

AUTOMATED ANALYSIS OF AGGREGATED PRODUCTION PROCESS INDICATORS

E.A. ZORINA¹, Cand. Sc., V.G. MESHKOV², Cand. Sc.,
M.K. SIMANZHENKOV², Postgraduate

¹ All-Russian Scientific Research Institute «Center»,
11, build. 1, Sadovaya-Kudrinskaya str., Moscow, 123242, e-mail: zorina_liza@list.ru

² Moscow State University of Technology «STANKIN»,
3A, Vadkovsky lane, Moscow, 127055, e-mail: mkt3@mail.ru

The article is devoted to the study of the effect of the frequency of deviations from the operating conditions of machines on the values of aggregated indicators by means of computer modeling. It is emphasized that the calculation results show that even a few serious deviations cannot significantly affect the accuracy of the calculation of aggregated indicators.

Keywords: flow of states, machine tools, computer modeling, discrete function, distribution density, probability, absolute deviation, frequency of occurrence of states, accuracy, calculation, aggregated indicators.

Поступила в редакцию/received: 08.02.2025; после рецензирования/revised: 09.02.2025;
принята/accepted: 17.02.2025

УДК 303.732:621.316

МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АККУМУЛЯТОРНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

К.Б. КОРНЕЕВ, канд. техн. наук, Ю.М. ПАВЛОВА, канд.техн.наук,
М.Б. МАНЬКОВ, асп., Р. ОСЕИ-ОВУСУ, асп.

Тверской государственный технический университет,
170026, Тверь, наб. Аф. Никитина, 22, e-mail: energy-tver@mail.ru

© Корнеев К.Б., Павлова Ю.М., Маньков М.Б., Осей-Овусу Р., 2025

Рассмотрен подход к построению оптимальной конфигурации электрических сетей, содержащих накопители мощности и объекты альтернативной энергетики. Подчеркнуто, что увеличение доли альтернативной энергетики требует интенсивного использования накопителей мощности на базе аккумуляторных батарей. Указано, что это приводит к значительному усложнению расчетов оптимального состояния энергосистемы с учетом нестационарного характера отдачи и потребления электроэнергии. Предложено применять методы оптимизационного моделирования и системного анализа с элементами прогностических моделей поведения объектов энергосистемы для построения системы управления электросетевым комплексом, что обеспечит поддержание требуемого уровня надежности отпуска электроэнергии потребителям, а также для уменьшения неоптимальных перетоков электрической энергии.

Ключевые слова: система электроснабжения, прогноз, управление, надежность, аккумуляторные батареи, накопители мощности, оптимизация.

DOI: 10.46573/2658-5030-2025-2-93-103

ВВЕДЕНИЕ

Рост числа проектов альтернативной энергетики в мире приводит к возникновению необходимости в пересмотре алгоритмов построения электрических сетей. В первую очередь данная необходимость связана с увеличением числа генерирующих установок, обладающих малопредсказуемым значением мгновенной отпускаемой мощности (в то время как величина годового отпуска электрической энергии определяется достаточно точно). Из-за этого увеличивается важность системы управления, позволяющей нивелировать большой разброс значений величины отпускаемой в сеть мощности, а также снизить перетоки мощности между территориально удаленными объектами генерации и потребителями. Кроме того, важным становится прогноз величины потребления электроэнергии с выявлением и прогнозированием (предпочтительно краткосрочным и среднесрочным) трендов использования. На ведущие позиции при этом выходят сбор и обработка статистических данных, включающих не только интегрированные значения расхода за длительные периоды времени, но и постоянный мониторинг графиков нагрузки единичных и групповых потребителей, позволяющий выявить в применении паттерны поведения [1].

Предлагается внедрить в системы управления одноранговых сетей электроснабжения, содержащих накопители мощности и генерирующие элементы альтернативной энергетики, программные модули оптимизации перетоков мощности, минимизирующие неэффективные потери электроэнергии при передаче. Такая оптимизация позволит значительно сократить величину неоптимальных перетоков электроэнергии, особенно между накопителями мощности, работающими в противоположных режимах («заряд» и «разряд» соответственно), а также увеличить коэффициент использования источников переменной мощности с сохранением должного уровня резервирования.

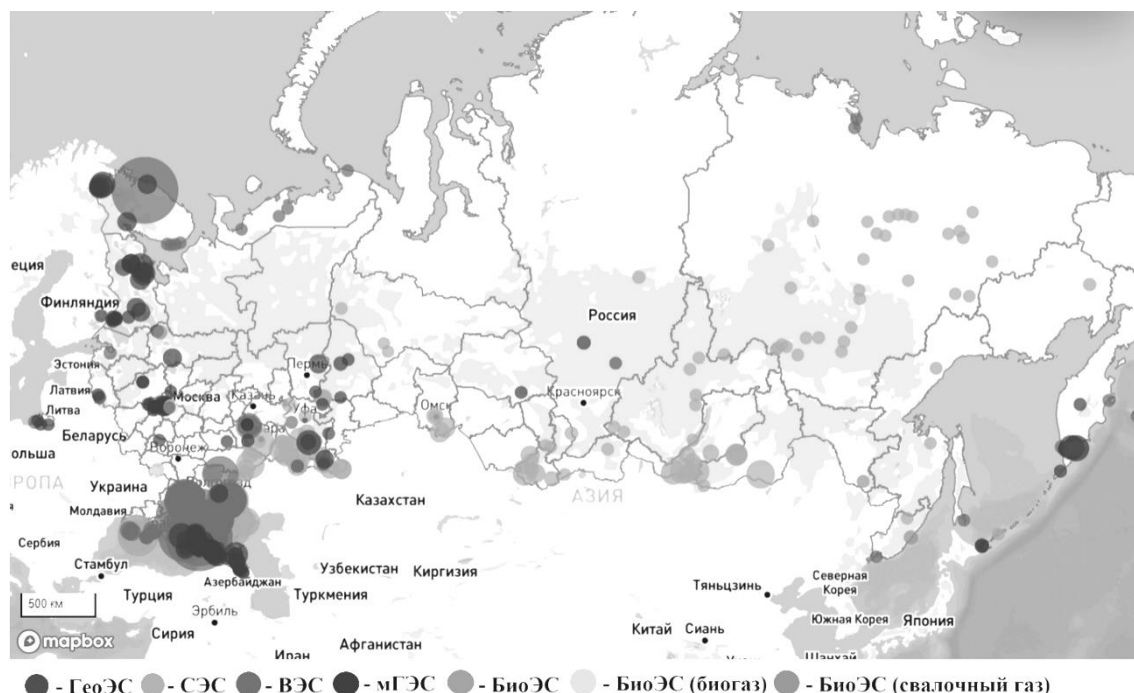
АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИТУАЦИИ

С АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ В РОССИИ И МИРЕ

Следует, несмотря на большой потенциал развития различных видов альтернативной энергетики в России, отметить, что в настоящее время, на начало 2025 г., основные реализованные проекты тяготеют к центрам потребления, включая солнечные электростанции в Якутии, располагающиеся рядом с населенными пунктами.

Такой подход связан с преимущественно низкой единичной мощностью генерирующего оборудования, что делает затраты на передачу электрической энергии на значительные (более 100 км) расстояния необоснованно высокими. С учетом того, что многие объекты, относящиеся к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), находятся на площадях, кратно превышающих занимаемые «классическими» электростанциями сопоставимой мощности, проблема выделения земель может стоять достаточно остро. Дополнительным фактором, ограничивающим распространение малых энергоисточников, является необходимость строительства инфраструктуры связи объекта генерации с энергосистемой, куда входят силовые трансформаторы, выпрямители и (или) инверторы, компенсаторы реактивной мощности, балластные (разрядные) сопротивления, а также резервирующие и балансирующие накопители мощности.

На рисунке показана карта размещения объектов электроэнергетики из возобновляемых источников.



Карта размещения объектов электроэнергетики из возобновляемых источников на территории РФ: ГеоЭС – геотермальные электростанции; СЭС – солнечные электростанции; ВЭС – ветроэлектростанции; мГЭС – малые гидроэлектростанции; БиоЭС (свалочный газ) – биоэлектростанции на основе свалочного газа; БиоЭС (биомасса) – биоэлектростанции на основе биомассы; БиоЭС (биогаз) – биоэлектростанции на основе биогаза [3]

Частично решить проблему инвестиций в строительство позволяет программа стимулирования развития ВИЭ-генерации в Единой энергетической системе (ЕЭС) России за счет гарантированной оплаты мощности по договору о предоставлении мощности (ДПМ) на оптовый рынок, заключенному с владельцем электростанции. Данная программа сокращенно называется ДПМ ВИЭ. Создание специального механизма поддержки генерации ВИЭ на оптовом рынке утверждено Постановлением Правительства РФ № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» [2]. Но стоит отметить, что в настоящее время большая часть оборудования и компонентов для подобных электрических станций производится за пределами РФ, что в условиях санкционного давления со стороны недружественных стран приводит к значительному подорожанию проектов строительства подобных электростанций. Следует сказать и об ограниченности производства некоторых позиций (например, силовых повышающих трансформаторов) как в России, так и за ее пределами. Обычно такое оборудование производится ограниченными партиями и в рамках определенных проектов (кроме типовых понижающих трансформаторов для распределительных сетей), что может значительно (до нескольких лет) увеличить сроки реализации проекта.

Отметим, что в мире существует огромное разнообразие подходов к подсчету доли возобновляемых источников энергии в общей выработке электрической энергии в стране. При подсчете доли часто учитывается вся установленная мощность зеленой энергетики, т. е. не сопряженной с выбросами парниковых газов (в первую очередь углекислого) в атмосферу или же потенциально производимой путем сжигания восстанавливаемых ресурсов. По этому показателю лидируют страны [3]:

Парагвай (доля – 99,71 %);

Бутан (99,65 %);

Демократическая Республика Конго (97,69 %);

Эфиопия (98,24 %);

Норвегия (98,2 %);

Непал (98,13 %);

Албания (96,48 %);

Исландия (95,8 %);

Лаос (85,72 %);

Германия (63,28%; приведена для сравнения).

Однако удельная доля ВИЭ в балансе установленной мощности является достаточно неоднозначным показателем, так как не отражает фактической выработки электроэнергии на этих электростанциях. Реальный коэффициент использования мощности, характеризующийся отношением действительного производства электроэнергии к потенциально возможной выработке при номинальной загрузке в целом для станций, работающих на ВИЭ, составляет около 28–30 % [4]. В то же время если из общего объема ВИЭ выделить только солнечные и ветровые электростанции, то соотношение значительно меняется. На первых позициях окажутся Германия с долей в 57,31 % и Нидерланды с долей в 57,52 % (Палестина с долей в 90,57 % в сложившейся на начало 2025 г. политической ситуации не может рассматриваться как объект, подходящий для анализа). Остальные страны, включая Китай, лидирующий по суммарной мощности установленных объектов альтернативной энергетики, демонстрируют значения объема такой энергетики, не превышающие 36 %. При этом, по данным на начало 2024 г., в Германии установлено почти в 3 раза больше электростанций, относимых к ВИЭ, чем в России, но почти в 10 раз меньше, чем в Китае.

Отпуск электрической энергии, осуществляемый в данный момент на солнечных и ветровых электростанциях очень сильно зависит от погоды. Несмотря на значительные успехи в прогнозировании последней, в среднем по миру точность даже кратковременного предсказания силы ветра составляет, по разным оценкам, около 65–68 % (с разбросом в точности от 35 до 92 % в зависимости от общеклиматических условий и рельефа местности) [5]. Точность прогнозирования солнечной погоды в целом выше (доходит до 78 %), однако в силу малого коэффициента использования мощностей солнечных электростанций (около 15 %) [6] эта точность сказывается на эффективности их работы незначительно [7].

РОЛЬ НАКОПИТЕЛЕЙ МОЩНОСТИ В ПОДДЕРЖАНИИ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Для альтернативной энергетики все большее значение приобретают накопители мощности. По причине того, что солнечные электростанции (на фотоэлектрических преобразователях) и ветрогенераторы производят электрическую энергию, запасание ее в других формах (тепловой, энергии сжатого воздуха и т. п.) будет снижать общий КПД системы, поэтому предпочтение отдается аккумуляторным накопителям мощности. Это

актуально даже для России: за 9 месяцев 2024 г. был установлен рекорд выработки электрической энергии на альтернативных источниках [8].

Следует отметить, что особенности климата России накладывают дополнительные ограничения на эксплуатацию аккумуляторных батарей. Из-за наличия на большей части территории РФ продолжительного периода отрицательных температур зимой и высоких летом необходимо использовать системы управления температурным режимом, учитывающие как обогрев, так и охлаждение аккумуляторных установок. В настоящее время самым большим накопителем мощности, эксплуатируемым в России, является установка, смонтированная на Бурзянской солнечной электростанции в Башкирии. Ее мощность составляет 2 МВт при возможности запасаения до 8 МВт · ч. Скорее всего, эта установка, разработанная Новосибирским государственным техническим университетом, еще долгое время будет удерживать за собой первое место, так как данный проект был реализован на элементной базе – аккумуляторах компании «Лиотех», прекратившей свою деятельность в 2019 г. после поставки аккумуляторов для указанной установки [9].

Из-за ограниченного производства аккумуляторных накопителей значительной мощности в России предпочтение отдается проектам аварийного резервирования небольшой мощности (не более 120 кВт · ч). В связи с этим ветропарки мощностью выше 100 МВт, расположенные в Мурманской области (Кольская ветроэлектростанция); Ставропольском крае (Бондаревская, Кочубеевская и Кузьминская ветроэлектростанции); Республике Адыгея (Адыгейская ветроэлектростанция); Ростовской области (Марченковская ветроэлектростанция); солнечные электростанции в Республике Калмыкия (Элистинская) и Ставропольском крае (Старомарьевская) не могут быть обеспечены сколько-либо значимым резервированием мощностей на случай изменения погодных условий, а также не в состоянии покрыть пиковые нагрузки или осуществить балансировку отпуска мощности по запросу. Отметим, что даже наиболее производительная ВИЭ-электростанция, совмещенная с системой хранения энергии мощностью 140 МВт · ч, реализуемая во Французской Гвиане, не может обеспечить прием и хранение полной отпускаемой мощности таких больших электростанций [10]. Поэтому предпочтителен проект создания децентрализованного хранилища мощности, подобного предложенному немецкой компанией Sonnen. На настоящий момент полная мощность гвианской электростанции составляет уже свыше 250 МВт · ч. Ожидается, что в ближайшие несколько лет она превысит отметку в 1 ГВт · ч [11]. Однако у варианта исполнения накопителя, состоящего из большого количества единичных накопителей малой мощности (до 25 кВт единовременно отпускаемой мощности при величине запасенной энергии до 55 кВт · ч), имеется недостаток, связанный со слабой управляемостью указанного варианта, а также сложностями с отдачей больших объемов электроэнергии в сеть. Как правило, даже в рамках концепции B2G (сокращение от англ. Battery to Grid – «от батареи в сеть»), технологически схожей с концепцией V2G (название образовано от англ. Vehicle to Grid («от автомобиля в сеть»)), предлагается решение вопроса резервирования ненадежного электроснабжения отдельных потребителей, но не рассматриваются вопросы покрытия больших объемов потребляемой электроэнергии [12, 13].

Особенно важной становится указанная задача не только с точки зрения учета перетоков мощности, но и по причине присоединения потребителей, которые могут отдавать электроэнергию, к сетям посредством линий с достаточно малым сечением. Следовательно, передача по таким сетям больших объемов электроэнергии сопряжена с большими ее потерями, а также ограничением пропускной способности отдельных участков сети. Здесь есть вероятность построения маршрутов неоптимального перетока

электрической энергии, с чем приходится мириться, так как существующие распределительные сети, в которых функционирует технология В2G (до 1000 Вольт), не имеют возможности управления потоками мощности.

Кроме того, слишком большая доля альтернативной энергетики в выработке электрической энергии приводит к высокой зависимости от погодных условий. По этой причине могут возникать ситуации, подобные произошедшей в Северной Европе в декабре 2024 г.: значительные цены на электроэнергию, вызванные отсутствием ветра на севере Германии и в Дании, привели к массовой закупке электроэнергии в Норвегии [14]. Стоимость энергии определяется на спотовом рынке (т. е. формируется на основе текущего баланса спроса и предложения), поэтому произошло стремительное, до 20-кратного, увеличение стоимости киловатт-часа. Стоит понимать, что даже мощные накопители энергии не в состоянии справиться с таким сильно возросшим спросом. При этом из-за относительно небольшого количества альтернативных источников, подключенных к магистральным сетям, привлечение их к покрытию указанного спроса затруднительно. Многие малые точки присоединения также требуют динамичного построения маршрутов передачи электрической энергии между узлами сети, в качестве которых выступают различные источники электроэнергии, потребители, а также накопители энергии, которые могут работать в режиме как потребления (заряд аккумуляторов), так и разряда (отпуск электроэнергии в сеть). В описанном случае важно, кроме проблемы управления перетоками мощности между целыми энергорайонами, решить вопрос о недопущении создания закольцованных фрагментов сети, в которых одни аккумуляторы просто заряжают соседние, а выдача мощности потребителям не производится. Данная задача является алгоритмически сложной. При этом сложность сети усиливается с ростом числа соединительных линий, а также с увеличением числа возможных состояний (включая различные уровни мощности производства и потребления электрической энергии) у элементов данной сети.

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ ПЕРЕМЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

В настоящее время для решения указанных задач применяют различные стохастические алгоритмы, основанные на вероятностном прогнозировании состояний. Как правило, применяя эти алгоритмы, можно построить достаточно оптимальную конфигурацию сети. Тем не менее из-за постоянно меняющихся режимов работы элементов альтернативной энергетики (солнечных и ветровых станций) и величины вырабатываемой электроэнергии, оптимальная конфигурация может также варьироваться. Постоянное соблюдение именно такой (некой идеальной) конфигурации приводит к увеличению числа оперативных переключений в электрических сетях, управляющих потоками мощности. Это, в свою очередь, значительно снижает эксплуатационный ресурс оборудования, а также может создать опасные режимы работы электросети, в том числе резонансные явления; переходные процессы; отключения, связанные с перегрузкой отдельных фрагментов данной сети. Поэтому вопросы конструирования или доработки существующих алгоритмов с учетом поставленной сложной задачи оптимизации очень остры, актуальны. Подавляющее большинство известных алгоритмов оптимизации [15, 16] имеет существенный недостаток: в результате поиска решения находится локальный оптимум функции распределения потоков, а не глобальный. И если для неразвитых сетей с малым количеством перетоков высока вероятность совпадения локального и глобального оптимумов, то с увеличением числа соединений возрастают и сложность задачи, и опасность ненахождения оптимальной конфигурации. В силу вероятностной модели

прогнозного состояния электрической сети вопрос поиска оптимальной конфигурации, удовлетворяющей требованиям минимальных перетоков, а также наиболее низких потерь в диапазоне возможных значений колебаний мощности узлов сети, становится наиболее актуальным. Стоит учесть, что у данного вопроса-задачи, в отличие от многих других, сразу несколько целевых функций, следовательно, оптимальное с точки зрения величины потерь решение может приводить к неприемлемому отклонению напряжения в узлах сети, а также падению частоты электрической сети ниже допустимого значения. Кроме того, могут накладываться такие ограничения, как поддержание определенного уровня заряда батарей (как правило, оптимальным для литий-ионных батарей является уровень заряда от 20 до 90 %), минимизация оперативных переключений, поддержание некоторого резерва мощности в определенном районе электрической сети, ограничения на перетоки мощности по конкретным ветвям цепи (линиям электропередачи).

При постановке задачи нахождения оптимального состояния приходится иметь дело с варьированием значений многих переменных, лимитами на величины максимальных и минимальных значений функций, с временем задержки во время перехода отдельных элементов из одного состояния в другое (например, не рекомендуется перемежающийся цикл постоянного заряда-разряда батарей). Невозможно сразу вывести из производства ветрогенераторы и фотоэлектрические преобразователи, для которых существуют периоды релаксации, связанные со сбросом мощности на балластные сопротивления, а также резко завершить работу вспомогательных систем управления.

В качестве математической модели сети рассматривается ориентированный граф, в котором присутствуют как источники электроэнергии (имеющие ребра, направленные только от узла); накопители (узлы, соединенные с другими элементами двумя разнонаправленными ребрами); потребители (узлы, к которым направлены ребра). Каждому ребру присвоены два свойства: пропускная способность и характеристика, описывающая удельные потери электрической энергии в элементе. В данном случае оптимизация производится по критерию минимальных потерь электрической энергии в сети. Данный критерий в замкнутой электрической сети представляет собой хорошо поддающийся учету параметр, так как существующие системы диспетчеризации оперируют данными, получаемыми от систем учета в узлах сети (на подстанциях). Согласно технологически заданным параметрам линий электропередач, заложенным при проектировании и строительстве, пропускная способность является величиной неизменной, а расчетная величина потерь – функцией потока мощности и удельных потерь.

Целевая функция минимальных потерь в сети строится по итерационному принципу подбора вариантов величин потоков мощности. Для этого используются наличные данные о текущей мощности генерации и потребления каждого узла сети. Затем из общего массива ребер выбирают те, которые имеют максимальную пропускную способность и минимальные удельные потери. Для этих линий принимают максимальные потоки мощности, суммарно не превышающие величину потребления. Для остальных линий потоки распределяются в порядке уменьшения пропускной способности линий (ребер графа модели). Производится расчет суммарных потерь электроэнергии. Поскольку в сети могут присутствовать накопители мощности, работающие в режиме разряда, находят остаточный заряд аккумулятора через базовый шаг изменения схемы (как правило, принимаемый равным 1 ч). В случае если полученный после расчета остаточный заряд в любом узле будет меньше 20 % от максимального для данного узла, то этот узел изымается из расчетного состояния модели, поток мощности в ребрах, присоединенных к данному узлу, меняют на противоположный. Накопители, находящиеся в процессе зарядки, не должны

превышать 90 % заряда. Если этот критерий не выполняется, направление потока мощности изменяется (уходит в сторону от данного узла). После учета указанных ограничений производится вариативный перебор изменений потоков мощности. Для этого уменьшается величина потока в наиболее загруженной линии (на 10 %) с перераспределением мощности по остальным узлам и ребрам, при этом сохраняется значение мощности потребления по отдельным узлам и в сети в целом. Если снижение мощности невозможно (например, когда потребитель имеет единственный источник), в расчет берут следующее ребро, если возможно – суммарные потери определяют повторно. Если величина суммарных потерь уменьшилась, то полученная функция признается новой целевой. Расчет итерационно повторяется для всех ребер.

Недостатком указанной модели можно считать высокую продолжительность выполнения расчетов, если количество ребер в расчетном графе велико. Сложность решения задачи линейно возрастает с увеличением количества линий, что затрудняет быстрое реагирование на изменение топологии сети, вызываемое аварийными отключениями или оперативными переключениями.

Таким образом, динамическое управление энергосистемой с учетом наличия в ней активно-пассивных элементов предполагает решение задачи, которую в общем виде можно записать как

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum S_{\text{потр}} = \sum S_{\text{ген}} + \sum_{i=0}^n S_{i \text{ накоп. мощн}} - \sum_{20\% < j \leq 90\%}^k S_{j \text{ акк. бат}} - f_{\Sigma \text{потерь}} \pm S_{\text{перетоков}}; \\ f_{\Sigma \text{потерь}} = f(S_{\text{потоков. мощн}}; \Delta P_{\text{линий}}) \rightarrow \min; \\ I_{\text{линии}} \leq I_{\text{дд}}, \end{array} \right.$$

где $S_{\text{потр}}$ – мощность потребителей, подключенных к энергосистеме, $S_{\text{ген}}$ – мощность установленных генерирующих установок (с учетом возможных изменений этой мощности); $S_{\text{накоп. мощн}}$ – действительная мощность установленных накопителей мощности или располагаемая мощность заряженных накопителей; i – множество единиц накопителей мощности; n – число накопителей мощности на каждом этапе расчета; $S_{\text{акк. бат}}$ – мощность частично разряженных аккумуляторных батарей, находящихся в процессе зарядки; j – множество единиц требующих заряда аккумуляторных батарей; k – число аккумуляторов, которое необходимо зарядить на данном этапе расчета; $f_{\Sigma \text{потерь}}$ – функция, описывающая величину суммарных потерь мощности в рассматриваемом фрагменте энергосистемы; $S_{\text{перетоков}}$ – мощность перетоков мощности в соседние фрагменты энергосистемы или смежные энергосистемы и из них; $S_{\text{потоков. мощн}}$ – потоки мощности во всех ветвях рассматриваемого фрагмента энергосистемы; $\Delta P_{\text{линий}}$ – удельные потери в линиях; $I_{\text{линии}}$ – ток в каждом участке расчетных линий; $I_{\text{дд}}$ – длительно-допустимый ток для каждого линейного элемента электрической сети (предельно допустимая пропускная способность линии в устоявшемся режиме).

При продолжительном использовании модели возможно введение ограничений, связанных с постепенным уменьшением величины запасаемой мощности в аккумуляторах. При таком применении в модель следует добавить учет числа циклов заряда-разряда. При использовании свинцово-кислотных аккумуляторов для накопления энергии возможно увеличение числа циклов за счет задействования специализированного процесса десульфатации [17].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Составление и решение приведенной выше системы уравнений, несмотря на относительно простую запись условий, являются сложными алгоритмическими задачами. Заметно облегчает расчет то, что, как правило, реальные электрические сети являются относительно вырожденными, т. е. количество реальных электрических соединений между узлами сети достаточно невелико. Однако с увеличением количества новых аккумулирующих элементов в сетях до 20 кВ наблюдается значительное возрастание поперечных связей, что усложняет энергосистему на данном уровне напряжения, а также повышает сложность задачи. Из-за жесткой иерархичности любой развитой энергосистемы, а также динамичности изменения нагрузок описанную математическую задачу необходимо решить еще на стадиях проектирования и реконструкции энергосистем с переходом на накопители мощности, так как неоптимальное расположение таких элементов и неправильный подбор их мощности приведут к разбалансировке энергосистемы, созданию циклических потоков мощности, увеличивающих технологические потери электрической энергии [18]. Предлагаемые решения, учитывающие также постепенную деградацию генерирующих мощностей (возобновляемых источников) и снижение емкости накопителей мощности, предлагается реализовать в программной среде Python с использованием Calliope – открытой библиотеки для анализа энергетических систем с высокими долями возобновляемой энергии и другой переменной генерации [19]. Апробацию результатов моделирования предлагается выполнить на симуляционной модели региональной энергосистемы с шагом изменения данных в 1 ч.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корнеев К.Б., Павлова Ю.М., Осеи-Овусу Р. Алгоритмические модели управления электрической нагрузкой в системах электроснабжения // *Вестник Тверского государственного технического университета. Серия «Строительство. Электротехника и химические технологии»*. 2022. № 3 (15). С. 40–50.
2. О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 449. URL: <https://base.garant.ru/70388616/> (дата обращения: 25.12.2024).
3. Объекты ВИЭ-генерации в регионах России. URL: <https://rreda.ru/industry/imap/> (дата обращения: 25.12.2024).
4. Фрид С.Е., Лисицкая Н.В. Анализ возможности увеличения коэффициента использования установленной мощности сетевых фотоэлектрических станций // *Теплоэнергетика*. 2022. № 7. С. 74–84.
5. Perera S.M.H.D., Putrus G., Conlon M., Narayana M., Sunderland K. Wind Energy Harvesting and Conversion Systems: A Technical Review // *Energies*. 2022. V. 15. № 24. P. 9299. URL: https://www.researchgate.net/publication/366121858_Wind_Energy_Harvesting_and_Conversion_Systems_A_Technical_Review (дата обращения: 25.12.2024).
6. Багров А.Н. Сравнительная оценка успешности прогнозов элементов погоды на основе ряда отечественных и зарубежных моделей атмосферы различного масштаба // *Результаты испытания новых и усовершенствованных технологий, моделей и методов гидрометеорологических прогнозов*. 2008. № 35. С. 3–20.
7. Тюньков Д.А., Сапилова А.А., Грицай А.С., Алексеенко Д.А., Хамитов Р.Н. Методы краткосрочного прогнозирования выработки электрической энергии солнечными электростанциями и их классификация // *Электротехнические системы и комплексы*. 2020. № 3 (48). С. 4–10.

8. В РФ выработка «зеленой» электроэнергии может стать рекордной. URL: <https://tass.ru/ekonomika/22550341> (дата обращения: 25.12.2024).

9. РОСНАНО попросило возобновить банкротство новосибирского завода «Лиотех». URL: <https://ngs.ru/text/economics/2022/01/22/70392242/> (дата обращения: 25.12.2024).

10. Макарян И.А., Седов И.В. Состояние и перспективы развития мировой водородной энергетики // *Российский химический журнал*. 2021. Т. XLV. № 2. С. 3–21.

11. Виртуальная электростанция и реальные киловатты. URL: https://atomicexpert.com/virtual_power_station?ysclid=m7p5dqb8am426902618 (дата обращения: 25.12.2024).

12. Farzin H. Reliability cost/worth assessment of emergency B2G services in two modes of battery swap technology // *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2022. V. 31. P. 100787. URL: <https://www.x-mol.net/paper/article/1532043967462469632> (дата обращения: 25.12.2024).

13. Clean energy's next trillion-dollar business. URL: <https://www.economist.com/business/2024/09/01/clean-energys-next-trillion-dollar-business?ysclid=m7p5p7o35o125732584> (дата обращения: 25.12.2024).

14. Norway campaigns to cut energy links to Europe as power prices soar. URL: <https://www.ft.com/content/f0b621a1-54f2-49fc-acc1-a660e9131740> (дата обращения: 25.12.2024).

15. Корнеев К.Б., Соколова Ю.М. Стохастический метод оптимизации конфигурации электрических сетей с перетоками мощности между разными уровнями напряжения // *Вестник Тверского государственного технического университета*. 2016. № 2 (30). С. 148–151.

16. Sultan H.M., Kuznetsov O.N., Menesy A.S., Kamel S. Optimal Configuration of a Grid-Connected Hybrid PV/Wind/Hydro-Pumped Storage Power System Based on a Novel Optimization Algorithm. URL: https://www.researchgate.net/publication/340550967_Optimal_Configuration_of_a_Grid-Connected_Hybrid_PVWindHydro-Pumped_Storage_Power_System_Based_on_a_Novel_Optimization_Algorithm (дата обращения: 25.12.2024).

17. Маньков М.Б., Марголис Б.И. Моделирование и исследование режимов работы зарядно-десульфатирующего устройства для аккумуляторных батарей // *Известия Тульского государственного университета. Технические науки*. 2022. № 10. С. 69–73.

18. Dudek G., Piotrowski P., Baczyński D. Intelligent Forecasting and Optimization in Electrical Power systems: Advances in Models and Applications // *Energies*. 2023. V. 16. № 7. P. 3024. URL: https://www.researchgate.net/publication/369572790_Intelligent_Forecasting_and_Optimization_in_Electrical_Power_Systems_Advances_in_Models_and_Applications (дата обращения: 25.12.2024).

19. Чекан М.А. Сравнительный анализ программного обеспечения для автоматизации процесса моделирования микросетей // *Современные наукоемкие технологии*. 2022. № 9. С. 33–38.

Для цитирования: Корнеев К.Б., Павлова Ю.М., Маньков М.Б., Осеи-Овусу Р. Модель оптимизации использования аккумуляторных накопителей мощности в системах с распределенной генерацией // *Вестник Тверского государственного технического университета. Серия «Технические науки»*. 2025. № 2 (26). С. 93–103.

OPTIMIZATION MODEL FOR THE USE OF POWER STORAGE IN DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS

K.B. KORNEEV, Cand. Sc., Yu.M. PAVLOVA, Cand. Sc,
M.B. MANKOV, Postgraduate, R.OSEI-OVUSU, Postgraduate

Tver State Technical University,
22, Af. Nikitin emb., Tver, 170026, e-mail: energy-tver@mail.ru

An approach to the construction of an optimal configuration of electrical networks containing power storage and alternative energy facilities is considered. It was emphasized that increasing the share of alternative energy requires intensive use of battery-based power storage devices. It is indicated that this leads to a significant complication of calculations of the optimal state of the power system, taking into account the non-stationary nature of the output and consumption of electricity. It is proposed to apply methods of optimization modeling and system analysis with elements of predictive models of behavior of power system facilities to build a control system for an electric grid complex, which will ensure the maintenance of the required level of reliability of electricity supply to consumers, as well as to reduce suboptimal flows of electric energy.

Keywords: power supply system, forecast, control, reliability, batteries, power storage, optimization.

Поступила в редакцию/received: 08.02.2025; после рецензирования/revised: 09.02.2025;
принята/accepted: 17.02.2025

УДК 004.896

АРХИТЕКТУРА КИБЕРФИЗИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Г.П. ВИНОГРАДОВ, д-р техн. наук, Н.В. КИРСАНОВА, ст. препод.

Тверской государственный технический университет,
170026, Тверь, наб. Аф. Никитина, 22, e-mail: lena.tver@inbox.ru

© Виноградов Г.П., Кирсанова Н.В., 2025

Современные возможности обнаружения противника, высокая мобильность боевых систем требуют немедленного принятия решений. Продемонстрирован один из способов решения этой проблемы – использование киберфизических систем в вооруженных силах. Показано, что основой подобных систем должны быть реагирующие беспроводные сенсорные сети (РБСС). Приведен вариант построения архитектуры РБСС для военных приложений с использованием сенсорных узлов с радиосвязью ближнего действия, а также беспроводных шлюзов, обеспечивающих беспроводную связь на большие расстояния. Разработан механизм обнаружения вторжения объекта в защищаемую зону с применением возможностей реагирующих беспроводных сенсорных сетей. Сделан вывод, что основой механизма обнаружения являются последовательности изображений (кадров), позволяющие определить значения, с помощью которых строятся модель сети, модель движения объектов, модель измерений и т. п.