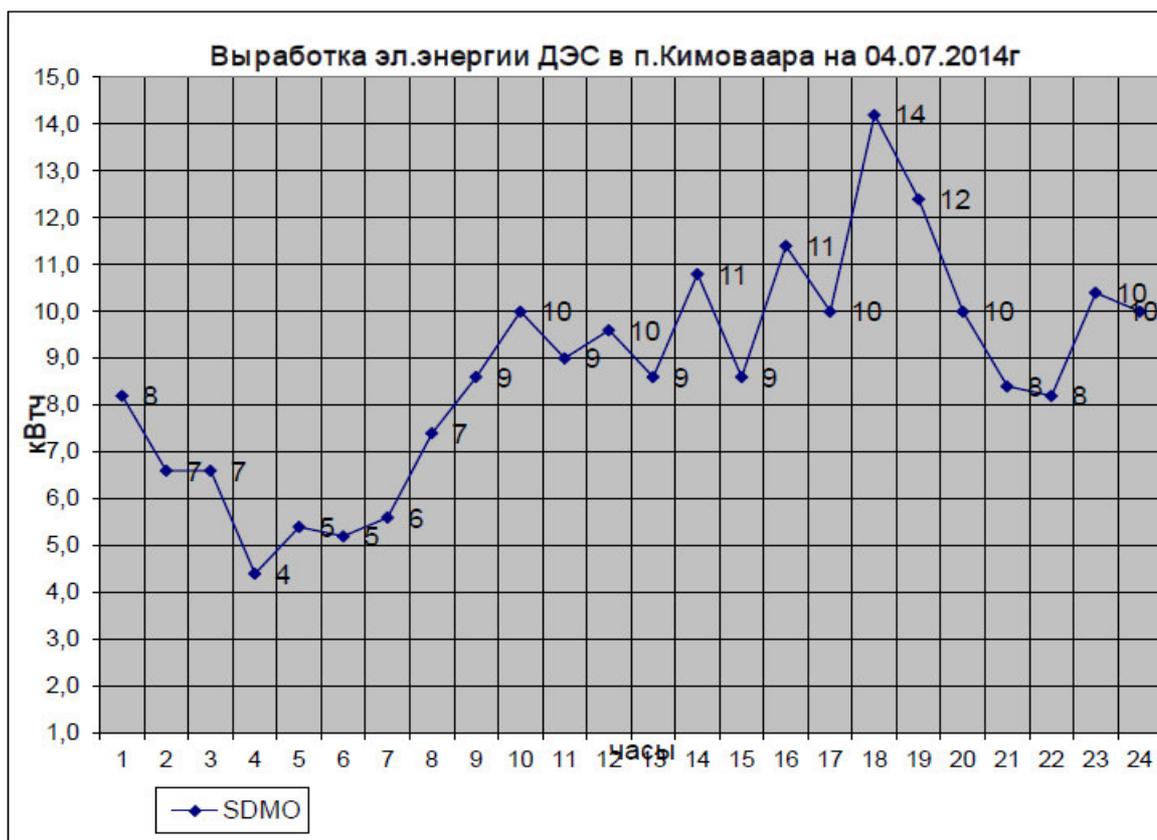
Электроснабжение в поселке Кимоваара осуществляется круглосуточно.

Существующая ДЭС состоит из 4-ех ДГУ суммарной мощностью 138 кВт (включая резерв), при этом постоянно работает только одна ДГУ - АКSA AJD 45 мощность 32 кВт, а остальные используются как резерв.

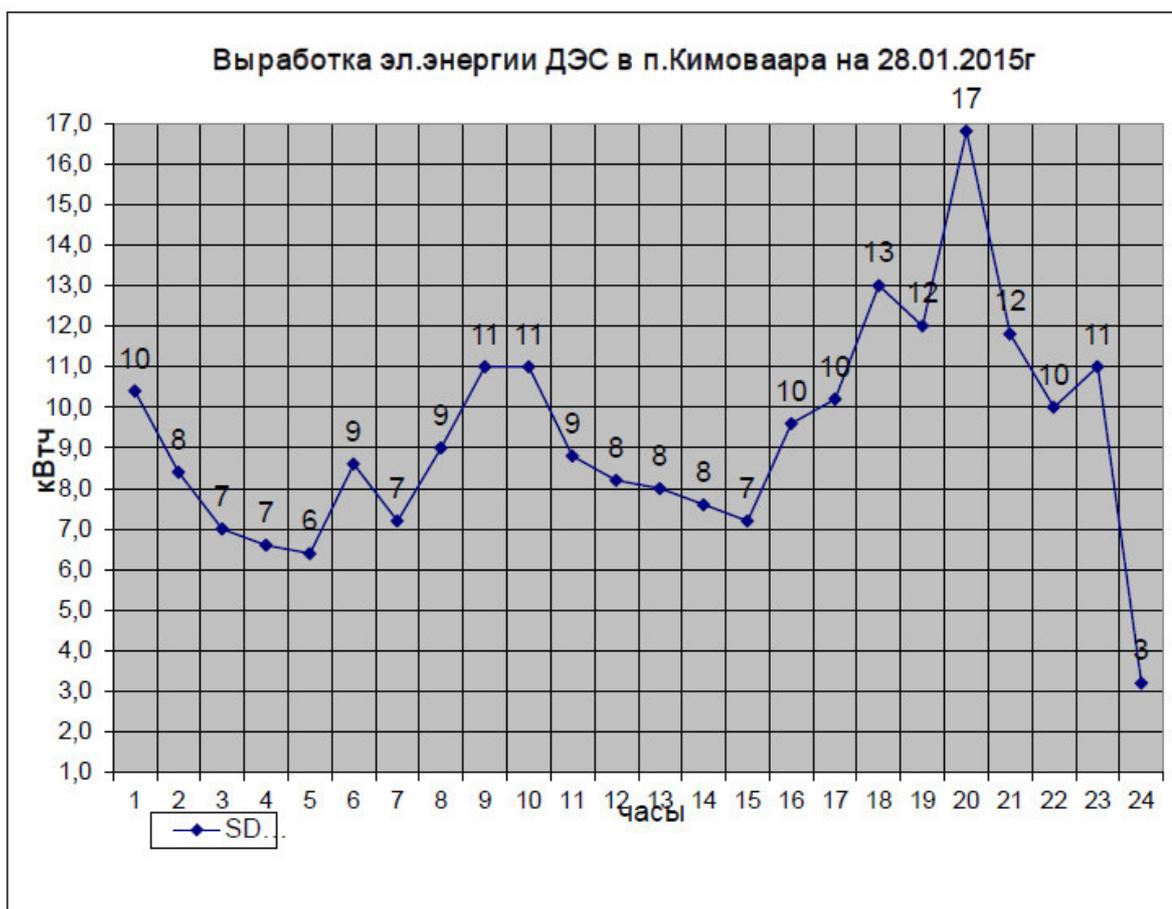
Реализация электроэнергии в течение года.

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
кВтч	6760	5402	4988	4510	5804	5808	5423	7592	6766	6574	5966	4403

Летний график электрических нагрузок



Зимний график электрических нагрузок



Тарифы и цены в регионе (по всем поселкам):

Плата за электрическую энергию, руб./кВт ч:

Одноставочный тариф: 1 полугодие 2015 г = 30,69 руб., 2 полугодие 2015 г. = 32,70 руб.

Цена на дизельное топливо, без НДС (по всем поселкам):

Стоимость 1 кг– 35,51 руб. (без НДС) + доставка – 2,53 руб./кг (без НДС);

Удельный расход средний – 0,36 кг/кВтч.

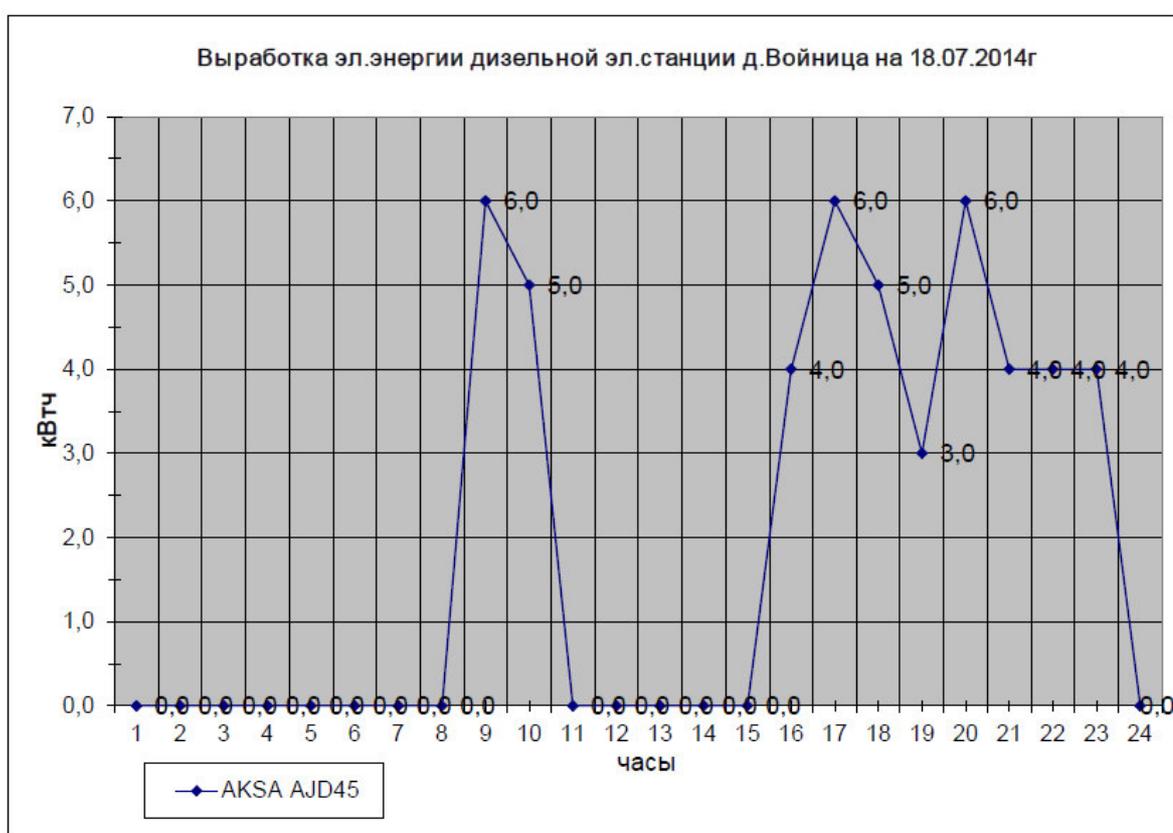
2.Посёлок Войница, Калевальский район РК (65,15 град. с.ш.,30,3 град.в.д.)

Общие сведения

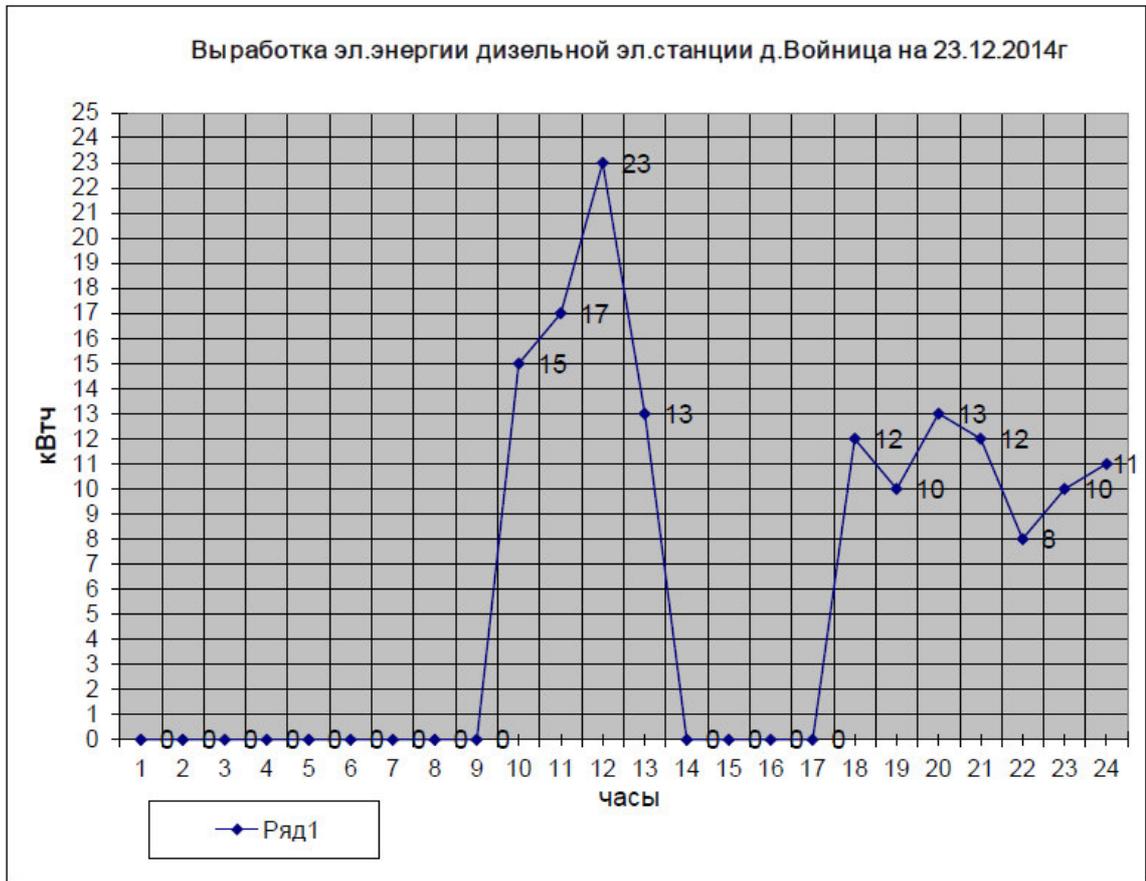
Электроснабжение в поселке Войница осуществляется **утром и вечером** по определенному графику.

ДЭС п. Войница состоит из 2-ух ДГУ суммарной мощностью 64 кВт, при этом постоянно работает одна ДГУ - АКСА АЖД 45 мощностью 32 кВт, а вторая ДГУ используется как резерв.

Летний график электрических нагрузок



Зимний график электрических нагрузок



Ежемесячный отпуск электроэнергии 2014 г.

	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сент	окт	ноя	дек
кВтч	2478	1788	1582	998	1599	1254	1152	1301	1524	2176	2754	2161
ч												

3.Поселок Вождозеро, Сегежский район РК(63,3град. с.ш.,35,8 град в.д.).

Общие сведения

Электроснабжение в поселке Вождозеро осуществляется утром и вечером по определенному графику.

ДЭС состоит из ДГУ мощностью 12 кВт для покрытия средних показателей потребления и для кратковременных пиковых нагрузок за счёт запаса мощности.

Летний график электрических нагрузок

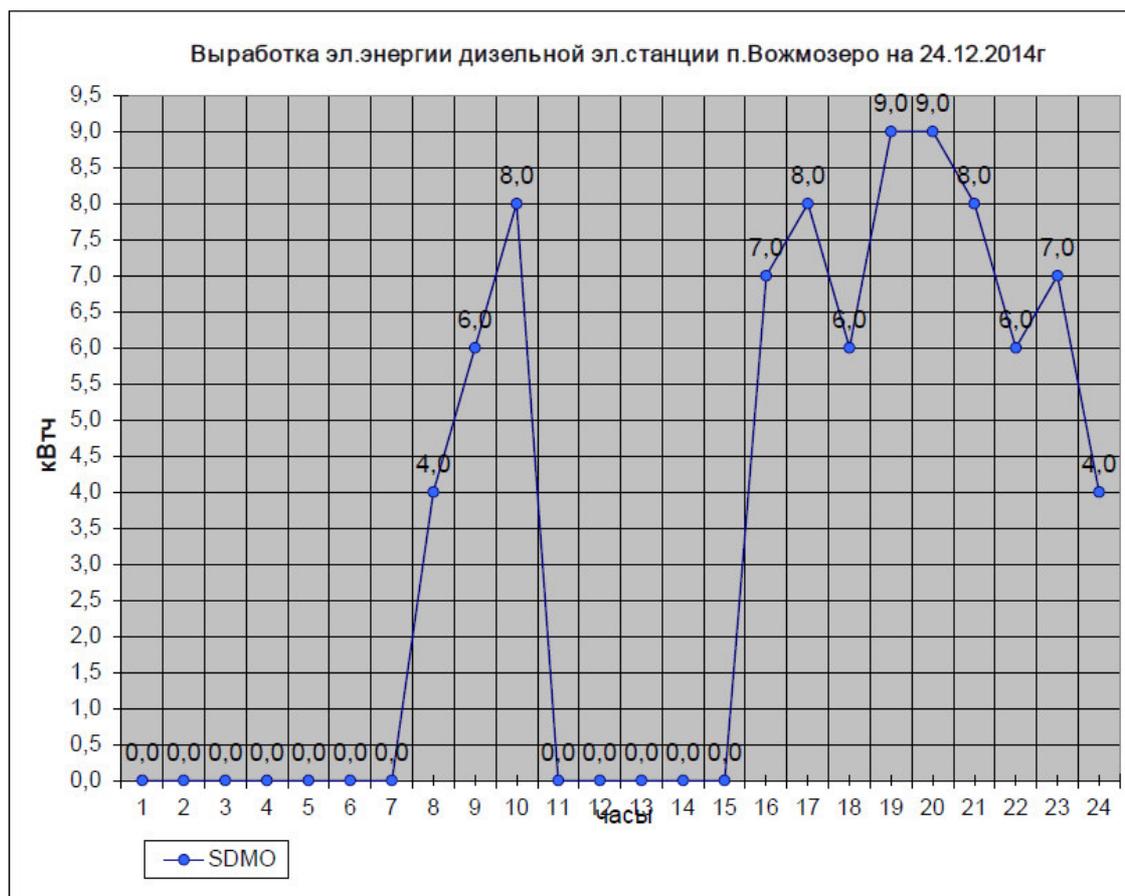


Помесячная реализация электроэнергии за 2014 г. (кВтч)

Янв февр март апр май июнь июль авг сент окт нояб декаб

1095 1038 903 838 940 620 624 589 899 922 1114 1161

Зимний график электрических нагрузок



4,5.Поселки Линдозеро (62,5 град.с.ш., 33,25 град,в.д.) и Юстозеро (62,7 град. с.ш., 33,5 град. в.д.), Кондопожский район РК.

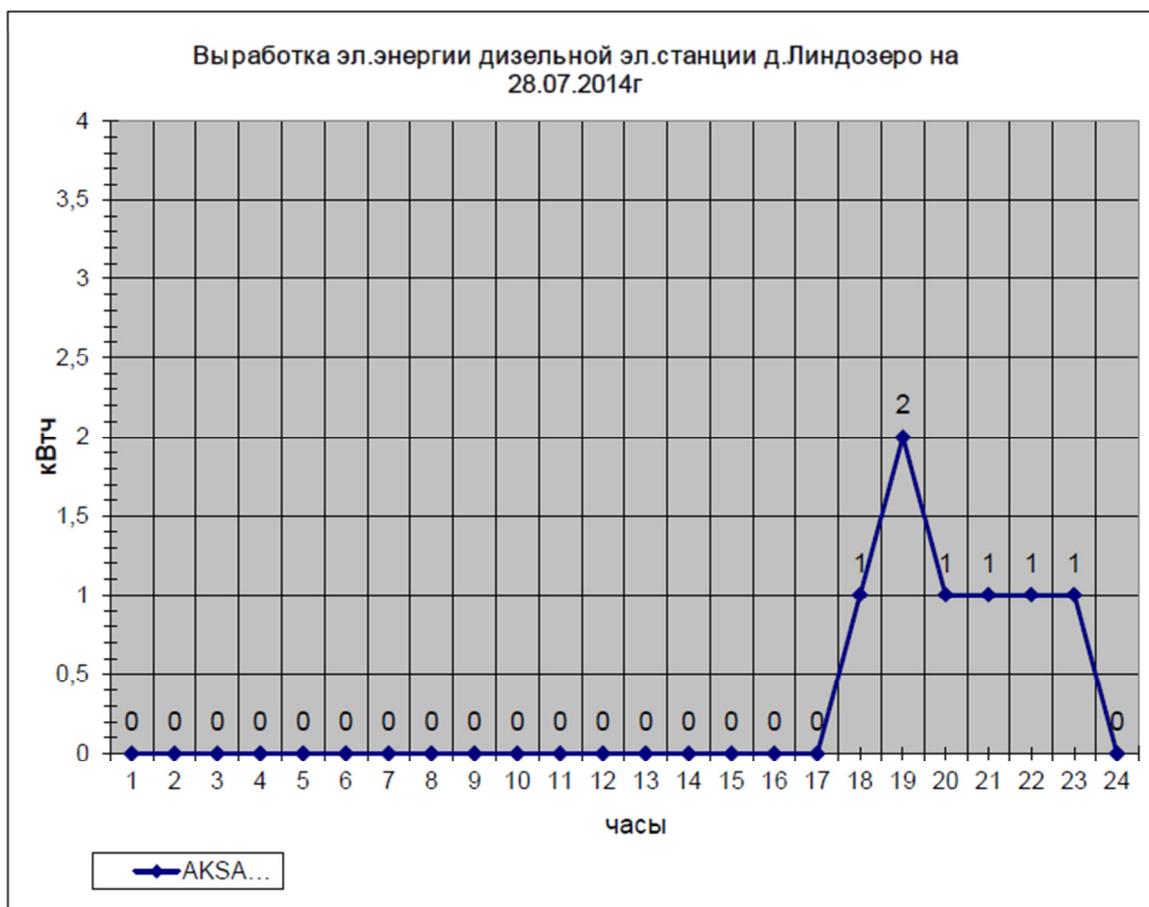
Общие сведения

Электроснабжение в Линдозеро и Юстозеро осуществляется утром и вечером по определенному графику:

- Январь – март по 7 часов (9:00-10:00; 17:00-23:00)
- апрель – октябрь по 6 часов (только с 17 до 23:00)
- ноябрь – декабрь по 7 часов (9:00-10:00; 17:00-23:00)

ДЭС в посёлке Линдозеро состоит из 1 ДГУ мощностью 22,4 кВт, а п. Юстозеро – 17 кВт.

Летний график электрических нагрузок



Помесячная реализация электроэнергии п. Линдозеро за 2014 г., кВтч.

Янв	фев	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек
883	873	707	584	500	536	559	615	836	1062	905	693

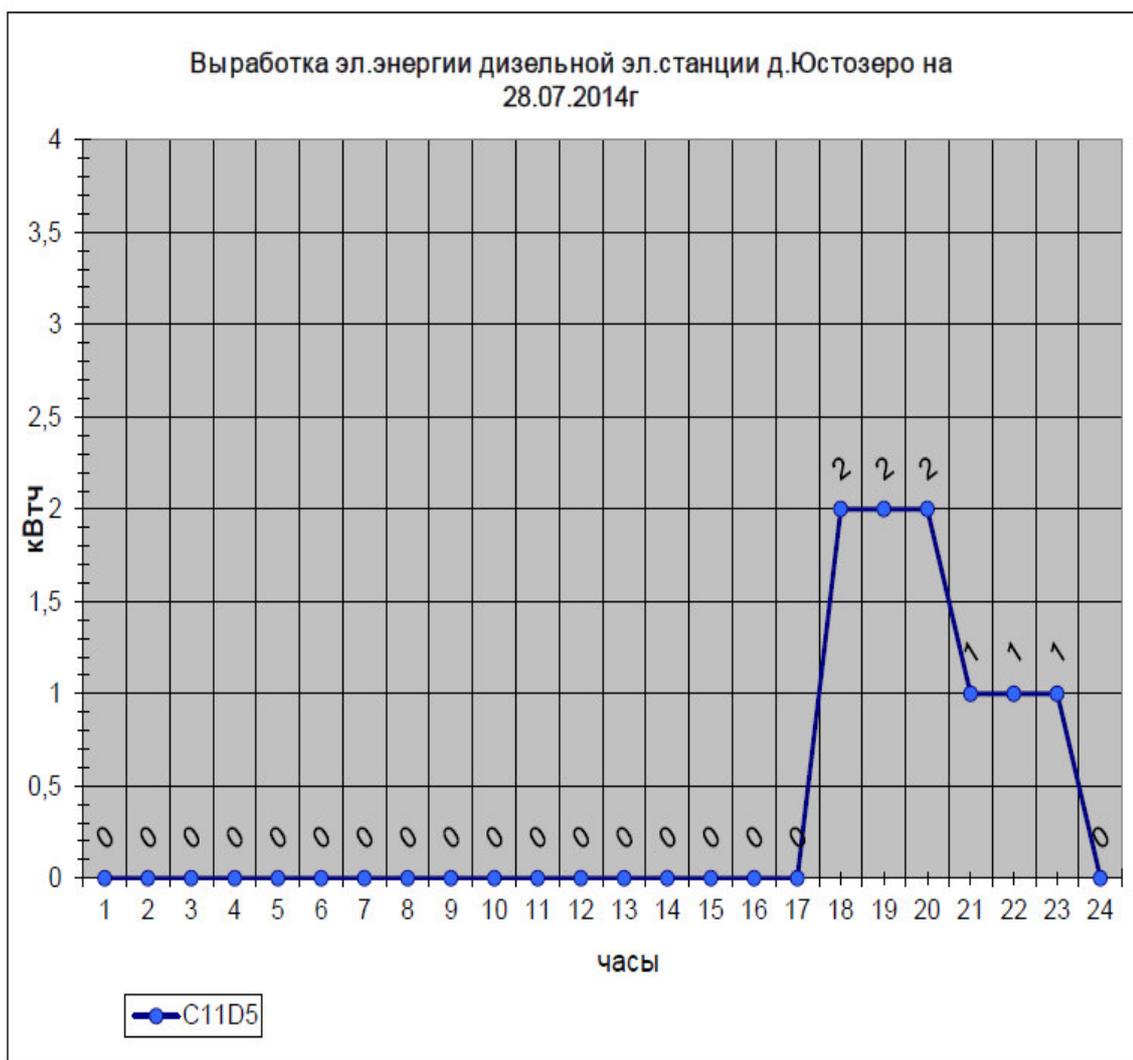
Зимний график электрических нагрузок



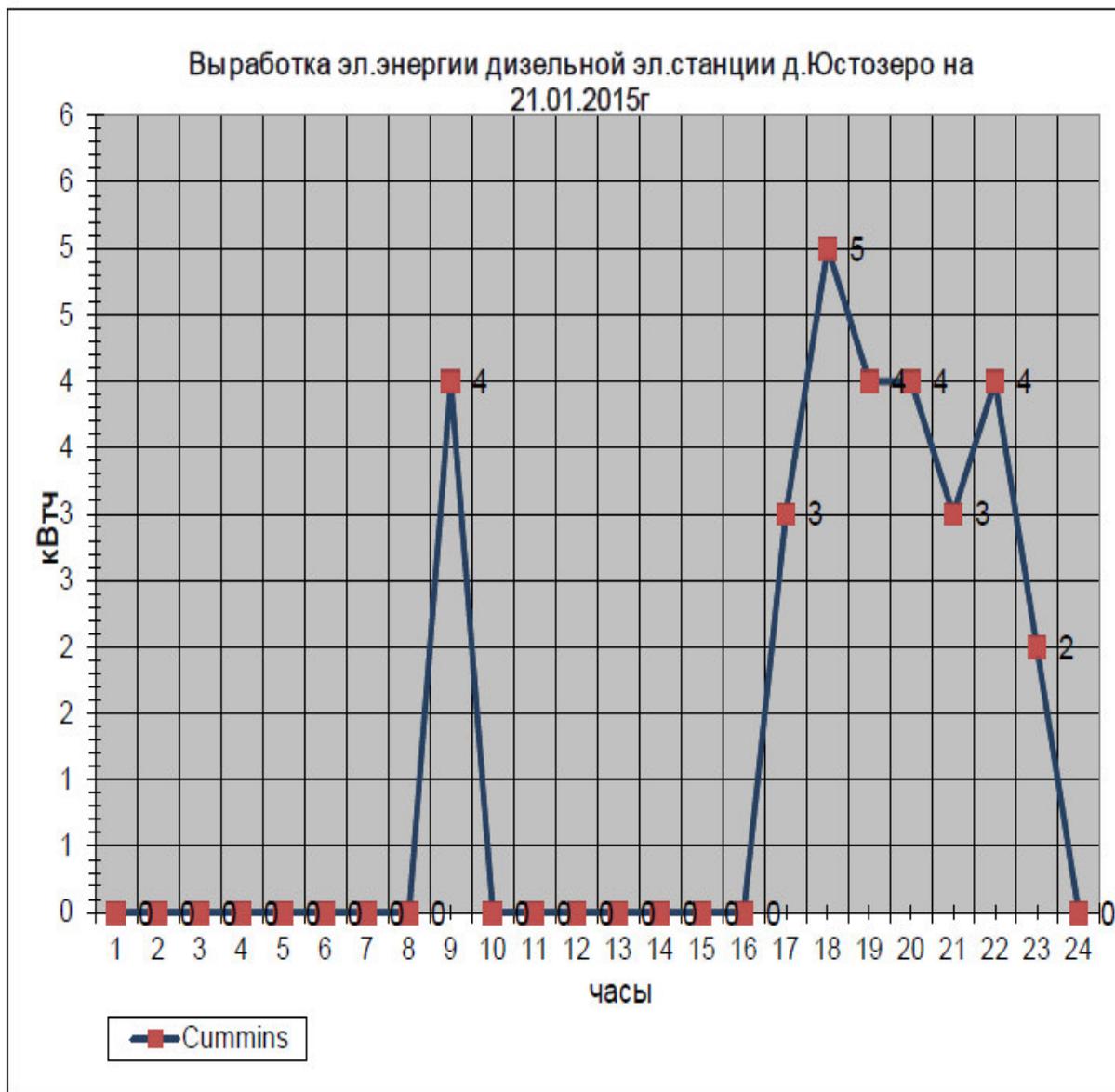
Помесячный отпуск электроэнергии п. Юстозеро за 2014 г., кВтч

Янв	фев	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек
335	248	371	250	223	695	347	399	587	324	284	543

Летний график электрических нагрузок



Зимний график электрических нагрузок



Пример компоновки фото дизельной электростанции приведен на рисунке. Дизельная электростанция имеет контейнерное исполнение, предусматривающее размещение ДГУ и аккумуляторов в отдельных

ЛУКУТИН Борис Владимирович

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВЕТРОВЫМИ
И СОЛНЕЧНЫМИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ**

[Лукутин, Борис Владимирович](#). Интеллектуальные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями : учебное пособие [Электронный ресурс] / Б. В. Лукутин. — 1 компьютерный файл (pdf; 4.0 МВ). — Томск: 2019. — Заглавие с титульного экрана. — Доступ из корпоративной сети ТПУ..

- Схема доступа: <https://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2019/m001.pdf> (контент)