ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 621.31

Разработка алгоритма выбора режимов работы комплекса электроснабжения с ветродизельной электростанцией

Я.Э.ШКЛЯРСКИЙ, Д.Е.БАТУЕВА✉
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

***Как цитировать эту статью*:** Шклярский Я.Э., Батуева Д.Е. Разработка алгоритма выбора режимов работы комплекса электроснабжения с ветродизельной электростанцией // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 115-126. DOI: 10.31897/PMI.2022.7

Аннотация. Система электроснабжения подвергается влиянию внешних возмущений, поэтому она должна быть устойчива и работать в нормальном режиме в условиях соблюдения норм по качеству электроэнергии. Система электроснабжения переходит в ненормальные режимы работы, когда после какого-либо кратковременного нарушения или возмущения она не восстанавливает нормальный режим. Электротехнический комплекс, в состав которого входит ветроэнергетическая установка, а также подключены параллельно аккумуляторная батарея и дизель-генераторная установка, способен обеспечить надежное электроснабжение потребителей в соответствии с показателями качества электроэнергии. В статье разработан алгоритм, который реализует система автоматического управления, для выбора режима работы в зависимости от климатических факторов (ветра) и прогноза энергопотребления на сутки вперед. Прогнозные данные выбираются исходя из того, в каком из методов ошибка прогнозирования будет наименьшей. Сделан вывод о том, что если в систему автоматического управления добавлять данные прогноза энергопотребления, тогда можно будет повысить эффективность работы комплекса электроснабжения. В разработанном алгоритме проверка нормальных и ненормальных режимов работы рассмотрена на основе теории устойчивости. Выделены критерии оценки нормального режима работы, а также рассмотрены показатели графиков нагрузки объекта для оценки загрузки источников электроснабжения и нормы качества электроснабжения потребителей для ранжирования нагрузки по приоритетности при критических условиях эксплуатации и восстановлении нормального режима работы.

***Ключевые слова*:** ветродизельный комплекс; нормальный режим работы; устойчивость энергосистемы; баланс мощности; прогноз энергопотребления

Принята: 24.01.2022 ***Онлайн: 18.03.2022*** ***Опубликована: 29.04.2022***

Введение. В Арктической зоне России [1], которая составляет пятую часть территории страны, существует множество проблем, связанных с эффективностью работы электростанций и электроснабжением в удаленных регионах. Растет потребление всех видов первичных энергоресурсов, ускоренными темпами растет физический износ энергетической инфраструктуры [2]. Поэтому на фоне усиливающегося ограничения ресурсной базы традиционной энергетики критически важна роль возобновляемой энергетики и систем накопления энергии [3] в совокупности с интеллектуальной энергетикой и повышением энергоэффективности [4].

В Энергетической стратегии России на период до 2035 г. [5] и в Стратегии экономической безопасности России на период до 2030 г. [6] отражена важность развития региональной энергетики Арктики и Крайнего Севера, в том числе за счет возобновляемых источников энергии (ВИЭ), и повышения уровня жизни. Развитие ветродизельных комплексов в настоящее время идет медленно, ввиду долгой локализации международных и европейских стандартов, а стимулирование инвестиций в проекты ограничено избыточными требованиями к проектированию, строительству и эксплуатации объектов на основе ВИЭ.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Значение технического потенциала ветроэнергетики в арктических регионах превосходит технико-экономические данные существующих электростанций, что позволяет полностью покрывать расходы условного топлива на производство энергии [7]. При использовании потенциала ветроэнергетики происходит значительная экономия традиционных органических энергоресурсов [8], которые, в свою очередь, могут быть использованы в тех регионах, где климатические условия не предполагают выработку энергии с помощью ВИЭ в необходимом количестве, с целью покрыть потребности региона [9].

Основными потребителями электроэнергии населенных пунктов, не имеющих промышленных предприятий, являются котельные установки, работающие на мазуте или угле. График электрической нагрузки определяется системами отопления поселка, что приводит к существенной неравномерности энергопотребления в зависимости от сезона. Отклонение реального энергопотребления составляет 11-56 % от планируемых графиков нагрузки. На летние месяцы приходится максимум отклонения электропотребления. Стабильно низкие температуры воздуха наблюдаются только зимой, в остальное время средняя температура с каждым месяцем существенно меняется, что влечет за собой и сдвиг графика нагрузки [10].

Другим барьером, который характеризует изолированные зоны энергоснабжения, является инфраструктура. Крайний Север отличается достаточно удаленными друг от друга населенными пунктами и сложными и некачественными транспортными путями [11]. Транспортный период для многих северных регионов составляет всего два-три месяца и осуществляется по временным, необорудованным трассам. В этих условиях доставка и разгрузка габаритного оборудования является сложной задачей.

Электротехнический комплекс, в состав которого входят ветроэнергетическая установка (ВЭУ) и параллельно подключенные аккумуляторная батарея и дизель-генераторная установка (ДГУ) [12], способен обеспечить надежное электроснабжение потребителей в соответствии с показателями качества электроэнергии [13, 14]. Анализ литературных источников показал, что для гарантированного электроснабжения потребителей Севера и Северо-Востока страны в условиях экстремальных годовых перепадов температур от −60 до +40 °С наиболее перспективными для внедрения в качестве автономных комплексов на базе ВИЭ являются горизонтально-осевые ВЭУ с синхронным генератором на постоянных магнитах, благодаря своей модульной конструкции и достаточно высокой надежности при грамотном проектировании и изготовлении установок [15-17].

При этом построение изолированных систем электроснабжения на базе нескольких типов источников энергии с использованием ВЭУ и ДГУ, объединенных общей шиной постоянного тока, позволяет избавиться от 20 % ограничения доли мощности ВЭУ, а также использовать ДГУ с синхронным генератором с постоянными магнитами инверторного типа, которые имеют меньший удельный расход топлива при работе на изменяющуюся нагрузку [18, 19].

Однако повышенные расходы на топливо и его доставку определяют высокую стоимость электроэнергии для потребителей, а выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и объемы отходов от использованного топлива ухудшают экологическую ситуацию в регионе [20]. Поэтому реализация проектов, связанных с развитием децентрализованных энергосистем на основе ветроэнергетических установок, для работы которых имеется значительный ветропотенциал, является перспективной задачей [21, 22].

Постановка проблемы. *Режимы работы комплекса энергоснабжения.* Ветроэлектроустановка работает в автоматическом режиме, обеспечивая максимальную выработку в соответствии с текущей скоростью ветра. Двунаправленный преобразователь тока (ДНПТ) обеспечивает сглаживание выработки от ВЭУ и баланс мощностей путем заряда-разряда аккумуляторных батарей (АБ) с подкачкой и потреблением электроэнергии в сеть/из сети. Таким образом, ДНПТ и АБ вместе образуют сетевую опорно-аккумулирующую систему.

В системе автоматического управления комплексом электроснабжения исследуемого объекта реализованы следующее режимы работы:

- Состояние 1 – одиночная работа ДГУ на нагрузку: при первом включении комплекс электроснабжения переходит в состояние 1.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

• Состояние 2 – работа ДГУ с ДНПТ в синхронном режиме: после успешного включения ДГУ на нагрузку подключается ДНПТ и синхронизируется с комплексом электроснабжения.

• Состояние 3 – работа ВЭУ в ведомом режиме параллельно ДНПТ и ДГУ: ВЭУ в этом состоянии подкачивает в сеть энергию ветра, для ДГУ нагрузка снижается. При колебаниях мощности со стороны ВЭУ в первую очередь реагирует ДНПТ (как безынерционная машина), компенсируя колебания мощности для плавной работы ДГУ.

• Состояние 4 – работа ВЭУ в ведомом режиме с ДНПТ в качестве опорного источника, ДГУ остановлена (режим максимальной экономии дизельного топлива). Переход возможен при превышении выработки от ВЭУ над потреблением.

Данная система рассматривает лишь четыре состояния работы энергосистемы, поэтому необходимо более подробно рассмотреть выбор режимов работы и проверку на устойчивость нормальных режимов, а также учесть возможность интеграции в систему автоматического управления прогноза энергопотребления.

Прогнозирование энергопотребления. В настоящее время при работе комплекса электроснабжения с ветродизельной электростанцией не берутся во внимание возможности повышения эффективности работы электротехнического комплекса путем учета прогноза энергопотребления на сутки вперед и возможное влияние изменения графиков нагрузки в зависимости от продолжительности светового дня, сезонности, температуры окружающей среды [23].

Прогнозирование энергопотребления позволит, с одной стороны, не допускать перебоев в поставке электроэнергии при увеличении нагрузки больше плановой, планировать режимы работы для обеспечения электроэнергией потребителей при резких изменениях скорости ветра, а с другой стороны, уменьшение электропотребления за счет прогнозирования скажется на эффективности работы комплекса электроснабжения, в том числе сохранении ресурса работы ДГУ и уменьшении расхода топлива [24]. Прогнозирование энергопотребления, выполненное с достаточной точностью, позволяет соблюдать баланс мощностей, что является главным критерием в работе любого комплекса электроснабжения.

Результаты использования различных методов прогнозирования могут обладать различной точностью, поскольку исследование тесно связано с изменениями в процессе электропотребления объектом, типом нагрузки потребителей и внешними климатическими изменениями. Поэтому не все методы прогнозирования могут использоваться. Статистические методы не обеспечивают достаточной точности [25-27], однако часто используются для объектов с небольшой установленной мощностью и бытовым характером нагрузки. Многофакторные методы требуют большого количества параметров на входе, причем для каждого объекта набор данных будет уникальным [28]. Распространенные интеллектуальные методы во многих случаях не учитывают индивидуальные особенности процесса электропотребления [29, 30]. Все чаще в последнее время проводятся исследования с использованием гибридных методов [31], которые объединяют в себе несложные по структуре методы и достоинства интеллектуальных методов, при этом процесс электропотребления учитывается в динамике [32, 33].

В разработанном алгоритме используются прогнозные данные, полученные путем расчета по четырем методам: регрессивному, методу экспоненциального сглаживания, искусственным нейронным сетям и комбинированному методу. Программа позволяет прогнозировать суточное потребление электроэнергии. В качестве выходных данных пользователь получает график нагрузки следующих суток. Так как анализ графиков нагрузки различных комплексов энергоснабжения в разных отраслях промышленности показывает, что равномерность потребления электроэнергии существенно отличается, в программе рассматривается несколько методов прогнозирования, и пользователь может подобрать для своей системы способ с наименьшей погрешностью прогнозирования. Таким образом, в разрабатываемом алгоритме необходимо учесть возможность получения прогнозных данных энергопотребления объектом для эффективного планирования режимов работы.

Устойчивость комплекса энергоснабжения. Объектом исследования является ветродизельный комплекс в Хабаровском крае, работающий в изолированном (автономном) режиме и снабжающий электроэнергией вахтовый поселок (отопительно-бытовая нагрузка). В настоящее время

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

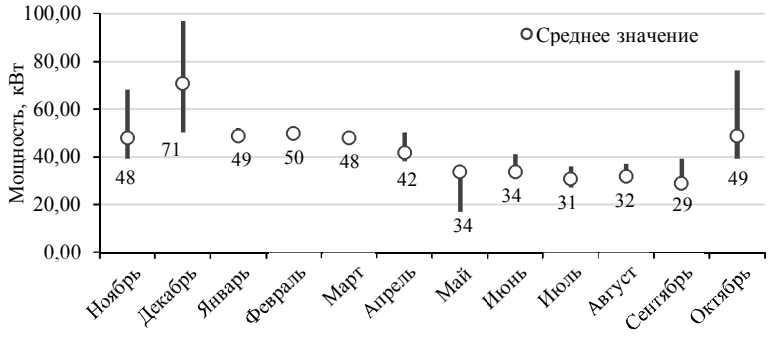


Рис.1. График потребления электроэнергии ветродизельным комплексом

генерирующие установки работают параллельно – ВЭУ установленной мощностью 100 кВт и три ДГУ установленной мощностью 58 кВт (летом), 110 кВт (зимой) и 120 кВт (находится в резерве). Когда ветровой поток менее 2,5 м/с, ДГУ работает на всю нагрузку, а ВЭУ отключается. При этом, когда скорость ветра достигает 10-15 м/с, ВЭУ полностью обеспечивает электроснабжение объекта, способна подзарядить аккумуляторы емкостью 340 А·ч, а при изменении некоторых параметров работы может участвовать в нагреве воды, снижая нагрузку на водогрейные котлы. Ветроустановка позволит экономить до 53 т топлива в год и сократить выбросы в атмосферу.

Электропотребление комплекса электроснабжения составляет 377046 кВт·ч, при этом совокупный объем потребления дизельного топлива на ДГУ составляет 123800 л. Удельный расход топлива – 269 г/кВт·ч. Среднегодовая мощность электропотребления 43 кВт, пиковая мощность в году 97 кВт (рис.1). Среднее отклонение месячного электропотребления составляет 14,5 %, что отрицательно влияет на режимы работы комплекса энергоснабжения без прогнозирования энергопотребления, составления прогноза неустойчивых режимов работы и их длительности. Характерной особенностью также является снижение электрической нагрузки в летний период. В сравнении с самым теплым (июлем) и самым холодным (декабрем) месяцами разница в объемах потребления электроэнергии достигает 2,5 раз.

Одним из условий устойчивой работы локальной сети является сохранение баланса вырабатываемой и потребляемой энергии (мощности). Основным источником энергоснабжения является ВЭУ. При отсутствии достаточного уровня ветровой энергии запускается ДГУ. При этом выходное напряжение двунаправленного преобразователя тока подстраивается по частоте и амплитуде под напряжение ДГУ. По мере увеличения мощности, вырабатываемой ВЭУ, снижается нагрузка на ДГУ вплоть до его полного отключения. Оптимальной нагрузкой для ДГУ является нагрузка, равная 50-70 % от номинальной мощности. При дальнейшем увеличении выработки ВЭУ и соответствующем снижении мощности ДГУ она отключается, кратковременные дефицит или излишки мощности компенсируются аккумуляторной батареей через ДНПТ.

В связи с этим необходимо выделить ряд критериев, которые позволят оценить режимы работы системы электроснабжения: устойчивую работу ВЭУ; недопущение выпадения синхронного генератора из синхронизма; недопущение перехода ДГУ в двигательный режим; статическую устойчивость узла нагрузки и показатели качества электроэнергии.

Таким образом, после выбора режима работы для обеспечения нормального режима в разрабатываемом алгоритме необходимо провести проверку на устойчивость энергосистемы с ветродизельной электростанцией. Нормальным режимом работы считается такой режим, когда при возникновении внешних возмущений энергосистема не переходит в ненормальный режим работы, сохраняется устойчивость, и не снижаются критерии качества электроснабжения потребителей.

Методология. В статье разрабатывается алгоритм выбора режима работы в зависимости от климатических факторов (ветра) и прогноза энергопотребления на сутки вперед, который реализует система автоматического управления. Рассматривается тезис о том, что если в систему автоматического управления добавлять данные прогноза энергопотребления на сутки вперед, то можно повысить эффективность использования комплекса электроснабжения, так как увеличение точности прогнозирования и, соответственно, установка параметров выбора режима работы позволяют соблюдать баланс мощностей.

Методы прогнозирования энергопотребления (регрессивный, метод экспоненциального сглаживания, искусственные нейронные сети и комбинированный) основаны на методах статистической

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

обработки данных, математического прогнозирования, искусственного интеллекта. На выходе прогнозные данные выбираются исходя из того, в каком из методов ошибка прогнозирования будет наименьшей.

В разработанном алгоритме проверка нормальных и ненормальных режимов работы рассмотрена на основе теорий устойчивости, электропривода, математической статистики и выделены критерии оценки нормального режима работы. Обсуждаются показатели графиков нагрузки объекта для оценки загрузки источников электроснабжения и нормы качества электроснабжения потребителей для ранжирования нагрузки по приоритетности при критических условиях эксплуатации и восстановлении нормального режима работы.

Обсуждение. *Разработка алгоритма работы ВДЭС, учитывающего проверку по критериям устойчивости.* Алгоритм построен с учетом режимов работы исследуемого объекта, критериев устойчивости, прогноза энергопотребления объектом на сутки вперед, расчета баланса мощностей в данной автономной энергосистеме (рис.2).

Предварительно задаются параметры потребителей – длина линий между источниками электроснабжения и потребителями l, мощность установок потребителей $P_{\text{Н}}$ (задается для общего узла нагрузки), график нагрузки. Так как в данном исследовании рассматривается возможность повышения эффективности работы электротехнического комплекса путем учета прогноза энергопотребления, то данные планируемой почасовой нагрузки, спрогнозированные на сутки вперед, должны также подгружаться в блок задания параметров.

Затем определяются данные источников – тип, количество, мощность энергоустановок, задаются параметры ветра и уровень заряда аккумуляторной батареи.

Далее, исходя из заданных параметров, устанавливается режим работы комплекса энергоснабжения, определяющий, к каким установкам подключена нагрузка, производится расчет тока, напряжения в узлах, частоты, значений активной и реактивной мощностей. Также фиксируются параметры синхронных генераторов в системе: моменты на валу генераторов, угловые скорости, величина тока возбуждения, углы нагрузки и т.д.

Для эффективной работы аккумуляторной батареи принято, что батарея не может быть разряжена больше чем на 80 % (т.е. батарея заряжена не менее чем на 20 % от общей емкости), так как в ветродизельных системах срок эксплуатации аккумуляторной батареи в большей степени ограничен количеством выдерживаемых циклов глубокого разряда. На данном объекте предусмотрено не менее 1000 циклов, а выдавать энергию в сеть аккумуляторная батарея может при заряде не ниже 80 %.

Для проверки устойчивости системы и нормального режима работы вычисляется баланс мощности в энергосистеме, делается вывод об устойчивости или неустойчивости режима работы. Если определяется ненормальный режим работы, проводится проверка системы по критериям устойчивости, таким образом определяется причина и узел нарушения устойчивости.

Режимы работы автономной системы электроснабжения, представленные в алгоритме, можно описать следующим образом (питание от ДГУ различается летом (58 кВТ) и зимой (100 кВт):

- режим 1 – питание нагрузки от ветроэнергетической установки и заряд аккумуляторной батареи;
- режим 2 – питание нагрузки от ветроэнергетической установки и аккумуляторной батареи;
- режим 3 – питание нагрузки от ветроэнергетической установки;
- режим 4 – параллельная работа ветроэнергетической и дизель-генераторной установок и аккумуляторной батареи;
- режим 5 – параллельная работа ветроэнергетической и дизель-генераторной установок и заряд аккумуляторной батареи;
- режим 6 – параллельная работа ветроэнергетической и дизель-генераторной установок;
- режим 7 – питание нагрузки от дизель-генераторной установки и аккумуляторной батареи;
- режим 8 – питание нагрузки от дизель-генераторной установки и заряд аккумуляторной батареи;
- режим 9 – питание нагрузки от дизель-генераторной установки.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 115-126
DOI: 10.31897/PMI.2022.7
© Я.Э.Шклярский, Д.Е.Батуева, 2022

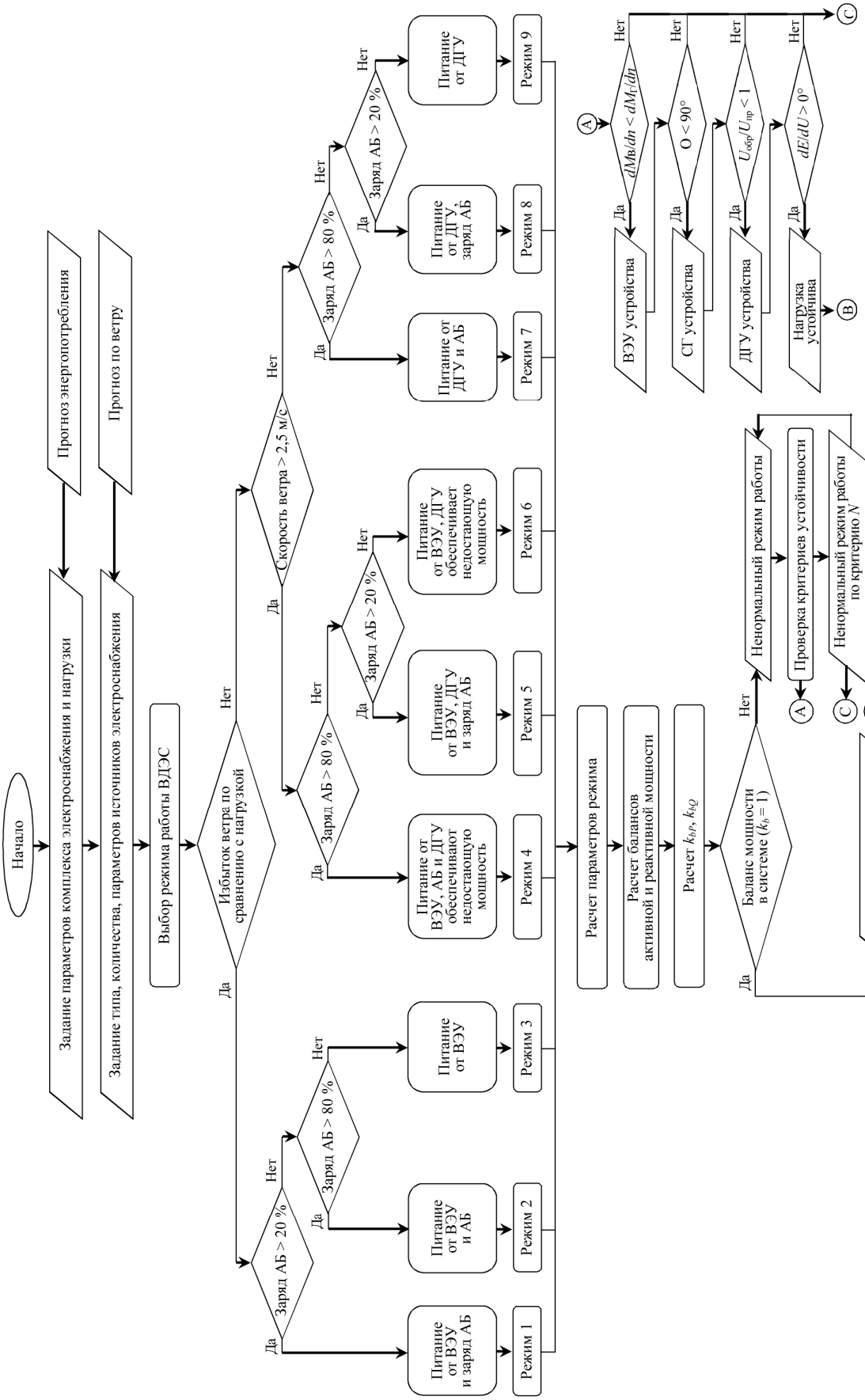


Рис.2. Алгоритм выбора и оценки режима работы комплекса энергоснабжения с ВДЭС

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Расчет балансов мощностей, указанный в алгоритме, проводится после выбора режима и расчета его параметров:

- коэффициента баланса активной мощности

$$k_{bP} = \frac{P_{\text{ВЭУ}i}}{P_{\text{Н}i}} + \frac{P_{\text{ДГУ}i}}{P_{\text{Н}i}} \pm \frac{P_{\text{АБ}i}}{P_{\text{Н}i}} - \frac{P_{\text{БН}i}}{P_{\text{Н}i}} - \frac{\Delta P}{P_{\text{Н}i}};$$

- коэффициента баланса реактивной мощности

$$k_{bQ} = \frac{Q_{\text{ВЭУ}i}}{Q_{\text{Н}i}} + \frac{Q_{\text{ДГУ}i}}{Q_{\text{Н}i}} - \frac{\Delta Q}{Q_{\text{Н}i}},$$

где P, Q – активная (Вт) и реактивная (вар) мощности в i-м режиме соответственно; БН – балластная нагрузка; Н – мощность нагрузки; Δ – потери мощности в системе.

Энергосистема работает в нормальном режиме, когда коэффициенты k_{bP} и k_{bQ} равны 1. Если балансы мощностей не сходятся, то необходимо выявить причины нарушения режима работы. Если хотя бы один критерий не соблюдается, то режим считается ненормальным, производится перенастройка параметров, и расчет режима выполняется заново.

Расчет показателей графиков электрических нагрузок. Разница в энергопотреблении объектом летом и зимой достигает 2,5 раз. Соответственно, рассматривать характерные режимы работы надо в период летнего минимума и зимнего максимума нагрузок. Необходимо проанализировать такие показатели графиков электрических нагрузок как коэффициенты: использования $k_{\text{и}}$, включения приемника $k_{\text{в}}$, загрузки $k_{\text{з}}$. Расчет производился для июля и декабря.

Коэффициент использования покажет, насколько эффективно используются установки, а расчет распределения нагрузки по генераторам при параллельной работе покажет, насколько загружены генераторы на данный период времени.

Коэффициент использования (основной показатель для расчета нагрузки) – это отношение средней активной мощности отдельного приемника (или их группы) к ее номинальному значению:

$$k_{\text{и}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{ном}}}.$$

Коэффициент включения приемника – это отношение продолжительности включения приемника в цикле $t_{\text{в}}$ ко всей продолжительности цикла $t_{\text{ц}}$ (24 ч):

$$k_{\text{в}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}}.$$

Коэффициент загрузки – это отношение фактически потребляемой средней активной мощности к номинальной мощности приемника:

$$k_{\text{з}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{1}{P_{\text{ном}} t_{\text{в}}} \int_0^{t_{\text{ц}}} p(t)\,dt = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{ном}}} \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} = \frac{k_{\text{и}}}{k_{\text{в}}}.$$

В результате вычисления данных коэффициентов для июля и декабря были сделаны следующие выводы:

- В июле коэффициент использования при питании от ДГУ 58 кВт находится в пределах от 0,10 (4 ч работы в сутки, остальное время – ВЭУ) до 0,68 (24 ч работы в сутки); в декабре при питании от ДГУ 110 кВт коэффициент использования находится в пределах от 0,02 (2 ч работы в сутки, остальное время – ВЭУ) до 0,45 (24 ч работы в сутки).
- Коэффициент включения в июле находится в пределах от 0,17 (питание только от ВЭУ) до 1,0 (ВЭУ неисправна либо находится в ремонте).
- Коэффициент загрузки при питании в июле от ДГУ 58 кВт находится в пределах от 0,47 до 0,73; при питании в декабре от ДГУ 110 кВт коэффициент загрузки находится в пределах от 0,26 до 0,45.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 115-126 DOI: 10.31897/PMI.2022.7
© Я.Э.Шклярский, Д.Е.Батуева, 2022

Учитывая, что ДГУ работает в нормальном режиме с загрузкой 50-75 %, то в данном электротехническом комплексе ДГУ преимущественно работают с недогрузкой, что увеличивает расход топлива и снижает КПД, особенно в зимний период.

Критерии устойчивости для нормального режима работы ВДЭС. Нормальные режимы работы, в первую очередь, определяются соблюдением условия баланса мощностей, для чего необходимо управлять и контролировать величину токов источников питания, режимы заряда/разряда аккумуляторных батарей и величину тока балластной нагрузки.

Однако, помимо этого, необходимо выделить еще ряд критериев, предложенных в источнике [34], которые позволят оценить режимы работы системы электроснабжения: устойчивую работу ВЭУ; недопущение выпадения синхронного генератора из синхронизма; недопущение перехода ДГУ в двигательный режим; статическую устойчивость узла нагрузки и показатели качества электроэнергии.

Устойчивая работа ВЭУ. Система статически устойчива при условии, что при любом возмущении результирующий момент стремится вернуть систему в первоначальное положение. Поэтому приращение электромагнитного момента генератора должно быть больше изменения механического момента турбины. Отсюда следует, что условие устойчивости для ВЭУ выражается как

$$\frac{dM_{\text{В}}}{dn} < \frac{dM_{\text{Г}}}{dn},$$

где $M_{\text{В}}$, $M_{\text{Г}}$ – крутящий момент ветродвигателя и генератора соответственно, Н·м; n – скорость вращения выходного вала двигателя, об/мин.

При наложении мощностных $P_{\text{В}} = f(n)$ и моментных $M_{\text{В}} = f(n)$ характеристик ветротурбины и генератора, приведенных к скорости вращения n одного и того же вала, определяются рабочие точки ВЭУ.

Для исследуемой ВЭУ из приведенных условий следует, что при использовании в системе безредукторного генератора на постоянных магнитах с переменной частотой вращения устойчивость будет обеспечиваться, если наклонная характеристика генератора будет пересекаться с правыми частями уравнения характеристики турбины.

Недопущение выпадения синхронного генератора из синхронизма. Проверка ДГУ на устойчивость производится на основе угловых характеристик генератора, выделяя области устойчивых и неустойчивых режимов. Неустойчивым режимом работы считается такой режим, когда угол нагрузки θ переходит за 90° (рис.3), т.е. при изменении внешнего вращающего или тормозного момента $M_{\text{ВН}}$, приложенного к валу синхронной машины, не сохраняется синхронное вращение. Частоты синхронного вращения ротора n_2 и результирующего магнитного поля n_1 становятся равны ($n_1 = n_2$):

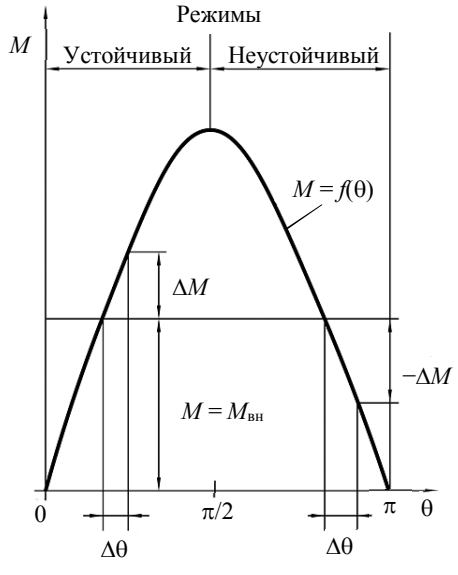


Рис.3. Угловая характеристика синхронного генератора

$$\theta < \frac{\pi}{2}.$$

Таким образом, чем меньше угол нагрузки, тем больший запас устойчивости имеет синхронная машина, а угол нагрузки уменьшается при увеличении тока возбуждения.

Одной из причин нарушения устойчивости может стать значительная доля активно-емкостной нагрузки в системе. Тогда генератор будет работать в режиме недовозбуждения для поддержания стабильного напряжения, ток возбуждения уменьшится, а угол нагрузки возрастет. Также при снижении скорости ветра уменьшатся вращающий момент ветродвигателя и ток возбуждения.

Далее возникает вопрос точной синхронизации ВЭУ и ДГУ, когда мощности, производимой ВЭУ, не хватает, и необходимо включать ДГУ. Применяется метод самосинхронизации, тогда как метод точной синхронизации весьма

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.7

Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 115-126
© Я.Э.Шклярский, Д.Е.Батуева, 2022

затруднителен ввиду того, что генератор требуется включить в работающую сеть без выпадения его из синхронизма, а скачок тока не должен превышать предельных значений. Метод самосинхронизации позволяет увеличить пределы допустимых значений скольжения и не требует проверки фаз включения при подключении генератора к системе.

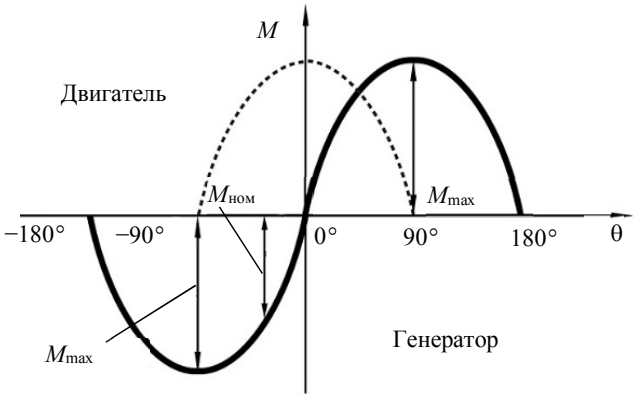


Рис.4. Режимы работы синхронной машины

Недопущение перехода ДГУ в двигательный режим. Как было отмечено, генератор работает в устойчивом режиме при изменении угла нагрузки θ в пределах от 0 до 90°. При этом, если угол нагрузки станет меньше 0°, то синхронная машина перейдет из генераторного в двигательный режим, т.е. в ненормальный режим работы с нарушением электроснабжения потребителей (рис.4).

Одной из причин такого перехода может быть пробой выпрямителя. Пробой диодов выпрямительного устройства может возникнуть при повышении напряжения, перегреве током, проходящим через диоды, или при механических повреждениях. Тогда сопротивление становится равным нулю, и может возникнуть короткое замыкание фаз обмотки статора и, соответственно, отказ генератора.

Условие, выполнение которого исключит пробой выпрямителя:

$$\frac{U_{\text{обр}}}{U_{\text{пр}}} < 1 ,$$

где $U_{\text{обр}}$, $U_{\text{пр}}$ – обратное напряжение, приложенное к выпрямительному устройству и напряжение пробоя соответственно, В.

При несоблюдении данного условия происходят пробой выпрямителя и переход генератора в двигательный режим.

Статическая устойчивость узла нагрузки и показатели качества электроэнергии. Как правило, в автономных изолированных энергосистемах мощность источников питания подбирается приблизительно равной мощности нагрузки, поэтому снижение напряжения в узле нагрузки может привести к торможению асинхронных двигателей у потребителя или к лавине напряжения (ГОСТ 32144-2013) при снижении напряжения до критической отметки. Устойчивость нагрузки можно оценить через коэффициент запаса по напряжению

$$K_U = \frac{U_0 - U_{\text{кр}}}{U_0} \cdot 100\ \%,$$

где U_0, $U_{\text{кр}}$ – номинальное напряжение сети и критическое напряжение, т.е. граница статической устойчивости системы соответственно, В.

Если коэффициент запаса по напряжению увеличивается, то увеличивается и устойчивость узла нагрузки. Для расчета устойчивости можно использовать следующие практические критерии:

$$\frac{d\Delta Q}{dU} < 0,$$

где ΔQ – небаланс в узле между мощностью, вырабатываемой генератором $Q_{\text{Г}}(U)$ и потребляемой нагрузкой $Q_{\text{Н}}(U)$, вар; U – напряжение узла нагрузки, В.

Небаланс реактивной мощности ΔQ вызывает изменение ЭДС генератора E:

$$\frac{dE}{dU} > 0.$$

Поскольку нагрузка потребителей на объекте имеет достаточно малую мощность (до 100 кВт), объекты расположены на небольших расстояниях и представляют собой комплексную нагрузку, подключенную через один узел к питающей электрической сети, то можно рассмотреть узел целиком. Тогда расчет статической устойчивости узла нагрузки можно производить для суммарных статических характеристик (СХН) $P(U)$ и $Q(U)$ по напряжению.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Статические характеристики нагрузок можно выразить аналитически в виде полиномов *n*-й степени [35]:

$$P(U) = P_{\text{ном}}\left[\alpha_0 + \alpha_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \alpha_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}}\right)^2 + \cdots + \alpha_n \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}}\right)^n\right];$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}}\left[\beta_0 + \beta_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \beta_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}}\right)^2 + \cdots + \beta_n \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}}\right)^n\right],$$

где $P_{\text{ном}}$, $Q_{\text{ном}}$ – активная и реактивная мощности нагрузки соответственно; U – текущее значение напряжения; α, β – коэффициенты аппроксимирующих полиномов.

С достаточной для практических расчетов точностью СХН отражаются полиномами второй степени:

$$P(U) = P_{\text{ном}}\left(\alpha_0 + \alpha_1 U^* + \alpha_2 U^{*2}\right);$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}}\left(\beta_0 + \beta_1 U^* + \beta_2 U^{*2}\right),$$

где $U^* = U / U_{\text{ном}}$ – текущее относительное значение напряжения.

Помимо статической устойчивости узла нагрузки необходимо рассмотреть требования к качеству электроэнергии, удовлетворяющие различные группы потребителей, для дальнейшей оценки режимов работы комплекса электроснабжения при возникновении критических условий эксплуатации.

Сначала основные элекропотребители были разделены на группы по приоритетности:

- Группа 1 (цикличная прерывистая работа, контролируется системой управления) – электрический водонагреватель.
- Группа 2 (низкоприоритетная нагрузка) – сушильная машина для белья, 20 кВт; стиральная машина для белья, 3 шт. по 1,5 кВт; электрокаменка 16 кВт; утюг.
- Группа 3 (высокоприоритетная нагрузка выше 700 Вт) – плита электрическая, 18 кВт; электросковорода, 12 кВт; шкаф жарочный, 18 кВт; поттер, 3 кВт; рефконтейнер, 2 шт. по 6 кВт; холодильник, 2 шт по 0,25 Вт.
- Группа 4 (высокоприоритетная нагрузка ниже 700 Вт) – освещение; компьютерная техника; ТВ.

Согласно Правилам устройства электроустановок, для потребителей III категории надежности перерыв в электроснабжении составляет не более суток – на время выполнения аварийно-восстановительных работ (см. таблицу). Однако можно ранжировать потребителей на основе экспертной оценки по приоритетности для поочередного отключения при возникновении аварий или включения после проведения восстановительных работ (учитывая требования к нормам качества электрической энергии, согласно ГОСТ 32144-2013).

Перерывы в электроснабжении потребителей

Допустимые пределы показателей качества электрической энергии	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Группа 4
Отклонение частоты ±1 Гц Колебания напряжения и фликер ±10 % от $U_{\text{ном}}$ Несинусоидальность напряжения в зависимости от порядка гармонической составляющей Несимметрия напряжения в трехфазных системах 2 % Прерывания напряжения 5 % от $U_{\text{оп}}$ Провалы напряжения и перенапряжения до 1 мин	До 6 ч	До 24 ч	До 12 ч	До 24 ч

При возникновении случайных ситуаций, приводящих к изменению характеристик напряжения, а также отклонению напряжения в различных точках передачи электроэнергии в конкретный

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

момент времени, когда часть нагрузки необходимо отключать, следует руководствоваться приоритетностью нагрузки для восстановления нормального режима работы. Высокий приоритет следует отдавать первой группе, затем третьей группе и далее второй и четвертой группам в равном соотношении. В том числе, прогноз энергопотребления на сутки вперед в течение каждого часа позволит оценить, какая из групп нагрузок может оставаться выключенной в течение длительного периода времени. Также необходимо учитывать, что все генераторы должны работать с одинаковыми коэффициентами мощности, равными коэффициенту мощности сети.

Результаты. В данном исследовании разработан алгоритм выбора и оценки режимов работы комплекса электроснабжения с ветродизельной электростанцией. На первом этапе задаются параметры потребителей с учетом прогноза энергопотребления на сутки вперед и данные генерации. В алгоритме рассматривается девять возможных режимов работы для исследуемого объекта.

Поскольку исследовалась возможность повышения эффективности работы электротехнического комплекса путем учета прогноза энергопотребления, то данные планируемой почасовой нагрузки, спрогнозированные на сутки вперед и выбранные по методу, который имеет наименьшую ошибку прогнозирования, должны подгружаться также в блок задания параметров.

Определена необходимость анализа устойчивости энергосистемы по выбранным критериям: устойчивой работе ВЭУ, недопущению выпадения синхронного генератора из синхронизма, недопущению перехода ДГУ в двигательный режим, статической устойчивости узла нагрузки и показателям качества электроэнергии. Для проверки устойчивости системы и нормального режима работы рассчитывается баланс мощности. Если определяется ненормальный режим работы, проводится проверка системы по критериям устойчивости и определяется причина и узел нарушения устойчивости.

Алгоритм построен с учетом режимов работы исследуемого объекта, критериев устойчивости, планируемого прогноза энергопотребления объектом на сутки вперед и с учетом расчета баланса мощностей в данной автономной энергосистеме. Такая система позволит повысить эффективность использования комплекса электроснабжения, обеспечить надежное электроснабжение потребителей, соблюдая нормы по качеству электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Cherepovitsyn A., Tcvetkov P.* Overview of the prospects for developing a renewable energy in Russia // 2017 International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA), 25-27 March 2017, Singapore. IEEE, 2017. P. 113-117. DOI: 10.1109/ICGEA.2017.7925466

2. *Savard C., Iakovleva E.V.* A suggested improvement for small autonomous energy system reliability by reducing heat and excess charges // Batteries. 2019. Vol. 5. Iss. 1. DOI: 10.3390/batteries5010029

3. *Zyryanov V., Kiryanova N., Korotkov I. et al.* Analysis of energy storage systems application in the Russian and world electric power industry // Proceedings of the 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC). 2020. P. 106-109. DOI: 10.1109/USEC50097.2020.9281175

4. *Lukovenko A.S., Kukartsev V.V., Semenova E.I. et al.* The analysis the use of intelligent electric networks and Smart Grid systems // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1679. Iss. 5. № 052083. DOI: 10.1088/1742-6596/1679/5/052083

5. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL: http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf (дата обращения 19.01.2021).

6. Стратегия экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года. URL: http://static.kremlin.ru/media/acts/files/0001201705150001.pdf (дата обращения 20.01.2021).

7. *Zimin R.Yu., Kuchin V.N.* Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development through the Use of Alternative Energy Sources in the Arctic // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2020. № 9271103. DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271103

8. *Бельский А.А., Добуш В.С., Шайбан Фуад Хайкал.* Эксплуатация однофазного автономного инвертора в составе ветроэнергетического комплекса малой мощности // Записки Горного института. 2019. Т. 239. С. 564-569. DOI: 10.31897/PMI.2019.5.564

9. *Паньков И.А., Фролов В.Я.* Повышение качества электроэнергии в автономных электроэнергетических системах // Записки Горного института. 2017. Т. 227. С. 563-568. DOI: 10.25515/PMI.2017.5.563

10. *Batueva D.E., Shklyarskiy J.E.* Increasing efficiency of using wind diesel complexes through intellectual forecasting power consumption // 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), 28-31 January 2019, Saint Petersburg and Moscow, Russia. IEEE, 2019. P. 434-436. DOI: 10.1109/EIConRus.2019.8657158

11. *Nalivaychenko E., Volkov A., Tishkov S.* Fuel and energy complex of the Arctic zone of Russia and its transport infrastructure // 8th International Scientific Conference Transport of Siberia 2020. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 918. Iss. 1. № 012238. DOI: 10.1088/1757-899X/918/1/012238

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

12. *Vasilkov O.S., Dobysh V.S.* Features Features of Application Hybrid Energy Storage in Power Supply Systems // IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). IEEE, 2019. P. 728-730. DOI: 10.1109/EIConRus.2019.8656802

13. *Абрамович Б.Н., Бельский А.А.* Выбор параметров ветродизельной установки для энергообеспечения минерально-сырьевого комплекса // Записки Горного института. 2012. Т. 195. С. 227-230.

14. *Lavrik A., Zhukovskiy Y., Buldysko A.* Features of the Optimal Composition Determination of Energy Sources During Multi-Criterial Search in the Russian Arctic Conditions // 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 12-14 March 2020, Moscow, Russia. IEEE, 2020. P. 1-5. № 9059215. DOI: 10.1109/REEPE49198.2020.9059215

15. *Belsky A.A., Dobush V.S.* Small wind-driven power plant operating experience // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018. Vol. 489. Iss. 1. № 012013. DOI: 10.1088/1757-899X/489/1/012013

16. *Belsky A., Dobush V., Ivanchenko D.* Wind-PV-Diesel Hybrid System with flexible DC-bus voltage level // 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 11-13 June 2014, Rakvere, Estonia. IEEE, 2014. P. 181-184. DOI: 10.1109/PQ.2014.6866806

17. *De Witt M., Stefansson H., Valfells A., Larsen J.N.* Energy resources and electricity generation in Arctic areas // Renewable Energy. 2021. Vol. 169. P. 144-156. DOI: 10.1016/j.renene.2021.01.025

18. *Лебедев В.А.* Эксергетический метод оценки энергоэффективности оборудования систем энергообеспечения предприятий минерально-сырьевого комплекса // Записки Горного института. 2016. Т. 219. С. 435-443. DOI: 10.18454/PMI.2016.3.435

19. *Flicker J., Hernandez-Alvidrez J., Shirazi M. et al.* Grid Forming Inverters for Spinning Reserve in Hybrid Diesel Microgrids // IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). 2020. Vol. 2020. № 9281497. DOI: 10.1109/PESGM41954.2020.9281497

20. *Цукерман В.А.* Состояние, проблемы и перспективы инновационного развития минерально-сырьевого комплекса севера и Арктики России // Записки Горного института. 2011. Т. 191. С. 212-217.

21. *Albekov A.U., Parkhomenko T.V., Polubotko A.A.* Green logistics in Russia: The phenomenon of progress, economic and environmental security // European Research Studies Journal. 2017. Vol. 20. Iss. 1. P. 13-21. DOI: 10.35808/ersj/591

22. *Kirsanova N.Y., Lenkovets O.M., Nikulina A.Y.* The role and future outlook for renewable energy in the Arctic zone of Russian Federation // European Research Studies Journal. 2018. Vol. 21. P. 356-368.

23. *Xie Y., Hu P., Zhu N. et al.* A hybrid short-term load forecasting model and its application in ground source heat pump with cooling storage system // Renewable Energy. 2020. Vol. 161. P. 1244-1259. DOI: 10.1016/j.renene.2020.07.142

24. *Korolev N., Solovev S.* Monitoring the technical condition of autonomous electrical systems with electric drive // E3S Web of Conferences. International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering (EECE). 2019. Vol. 140. № 04015. DOI: 10.1051/e3sconf/201914004015

25. *Han P., Wang P.X., Zhand S.Y., Zhu D.H.* Drought forecasting based on the remote sensing data using ARIMA models // Mathematical and Computer Modelling. 2011. № 51 (11). P. 1398-1403. DOI: 10.1016/j.mcm.2009.10.031

26. *Jakaša T., Andročec I., Sprčić P.* Electricity price forecasting – ARIMA model approach // 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), 25-27 May 2011, Zagreb, Croatia. IEEE, 2011. P. 222-225. DOI: 10.1109/EEM.2011.5953012

27. *Taylor J.W.* Short-Term Load Forecasting with Exponentially Weighted Methods // IEEE Transactions on Power Systems. 2012. № 27 (1). P. 458-464.

28. *Besagni G., Premoli Vilà L., Borgarello M. et al.* Electrification pathways of the Italian residential sector under socio-demographic constrains: Looking towards 2040 // Energy. 2021. Vol. 217. № 119438. DOI: 10.1016/j.energy.2020.119438

29. *Ertugrul O.F.* Forecasting electricity load by a novel recurrent extreme learning machines approach // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2016. № 78. P. 429-435. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.12.006

30. *Laboissiere L.A., Fernandes R.A.S., Lage G.G.* Maximum and minimum stock price forecasting of Brazilian power distribution companies based on artificial neural networks // Applied Soft Computing. 2015. № 35. P. 66-74. DOI: 10.1016/j.asoc.2015.06.005

31. *Ferdoush Z., Mahmud B.N., Chakrabarty A., Uddin J.* A short-term hybrid forecasting model for time series electrical-load data using random forest and bidirectional long short-term memory // International Journal of Electrical and Computer Engineering. 2021. Vol. 11. Iss. 1. P. 763-771. DOI: 10.11591/ijece.v11i1.pp763-771

32. *Lee J.T., Anderson S., Vergara C., Callaway D.S.* Non-Intrusive Load Management Under Forecast Uncertainty in Energy Constrained Microgrids // Electric Power Systems Research. 2021. Vol. 190. № 106632. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106632

33. *Chen K., Chen K., Wang Q. et al.* Short-Term Load Forecasting with Deep Residual Networks // IEEE Transactions on Smart Grid. 2019. Vol. 10. № 4. P. 3943-3952. DOI: 10.1109/TSG.2018.2844307

34. *Липужин И.А.* Повышение эффективности автономных систем электроснабжения с ветро-дизельными электростанциями: Автореф. дис. … канд. техн. наук. Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е.Алексеева, 2017. 20 с.

35. *Solovev S.V., Kryltcov S.B., Voytyuk I.N.* Static load characteristics consideration for determination of transmission line power capacity // IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus). IEEE, 2018. P. 803-806. DOI: 10.1109/EIConRus.2018.8317212

***Авторы*: Я.Э.Шклярский,** *д-р техн. наук, профессор, https://orcid.org/0000-0001-8803-9898* (*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*), **Д.Е.Батуева,** *аспирант, s175071@stud.spmi.ru, https://orcid.org/0000-0002-6945-2270* (*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0