

Арктическая ветродизельная электростанция с интеллектуальной системой автоматического управления

ЕЛИСТРАТОВ В.В., КОНИЩЕВ М.А., ДЕНИСОВ Р.С., БОГУН И.В.

СПбПУ, Санкт-Петербург, Россия

Основной проблемой энергоснабжения изолированных потребителей являются большие логистические расходы, связанные с доставкой топлива и оборудования для дизельных электростанций, низкой плотностью транспортной инфраструктуры и, как следствие, высокой стоимостью топлива. Также велики эксплуатационные расходы на дизельных электростанциях и удельный расход топлива, отсутствуют мониторинг и автоматизация управления. С учетом высокого ветропотенциала арктических территорий модернизация и строительство систем энергетических комплексов и систем может эффективно проводиться на основе ветродизельных электростанций модульного типа с интеллектуальной системой управления. В статье предложены концепция и аппаратные решения интеллектуальной системы автоматического управления, обеспечивающей возможность максимизации производства электроэнергии от возобновляемых источников за счет динамического перераспределения мощности между элементами гибридного энергетического комплекса и, как следствие, минимизации расхода топлива. Анализ управляемой ветродизельной электростанции показал, что использование интеллектуальной системы автоматического управления, прогнозирование выработки электроэнергии ветроэнергетической установкой и работа аккумуляторной батареи в циклическом режиме позволяют эффективно покрывать график нагрузки автономного потребителя и увеличивать до 60 % и более уровень замещения дизельного топлива.

К л ю ч е в ы е с л о в а: ветровая энергия, ветродизельная электростанция, интеллектуальное управление, Арктика, активно-адаптивные связи, машинное обучение

Значительная часть территории материковой части Российской Федерации относится к зонам децентрализованного энергоснабжения, характеризующихся слабой инфраструктурой, связанной с удалённостью от региональных центров, и в основном обеспечивается электроэнергией от дизельных электростанций (ДЭС), работающих на дорогостоящем привозном топливе. Около 900 ДЭС, работающих в арктической зоне РФ, ежегодно вырабатывают около 3 млрд кВт·ч электроэнергии [1]. При этом практически всю северную часть страны можно охарактеризовать как зону экстремально низких температур. На данных территориях продолжительность зимнего периода значительно превосходит летний, а абсолютные минимумы температур стремятся к отметкам $(-40) - (-50) ^\circ\text{C}$. Условия абсолютно уникальные, потому что на данной территории проживает около 2 млн человек.

Основные проблемы энергоснабжения изолированных потребителей – большие логистические расходы – связаны с доставкой топлива и оборудования для ДЭС, с низкой плотностью транспортной инфраструктуры и, как следствие, с высокой стоимостью топлива. Также велики эксплуатационные расходы на ДЭС, высок удельный расход топлива, отсутствуют мониторинг и автоматизация управления. В результате стоимость производства электроэнергии ДЭС в арктических регионах достигает 150 руб./кВт·ч, что значительно доро-

же, чем в зонах централизованного электроснабжения [2]. Кроме того, наносится значительный ущерб окружающей среде выбросами продуктов сгорания топлива (40 млн т CO_2 , 80 тыс. т SO_x , 600 тыс. т NO_x), а также беспорядочным хранением бочек из-под топлива [3].

Районы Крайнего Севера и арктического региона характеризуются высоким ветроэнергетическим потенциалом. В целом технические ветроэнергетические ресурсы России составляют $6,2 \cdot 10^{15}$ кВт·ч/год, около 16 % которых сконцентрировано в северных прибрежных зонах Европейской и Азиатской части, что создает хорошие предпосылки для их эффективного использования [1].

Учитывая высокий ветропотенциал арктических территорий, модернизация существующих и строительство новых систем энергоснабжения может эффективно проводиться на основе ветродизельных электростанций (ВДЭС) модульного типа, адаптированных к российским климатическим условиям. Использование ВДЭС позволит сократить использование дизельного топлива на 10–60 % и увеличить жизненный срок эксплуатации дизель-генераторных установок (ДГУ) в 2–3 раза [4].

При проектировании ВДЭС, адаптированной к северным условиям, необходимо учитывать решение следующих задач [5]:

достоверно оценивать ресурсы энергии ветра в месте размещения энергетического комплекса (ЭК) в

условиях ограниченной метеорологической и природно-климатической информации [1];

использовать методику расчета состава, параметров и режимов работы автономного ЭК в суровых климатических условиях с применением комплексных критериев [6];

использовать концепцию, технологии и принцип модульности создания ветроэнергетической установки (ВЭУ) и ВДЭС в целом с унифицированными блоками и арктическими материалами, позволяющими формировать ЭК требуемой мощности [4, 5];

внедрять интеллектуальную систему преобразования, управления и распределения электроэнергии ЭК, позволяющую интегрировать энергокомплекс на основе ВИЭ в автономную систему энергоснабжения в качестве активно-адаптивной установки для обеспечения надежного и эффективного энергоснабжения потребителей [5].

В статье рассматриваются концепция и аппаратные решения системы управления ВДЭС, обеспечивающей высокую (свыше 50 %) степень замещения дизельного топлива в условиях изменчивости ресурса ветровой энергии и графика нагрузки потребителя электроэнергии. Также затронуты вопросы прогнозирования ветрового режима и учета проблем обледенения лопастей ВЭУ.

Функциональные особенности системы управления ВДЭС. Для обеспечения максимизации доли замещения дизельного топлива ВДЭС должна иметь активно-адаптивную (интеллектуальную) систему управления с высокой степенью автоматизации и систему удаленного контроля и диагностики оборудования [7, 8]. Интеллектуальная система автоматического управления (ИСАУ) должна удовлетворять следующим требованиям:

в реальном времени максимизировать выработку электроэнергии ВЭУ и экономию топлива на ДГУ при покрытии требуемой нагрузки;

обеспечивать дистанционный мониторинг параметров и режимов работы ВДЭС;

выполнять интеллектуальную диспетчеризацию оборудования и систем ЭК, обеспечивая максимальную степень автономности работы;

следить за состоянием оборудования, анализировать статистику режимов работы ВДЭС и обеспечивать прогнозирование ветрового режима [9];

обеспечивать планирование графика работы оборудования, технического обслуживания, оценки рисков и предупреждения аварийных ситуаций;

быть адаптируемой и обеспечивать режим круглосуточной поставки электроэнергии, в том числе при выходе из строя части генерирующего оборудования (ДГУ или ВЭУ);

главный контроллер ВДЭС и контрольно-измерительная система должны быть дублированы, в аварийной ситуации должна быть предусмотрена возможность ручного управления.

Предлагаемая структура ИСАУ, отвечающая требованиям интеллектуального управления, приведена на рис. 1.

Программно-аппаратный модуль ИСАУ обеспечивает максимизацию производства электроэнергии от возобновляемых источников за счет динамического перераспределения мощности между элементами гибридной системы (системы, работающей на органическом топливе и возобновляемых источниках энергии) и, как следствие, минимизацию расхода топлива (с возможностью полного отключения ДГУ в период достаточной мощности от ВЭУ).

Верхний уровень ИСАУ (рис. 1) состоит из пяти блоков: контроля баланса мощностей, осуществляющего распределение энергии между генерирующим оборудованием ВДЭС; диагностики состояния оборудования (локальные системы управления каждого элемента системы); прогнозирования нагрузки; прогнозирования ветрового ресурса; прогнозирования обледенения лопастей.

Первые три блока позволяют достигать высокой доли замещения дизельного топлива. Последние два блока составляют дополнительную усиленную систему управления, позволяющую максимально автономно эксплуатировать ВДЭС в суровых климатических условиях.

В Научно-образовательном центре «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе» (НОЦ ВИЭ) СПбПУ разработан программно-аппаратный модуль ИСАУ, позволяющий оптимизировать процессы производства и потребления электроэнергии и создавать *MicroGrid* изолированного поселения.

Функциональная схема электрической части программно-аппаратного модуля ИСАУ представлена на рис. 2 [6].

Аппаратная часть модуля состоит (рис. 2) из двух устройств питания для динамического управления балансом мощности (двухнаправленного преобразователя тока ДНТП и управляемой балластной нагрузки УБН) и главного контроллера, обеспечивающего управление на верхнем уровне ИСАУ. Источники энергии автономной гибридной системы делятся на две категории: ведущие и ведомые. Ведущими источниками могут быть либо дизельная часть (как основной источник, определяющий напряжение питания), либо двухнаправленный преобразователь тока с подключенными аккумуляторными батареями (в режиме автономного инвертора). Ведомые источники адаптируются к сетевому напряжению и вырабатывают электроэнергию в сеть (например, ветровая часть).

Если мощность от дизельной и ветровой частей, усредненная за определенный период, превышает общее электропотребление, то для достижения максимального использования возобновляемой энергии (как следствие, = максимальной экономии дизельного топлива) можно отключить ДГУ гибридной системы. В этом

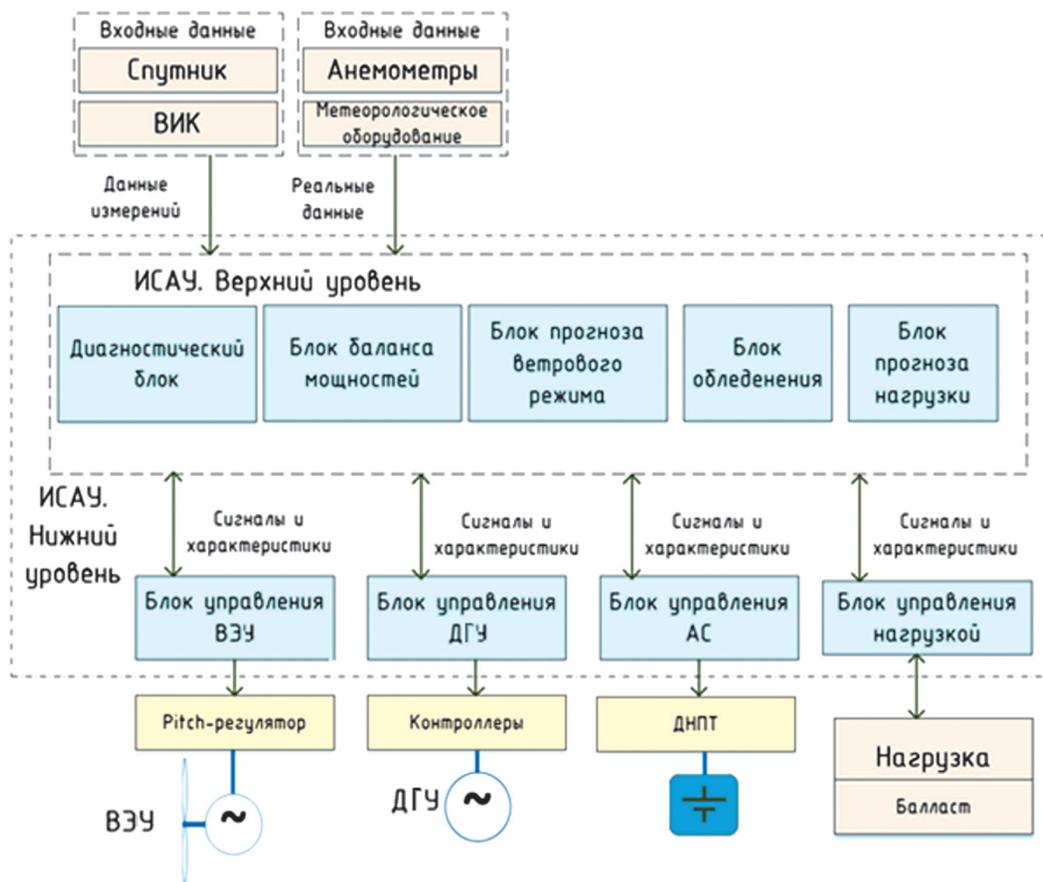


Рис. 1. Структура ИСАУ для арктической ВДЭС с высокой долей замещения: ВИК – ветроизмерительный комплекс; АС – система аккумулярования; ДНТП – двунаправленный преобразователь тока

Fig. 1. Structure of intelligent automatic control system (IACS) for arctic WDPP with a high renewable energy penetration level: ВИК – wind measuring complex; АС – storage system; ДНТП – bidirectional current converter

случае ведущим источником становится двунаправленный преобразователь тока, который переходит в режим автономного инвертора и генерирует электроэнергию в сеть.

Прогнозирование ветрового режима и учет обледенения лопастей. Для реализации ИСАУ функций мониторинга состояния оборудования, анализа статистики режимов работы ВДЭС и прогнозирования ветрового режима рассмотрены методические вопросы прогнозирования ветрового режима для различных временных промежутков.

Краткосрочное прогнозирование погоды в энергетических системах становится более актуальным в связи с прерывистым и неустойчивым характером энергии ветра. Поскольку возобновляемые источники энергии интегрируются в изолированные электрические сети, а присущая им неопределенность, связанная с прогнозированием погоды, создает значительную нагрузку на существующую автономную энергосистему, то необходимо не только управление энергосистемой, но и ее балансировка с точки зрения качества и стабильности электроэнергии. Более того, эффективное управление системой требует точных оценок как предложения, так и спроса на электроэнергию, что еще раз подчеркивает

важность прогнозирования погоды.

В целом спрос на электроэнергию более стабилен, чем производство возобновляемой энергии, которое напрямую зависит от местных погодных условий. Однако могут возникнуть и неожиданные пики спроса, например из-за экстремальных погодных условий.

Недостоверные прогнозы погоды могут привести к различным проблемам в автономных энергосистемах с пагубными экономическими и экологическими последствиями. Это и возможность дефицита электроэнергии, и необходимость в "горячем резерве", ведущие к завышенному расходу дизельного топлива. Производство излишков электроэнергии приведет к ненужному сжиганию дизельного топлива. Эти соображения полностью оправдывают необходимость достоверного прогнозирования погоды от 10 до 60 мин для обеспечения эффективного баланса электроэнергии в сети [9].

Для цели краткосрочного прогнозирования погоды могут быть использованы модели, прогнозирующие ветровые характеристики и выдаваемую мощность: авторегрессионная интегрированная скользящая средняя *ARIMA (Auto-Regressive Integrated Moving Average)* [10, 11]; вероятностные модели (цепь Маркова [12, 13]); статистические методы *GAMLSS (Generalized Additive*

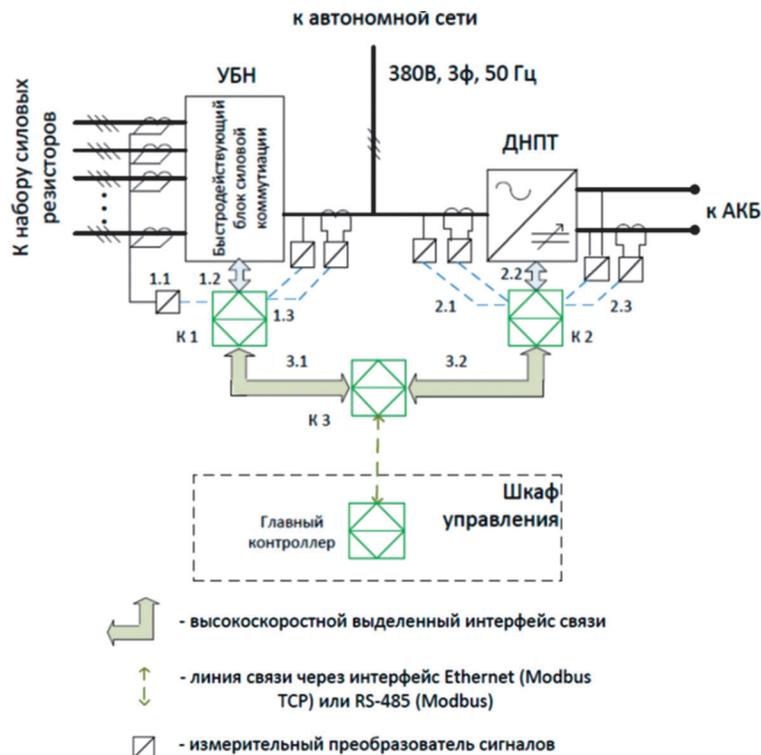


Рис. 2. Функциональная схема электрической части программно-аппаратного модуля ИСАУ: УБН – управляемая балластная нагрузка; АКБ – аккумуляторная батарея; $K1$ – контроллер УБН; $K2$ – контроллер ДНПТ; $K3$ – общий контроллер модуля; 1.1 – контроль тока ступени; 1.2 – цепи контроля и управления внутренней силовой схемы УБН; 1.4 – контроль и измерение выходных электрических параметров; 2.1 – контроль и измерение выходных электрических параметров; 2.2 – цепи контроля и управления внутренней силовой схемы ДНПТ; 2.3 – контроль и измерение электрических параметров на стороне АКБ

Fig. 2. Functional diagram of the electrical part of “conversion, control and energy distribution” module of hybrid energy systems: УБН – controlled ballast load; АКБ – rechargeable battery; $K1$ – УБН controller; $K2$ – ДНПТ controller; $K3$ – common module controller; 1.1 – stage current monitoring; 1.2 – control and control circuits of the internal power circuit of the УБН; 1.4 – control and measurement of output electrical parameters; 2.1 – control and measurement of output electrical parameters; 2.2 – control and control circuits of the ДНПТ internal power circuit; 2.3 – monitoring and measurement of electrical parameters on the battery side

Model for Location, Scale and Shape); машинное обучение (*XGBoost*, *Random forest*); нейронные сети [14, 15]; комбинированные системы [16].

Модели *ARIMA* – наиболее часто используемый класс моделей для прогнозирования стационарных сигналов (или сигналов, которые можно сделать стационарными). Эти модели поддерживают случайное блуждание, сезонный тренд, несезонное экспоненциальное сглаживание и модели авторегрессии.

Запаздывания стационарных рядов в уравнении прогнозирования называются «авторегрессионными» членами, а термины «скользящее среднее» характеризуют запаздывания ошибок прогноза. Временной ряд, который необходимо различить, чтобы сделать стационарным, называется «интегрированной» версией стационарного ряда. Модели случайного блуждания и случайного тренда, модели авторегрессии и модели экспоненциального сглаживания считаются частными случаями моделей *ARIMA*.

Форма глубокого обучения, известная как рекуррентная нейронная сеть *RNN* (*Recurrent Neural Networks*) обеспечивает обучение и кодирование временных характеристик сигнала. Это идеальный под-

ход к прогнозированию сигналов, которые достаточно предсказуемы на основе прошлых событий. Сети с долготермической памятью *LSTM* (*Long Short-Term Memory*) являются популярным типом *RNN*. Это повторяющиеся сети, которые могут преодолеть некоторые исторические проблемы, связанные с обучением повторяющихся сетей, такие как проблема исчезающих градиентов. В этом исследовании не будут подробно описаны оценка и сравнение моделей прогнозирования, а будет принята модель *LSTM* из-за ее общепризнанной способности прогнозировать скорость ветра и нагрузку, а также выполнять прогнозную диагностику состояния оборудования.

Прогнозы выработки электроэнергии ВЭУ основаны как на погодных условиях, так и на кривых мощности турбин. Более того, в разрабатываемую модель должна быть интегрирована по крайней мере одна численная модель прогноза погоды. Эти погодные модели позволяют предсказать глобальные погодные условия и их влияние на местные условия. Цифровая модель погоды, используемая для рассмотрения информации, отличной от данных наблюдений на местных станциях, представляет собой модель *NEMS4* [17].

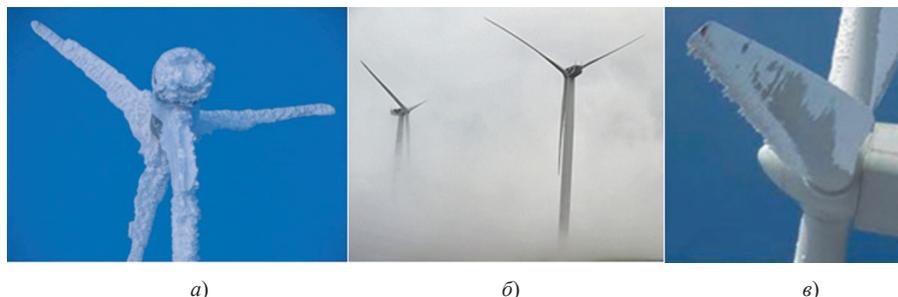


Рис. 3. Типы обледенения лопастей [1]: а – тяжелое заиндевание; б – облачное обледенение; в – атмосферное обледенение

Fig. 3. Blade icing types [1]: a – heavy frosting; б – cloud icing; в – atmospheric icing

Модель NEMS4 предоставляется сайтом MeteoBlue (<https://www.meteoblue.com>) бесплатно для указанных диапазона дат и местоположения станции. Данные предоставляются в необработанном формате.

Блок прогнозирования погодных данных и ветрового режима связан с блоком прогнозирования обледенения. При эксплуатации ВЭУ в холодном климате возникают дополнительные потери мощности, вызванные несколькими типами обледенения: потери при тяжёлом заиндевании лопастей (для температур ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$) (рис. 3,а), при осадочном (облачном) обледенении (рис. 3,б) и при атмосферном обледенении (рис. 3,в).

В статье рассматривается возможность начала атмосферного обледенения на лопастях ВЭУ, влияющих на выработку электроэнергии, при условиях: скорость ветра $> 3\text{ м/с}$; температура $-4\text{ }^{\circ}\text{C} > T > -20\text{ }^{\circ}\text{C}$; относительная влажность $> 95\%$.

Для защиты лопастей от льда используются специальные антиобледенительные и противообледенительные системы [4, 18, 19]. В блоке прогнозирования обледенения на вход подаются данные с метеорологических приборов (погодные данные), ветроизмерительных комплексов (скорость ветра, корреляция данных для системы “обогреваемый–необогреваемый анемометр”) и непосредственно с ВЭУ (мощность). При возникновении условий для наступления атмосферного обледенения или при прогнозировании нарастающего обледенения и падении мощности от ВЭУ система определяет, что наступило обледенение, и подаёт сигнал на включение системы защиты от обледенения [20].

Апробация системы управления. Апробация разработанной системы управления выполнена на примере ВДЭС, эксплуатируемой в Хабаровском крае и имеющей характеристики: ВЭУ 100 кВт, ДНПТ полной мощности, ДГУ 110 кВт, аккумуляторная батарея 200 кВт·ч, управляемая балластная нагрузка 70 кВт. Структурная схема ВДЭС приведена на рис. 4.

Для оценки эффекта от внедрения интеллектуальных алгоритмов управления проведен сравнительный анализ режимов работы реально работающей ВДЭС (измерения SCADA-системы) и модели, скомпилированной на языке Python и обученной на основе реальной работы управления ВДЭС.

Смоделировано два эксплуатационных режима:

1. Режим следования за нагрузкой: в данном режиме ДГУ вырабатывает электроэнергию в соответствии с нагрузкой, излишки электроэнергии идут на заряд АС и УБН. Отключение ДГУ возможно при полностью заряженной АС и продолжительном превышении выработки электроэнергии ВЭУ над нагрузкой. Включение ДГУ происходит при достижении напряжения АКБ заданного минимума. Таким образом, АС работает в глубоких циклах в период сильных ветров. Балластная нагрузка вместе с АС участвует в регулировании напряжения сети для ее устойчивой работы и выполняет роль буфера для сброса/наброса нагрузки. Излишки энергии утилизируются в виде полезного тепла для нужд отопления.

2. Циклические заряды АС с краткосрочным прогнозированием. В этом режиме ДГУ работает как

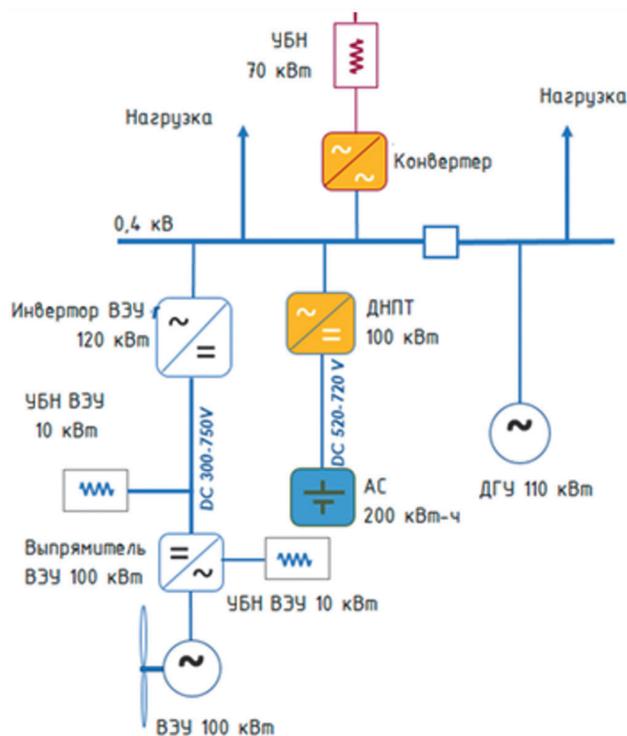


Рис. 4. Структурная схема ВДЭС (Хабаровский край)

Fig. 4. Structure scheme of WDEP (Khabarovsk krai)

дополнительный источник энергии, покрывающий дефицит электроэнергии и в случае благоприятного прогноза выработки ВЭУ отключается. При этом АС используется более эффективно, а размер буферной мощности УБН снижается.

На рис. 5 приведены почасовые балансы мощности в течение пяти календарных дней, построенные на основе данных мониторинга SCADA, а на рис. 6 – результаты моделирования с обеспечением интеллектуального управления и прогнозирования ветрового режима.

Результаты сравнения натурных измерений и моделирования приведены в таблице.

Анализ результатов сравнения показывает, что интеграция ВЭУ в систему энергоснабжения (1-й и 2-й

столбцы таблицы) в течение анализируемого периода позволяет сэкономить 38 % топлива за счет замещения электроэнергии, вырабатываемой ДГУ, однако значительная часть выработки электроэнергии от ВЭУ уходит на управляемую балластную нагрузку, а уровень замещения дизельного топлива составляет 38 %. При внедрении ИСАУ с прогнозированием выработки ВЭУ и работе АКБ в циклическом режиме доля электроэнергии ВЭУ, идущая на УБН, существенно снизилась, а уровень замещения дизельного топлива вырос до 60 %. При этом, количество циклов зарядов/разрядов АКБ увеличилось в 2,2 раза, а число циклов 80 % заряда/разряда АКБ в годовом разрезе может составить 660 циклов в год.

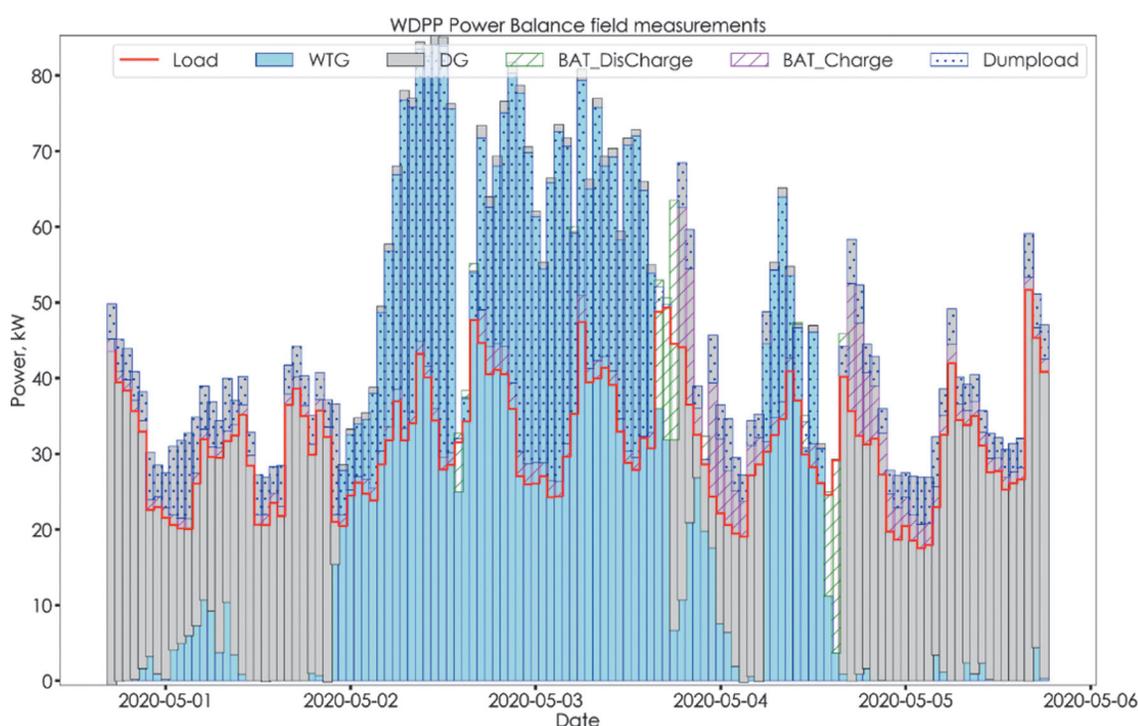


Рис. 5. Баланс мощности с нагрузкой в режиме управления (измерения SCADA)

Fig. 5. Power Balance with load following control mode (SCADA measurements)

Сравнение результатов натурных измерений и моделирования с использованием ИСАУ

Comparison of the results of field measurements and modeling using IACS

Параметр	Работа ДГУ без ВЭУ и ИСАУ (симуляция)	Работа ВДЭС в режиме следования за нагрузкой (данные SCADA)	Работа ВДЭС с ИСАУ (симуляция)
Выработка ЭЭ ДГУ, кВт·ч	3804	2423	1591.0
Выработка ЭЭ ВЭУ, кВт·ч	0	3302	3302
Количество зарядов/разрядов АКБ	0	450	937
Батарея 80 %, число циклов глубины разряда	0	4	9
Число включений/отключений ДГУ	1	3	13
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	313	304	302
Расход топлива, л	1417	876	573
Средняя загрузка ДЭС, %	31.5	35	31.5
Экономия топлива, л	0	540 (38 %)	844 (60 %)
Расход электроэнергии на УБН, кВт·ч	0	1598	1247

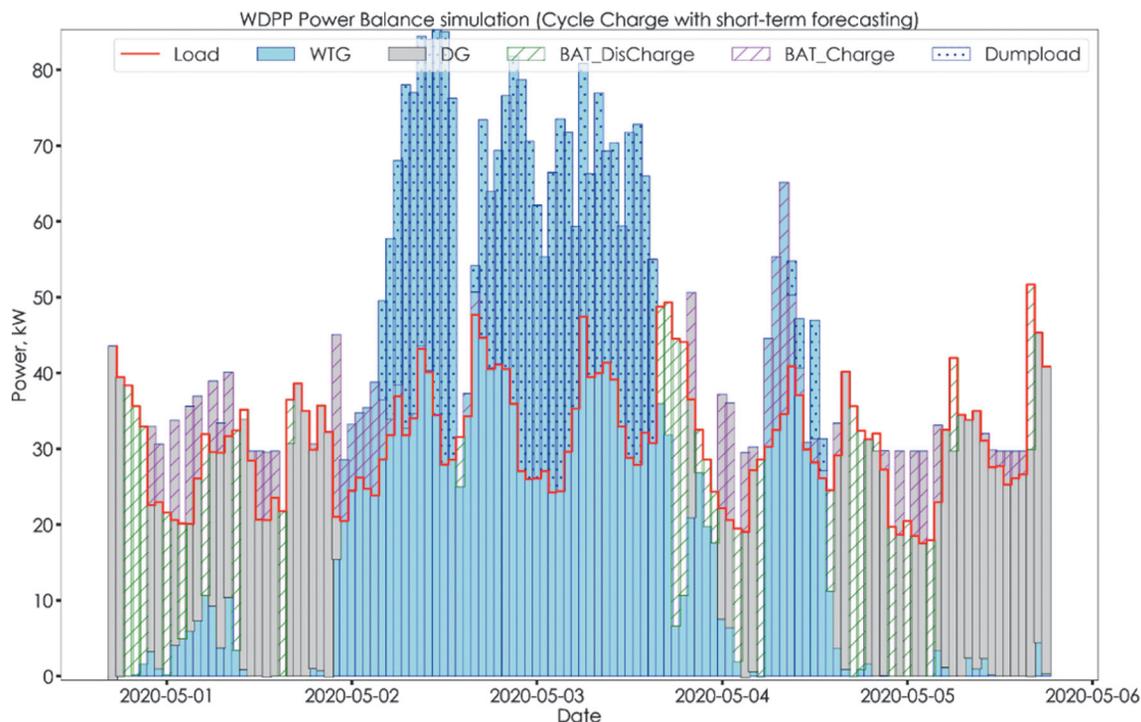


Рис. 6. Баланс мощности с циклической зарядкой и режимом управления краткосрочным прогнозированием (моделирование)

Fig. 6. Power Balance with Cycle charge and short-term forecasting control mode (Simulation)

Выводы. Представлена архитектура интеллектуальной системы автоматического управления (ИСАУ) для гибридного энергетического комплекса с высокой долей замещения дизельного топлива. На примере ВДЭС описаны основные функциональные блоки ИСАУ и режимы её работы.

Современной тенденцией развития систем управления гибридными энергетическими комплексами является “усложнение” аналитических систем в сторону глубокого машинного обучения и предиктивной диагностики, основа которой определяется в предотвращении событий до их наступления на основе накопленного опыта, собранного и проанализированного объёма данных.

Интеграция ВЭУ в состав ВДЭС позволяет экономить до 38 % топлива на замещении электроэнергии в самом простом режиме (следование за нагрузкой). С использованием ИСАУ, прогнозирования выработки ВЭУ и при работе АКБ в циклическом режиме доля электроэнергии, выработанной ВЭУ и идущей на управляемую балластную нагрузку, снижается до 38 %, а уровень замещения дизельного топлива увеличивается до 60 % и более.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. СПб.: Изд-во политехн. ун-та, 2016, 424 с.
2. Projected Costs of Generating Electricity 2020, IEA, Paris [Электрон. ресурс], URL: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (дата обращения 8.12.2021).
3. Kazem H.A., et al. Optimum design and evaluation of hybrid solar/wind/diesel power system for Masirah Island. – Environment, Development and Sustainability, 2017, 19 (5), pp. 1761–1778, DOI:10.1007/s10668-016-9828-1.
4. Elistratov V.V., et al. The Application of Adapted Materials and Technologies to Create Energy Systems Based on Renewable Energy Sources under Harsh Climatic Condition. – Applied Solar Energy, 2018, 54(6), pp. 472–476, DOI:10.3103/S0003701X18060087.
5. Elistratov V., et al. Study of the Intelligent Control and Modes of the Arctic-Adopted Wind–Diesel Hybrid System. – Energies, 2021, 14, 4188, DOI:10.3390/en14144188.
6. Elistratov V.V., Denisov R.S. Energetic and Ecological Justification of RE-hybrid Systems for Vulnerable Ecosystems. – IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, 2021, 689, DOI:10.1088/1755-1315/689/1/012017.
7. Ansari M.M.T., Sangoden V. DMLHFLC (Dual Mode Linguistic Hedge Fuzzy Logic Controller) for an Isolated Wind-Diesel Hybrid Power System with BES (Battery Energy Storage) Unit. – Energy, 2010, 35(9), pp. 3827–3837, DOI:10.1016/j.energy.2010.05.037.
8. Vachirasricirikul S., Ngamroo I., Kaitwanidvilai S. Coordinated SVC and AVR for Robust Voltage Control in a Hybrid Wind-Diesel System. – Energy Conversion and Management, 2010, 51, pp. 2383–2393, DOI:10.1016/j.enconman.2010.05.001.
9. Elistratov V.V., Bogun I.V., Kasina V.I. Optimization of Wind-Diesel Power Plants Parameters and Placement for Power Supply of Russia’s Northern Regions Consumers. – 16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), 2019, 8771647, DOI: 10.1109/ELMA.2019.8771647.
10. Shukur O.B., Lee M.H. Daily Wind Speed Forecasting Through Hybrid KF-ANN model based on ARIMA. – Renewable Energy, 2015, 76, pp. 637–647, DOI:10.1016/j.renene.2014.11.084.
11. Aasim, Singh S.N., Mohapatra A. Repeated Wavelet Transform Based ARIMA Model for Very Short-Term Wind Speed Forecasting. – Renewable Energy, 2019, 136, pp. 758–768, DOI:10.1016/j.renene.2019.01.031.
12. Carpinone A., et al. Markov Chain Modeling for Very-Short-Term Wind Power Forecasting. Electric Power Systems Research 2015, 122, pp. 152–158, DOI:10.1016/j.epr.2014.12.025.

13. **D'Amico G., et al.** Managing Wind Power Generation via Indexed Semi-Markov Model and Copula. – *Energies*, 2020, 13, 4246, DOI:10.3390/en13164246.

14. **Marugán A.P., et al.** A Survey of Artificial Neural Network In Wind Energy Systems. – *Applied Energy*, 2018, 228, pp. 1822–836, DOI:10.1016/j.apenergy.2018.07.084.

15. **Santhosh M., Venkaiah C., Vinod Kumar D.M.** Ensemble Empirical Mode Decomposition Based Adaptive Wavelet Neural Network Method for Wind Speed Prediction. – *Energy Conversion and Management*, 2018, 168, pp. 482– 493, DOI:10.1016/j.enconman.2018.04.099.

16. **Huang C., et al.** Short Term Wind Speed Predictions by Using the Grey Prediction Model Based Forecast Method. – *IEEE Green Technologies Conference (IEEE-Green)*, 2011, DOI: 10.1109/GREEN.2011.5754856.

17. **Gobiet A., et al.** Operational Forecasting of Wet Snow Avalanche Activity: a Case Study for the Eastern European Alps. – *Proceedings, International Snow Science Workshop, Breckenridge, Colorado*, 2016, pp. 132– 139.

18. **Battisti L.** Wind Turbines in Cold Climates: Icing Impacts and Mitigation Systems, *Green Energy and Technology*, Springer, 2015.

19. **Parent O., Ilinca A.** Anti-Icing and De-Icing Techniques for Wind Turbines: Critical review. – *Cold Regions Science and Technology*, 2011, 65(1), pp. 88–96, DOI:10.1016/j.coldregions.2010.01.005.

20. **Homola M.C., et al.** Effect of Atmospheric Temperature and Droplet Size Variation on Ice Accretion of Wind Turbine Blades. – *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 2010, 98(10), DOI:10.1016/j.jweia.2010.06.007.

[8.12.2021]



Авторы: Елистратов Виктор Васильевич – доктор техн. наук, профессор Высшей школы гидротехнического и энергетического строительства, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ), Санкт-Петербург, Россия.

Конищев Михаил Анатольевич – кандидат техн. наук, заведующий НИО «Технологии преобразования энергии возобновляемых источников», СПбПУ, Санкт-Петербург, Россия.

Денисов Роман Сергеевич – ассистент Высшей школы гидротехнического и энергетического строительства, СПбПУ, Санкт-Петербург, Россия.

Богун Инна Владимировна – ассистент Высшей школы гидротехнического и энергетического строительства, СПбПУ, Санкт-Петербург, Россия.

Elektrichestvo, 2022, No. 2, pp. 29–37

DOI:10.24160/0013-5380-2022-2-29-37

An Arctic Wind-Diesel Power Plant with an Intelligent Automatic Control System

ELISTRATOV Viktor V. (Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia) – Professor of Higher School of Hydraulic and Power Engineering., Dr. Sci. (Eng.).

KONISHCHEV Mikhail A. (Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia) – Head of Research Department "Renewable Energy Conversion Technologies".

DENISOV Roman S. (Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia) – Assistant of Higher School of Hydraulic and Power Engineering.

BOGUN Inna V. (Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia) – Assistant of Higher School of Hydraulic and Power Engineering.

The main problem faced in supplying power to remote consumers is that there are high logistical costs of delivering fuel and equipment for diesel power plants, poor density of transport infrastructure and, as a consequence, a high cost of fuel. There are also high operating costs at diesel power plants and specific fuel consumption; in addition, there is no monitoring and control automation. In view of a high wind potential of the Arctic territories, energy complexes and systems can be effectively modernized and constructed on the basis of modular wind-diesel power plants with an intelligent control system. A concept of and hardware solutions for an intelligent automatic control system are proposed, the use of which makes it possible to maximize the amount of electricity generated by renewable sources owing to dynamically redistributing the power between the hybrid energy complex components and, as a result, to minimize fuel consumption. An analysis of a controlled wind-diesel power plant has shown that by using an intelligent automatic control system, forecasting the electricity generation by a wind power plant, and arranging storage battery operation in a cyclic mode, it becomes possible to effectively cover the load schedule of an autonomous consumer and increase the extent of diesel fuel substitution by up to 60 % or more.

Key words: wind energy, wind-diesel power plant, intelligent control, Arctic, active-adaptive links, machine learning

REFERENCES

1. **Elistratov V.V.** *Vozobnovlyаемая энергетика* (Renewable Energy). SPb.: Izd-vo politekhn. un-ta, 2016, 424 p.
2. **Projected** Costs of Generating Electricity 2020, IEA, Paris [Electron. resource], URL: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (Date of appeal 8.12.2021).
3. **Kazem H.A., et al.** Optimum design and evaluation of hybrid solar/wind/diesel power system for Masirah Island. – *Environment, Development and Sustainability*, 2017, 19 (5), pp. 1761–1778, DOI:10.1007/s10668-016-9828-1.
4. **Elistratov V.V., et al.** The Application of Adapted Materials and Technologies to Create Energy Systems Based on Renewable Energy Sources under Harsh Climatic Condition. – *Applied Solar Energy*, 2018, 54(6), pp. 472–476, DOI:10.3103/S0003701X18060087.
5. **Elistratov V., et al.** Study of the Intelligent Control and Modes of the Arctic-Adopted Wind–Diesel Hybrid System. – *Energies*, 2021, 14, 4188, DOI:10.3390/en14144188.
6. **Elistratov V.V., Denisov R.S.** Energetic and Ecological Justification of RE-hybrid Systems for Vulnerable Ecosystems. – *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2021, 689, DOI:10.1088/1755-1315/689/1/012017.
7. **Ansari M.M.T., Sangoden V.** DMLHFLC (Dual Mode Linguistic Hedge Fuzzy Logic Controller) for an Isolated Wind-Diesel Hybrid Power System with BES (Battery Energy Storage) Unit. – *Energy*, 2010, 35(9), pp. 3827–3837, DOI:10.1016/j.energy.2010.05.037.
8. **Vachirasricirikul S., Ngamroo I., Kaitwanidvilai S.** Coordinated SVC and AVR for Robust Voltage Control in a Hybrid Wind-Diesel System. – *Energy Conversion and Management*, 2010, 51, pp. 2383–2393, DOI:10.1016/j.enconman.2010.05.001.
9. **Elistratov V.V., Bogun I.V., Kasina V.I.** Optimization of Wind-Diesel Power Plants Parameters and Placement for Power Supply of Russia's Northern Regions Consumers. – 16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), 2019, 8771647, DOI: 10.1109/ELMA.2019.8771647.
10. **Shukur O.B., Lee M.H.** Daily Wind Speed Forecasting Through Hybrid KF-ANN model based on ARIMA. – *Renewable Energy*, 2015, 76, pp. 637–647, DOI:10.1016/j.renene.2014.11.084.
11. **Aasim, Singh S.N., Mohapatra A.** Repeated Wavelet Transform Based ARIMA Model for Very Short-Term Wind Speed Forecasting. – *Renewable Energy*, 2019, 136, pp. 758–768, DOI:10.1016/j.renene.2019.01.031.
12. **Carpinone A., et al.** Markov Chain Modeling for Very-Short-Term Wind Power Forecasting. *Electric Power Systems Research* 2015, 122, pp. 152–158, DOI:10.1016/j.epsr.2014.12.025.
13. **D'Amico G., et al.** Managing Wind Power Generation via Indexed Semi-Markov Model and Copula. – *Energies*, 2020, 13, 4246, DOI:10.3390/en13164246.
14. **Marugán A.P., et al.** A Survey of Artificial Neural Network In Wind Energy Systems. – *Applied Energy*, 2018, 228, pp. 1822–836, DOI:10.1016/j.apenergy.2018.07.084.
15. **Santhosh M., Venkaiah C., Vinod Kumar D.M.** Ensemble Empirical Mode Decomposition Based Adaptive Wavelet Neural Network Method for Wind Speed Prediction. – *Energy Conversion and Management*, 2018, 168, pp. 482–493, DOI:10.1016/j.enconman.2018.04.099.
16. **Huang C., et al.** Short Term Wind Speed Predictions by Using the Grey Prediction Model Based Forecast Method. – *IEEE Green Technologies Conference (IEEE-Green)*, 2011, DOI: 10.1109/GREEN.2011.5754856.
17. **Gobiet A., et al.** Operational Forecasting of Wet Snow Avalanche Activity: a Case Study for the Eastern European Alps. – *Proceedings, International Snow Science Workshop, Breckenridge, Colorado*, 2016, pp. 132–139.
18. **Battisti L.** *Wind Turbines in Cold Climates: Icing Impacts and Mitigation Systems*, Green Energy and Technology, Springer, 2015.
19. **Parent O., Ilincă A.** Anti-Icing and De-Icing Techniques for Wind Turbines: Critical review. – *Cold Regions Science and Technology*, 2011, 65(1), pp. 88–96, DOI:10.1016/j.coldregions.2010.01.005.
20. **Homola M.C., et al.** Effect of Atmospheric Temperature and Droplet Size Variation on Ice Accretion of Wind Turbine Blades. – *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 2010, 98(10), DOI:10.1016/j.jweia.2010.06.007.

[8.12.2021]