

УДК 620.9

DOI: 10.22213/2413-1172-2022-3-92-99

Математическое моделирование режимных параметров аккумулирующих станций с использованием интегральных уравнений Вольтерра*

Д. Н. Карамов, кандидат технических наук, Институт систем энергетики имени Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия

И. Р. Муфтахов, Институт систем энергетики имени Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия

Интеграция крупных фотоэлектрических систем и ветропарков в энергетические системы существенно влияет на режимы их функционирования за счет частых флуктуаций мощности, тем самым оправдывая применение накопителей энергии. Совершенствование математических моделей, описывающих режимы функционирования объектов, является следствием усложнения структуры и процессов, протекающих в энергетических системах.

Представлена методика расчета режимных параметров систем аккумулирования энергии, основанная на теории интегральных уравнений. Для определения режимных параметров работы систем аккумулирования энергии используется нестандартный класс интегральных уравнений Вольтерра первого рода, что позволяет моделировать накопители энергии в терминах обратной задачи, когда по известной функции небаланса мощности, получаемой из потенциальных прогнозов нагрузки потребителей и генерации от возобновляемых источников, где необходимо определить знакопеременную функцию изменения мощности. Для определения режимных параметров нескольких типов накопителей, работающих одновременно в рамках одной энергосистемы, ядра таких уравнений могут быть заданы в виде кусочно-постоянных функций. Такая постановка имеет ряд преимуществ, так как позволяет учитывать в ядрах интегральных уравнений нелинейные процессы, протекающие в накопителях и влияющие на их эффективность. Также появляется возможность использовать регуляризирующие алгоритмы для снижения погрешности в численных схемах, в том числе известное свойство саморегуляции при согласовании шага сетки узлов с уровнем ошибки в прогнозах нагрузки потребителей и генерации.

В качестве примера рассмотрена автономная фотоэлектрическая система с аккумуляторными батареями. Полученные результаты и их визуализация показывают адекватность и состоятельность применения данного подхода.

Ключевые слова: фотоэлектрические системы, аккумуляторные батареи, интегральные уравнения Вольтерра, математическое моделирование, режимные параметры.

Введение

Современная трансформация энергетических систем характеризуется повсеместным использованием возобновляемых источников энергии [1]. На момент середины 2022 года суммарная установленная мощность возобновляемых источников энергии составляет около 3070 ГВт. При этом существенную долю и значительный рост за последнее десятилетие показали сектор солнечной энергетики (855 ГВт) и ветроэнергетики (824 ГВт).

Строительство генерирующих объектов, использующих энергию Солнца и ветра, наблюдается практически на всех уровнях напряжений, начиная с мощных фотоэлектрических систем и ветропарков, элементов распределенной генерации средней мощности и до небольших уста-

новок, расположенных у потребителя [2]. Такой рост является результатом хорошо проработанной политики поддержки экологически чистых источников энергии [3, 4], к примеру, таких механизмов поддержки, как зеленые тарифы, зеленые сертификаты и энергосервисные контракты [5, 6].

Фотоэлектрические системы и ветропарки имеют важную особенность, выраженную в непостоянстве выработки электроэнергии, зависящей от ряда климатических факторов [7]. В таких условиях существенно возрастает роль достаточно маневренных источников энергии и аккумулирующих устройств способных поддерживать режим работы энергетической системы в рамках номинальных значений. Если с первой составляющей все достаточно ясно, то

с аккумулирующими станциями имеется ряд важных фундаментальных задач, требующих дальнейших исследований. В частности, оптимизационные задачи, связанные с выбором оптимальной суммарной емкости и типа аккумуляторных батарей, срока службы электрохимических источников энергии, влияния внешних факторов на эксплуатационные показатели и др. [8, 9]. Для успешного решения таких задач необходимы универсальные методы и подходы к математическому моделированию режимных параметров аккумуляторных батарей в зависимости от внешних условий, параметров сети, технических характеристик оборудования.

Цель исследования – разработка универсальной методики расчета режимных параметров систем аккумулирования энергии на основе интегральных уравнений Вольтерра.

Моделирование аккумуляторных батарей

В настоящее время имеются различные по уровню детализации математические модели аккумуляторных батарей. Практически во всех случаях определяется состояние заряда аккумуляторных батарей, падение напряжения, КПД и другие показатели. Стоит отметить, что на первое место выходят такие подходы, которые позволяют с минимальными погрешностями моделировать работу системы аккумулирования энергии при изменении входных параметров с учетом основных технических характеристик оборудования [10]. Далее будет предложена модель, основанная на интегральных уравнениях Вольтерра.

Рассмотрим имеющую ряд преимуществ модель на основе интегральных уравнений Вольтерра:

$$\int_0^t K(t,s)x(s) ds = f(t), \quad t \in [0, T], \quad (1)$$

где ядро $K(t,s)$ имеет следующий вид:

$$K(t,s) = \begin{cases} K_1(t,s), & \alpha_0(t) < s < \alpha_1(t), \\ K_2(t,s), & \alpha_1(t) < s < \alpha_2(t), \\ \dots & \\ K_n(t,s), & \alpha_{n-1}(t) < s < \alpha_n(t). \end{cases} \quad (2)$$

$K(t,s)$ претерпевает разрывы первого рода на кривых $\alpha_i(t), i=1, 2, \dots, n-1$. Функции $\alpha_0(t) \equiv 0, \alpha_0(t) < \alpha_1(t) < \dots < \alpha_n(t) \equiv t$ ограничивают ядра $K(t,s)$, которые содержат информацию о КПД используемых аккумуляторных батарей, которая зависит не только от применяе-

мых технологий, но и от внешних условий, а также от интенсивности использования и протекающих в них процессов деградации активной массы. В правой части уравнения $f(t)$ используется прогноз текущей нагрузки, полученный с помощью алгоритмов машинного обучения. Функции $K_i(t,s)$ и правая часть уравнения $f(t)$ в (1) являются непрерывными и достаточно гладкими, $f(0)=0$. Кривые разрыва $\alpha_i(t) \in C^1[0, T]$ являются неубывающими. Кроме того, $\alpha'_1(0) \leq \alpha'_2(0) \leq \dots \leq \alpha'_{n-1}(0) < 1$. Для решения уравнения (1) необходимо найти неизвестную функцию $x(s)$, которая является знакопеременной функцией изменения мощности аккумуляторных батарей. При таком подходе уравнения Вольтерра естественным образом представляют эволюционный характер энергосистемы, присущий развивающимся системам.

Преимуществом данной модели является использование методов снижения погрешности при вычислении знакопеременной функции изменения мощности накопителей энергии, когда во входных данных присутствуют неточности, вызванные ошибками прогноза. Для этого можно использовать регуляризацию по Лаврентьеву, которая при правильном выборе параметра регуляризации заметно снижает погрешность вычислений [11].

Также необходимо пояснить, как выбор кривых разрыва в ядре (2) влияет на моделирование нескольких объектов аккумулирования энергии, расположенных в разных узлах энергетической системы. К примеру, имеются две станции аккумулирования электроэнергии, работающих одновременно и независимо друг от друга. Они имеют разные суммарные установленные емкости, типоразмеры используемых аккумуляторных батарей и значения КПД, которые используются в ядрах $K_1(t,s)$ и $K_2(t,s)$. Таким образом, уравнение (1) можно записать в следующем виде:

$$\int_0^{\alpha(t)} K_1(t,s)x(s) ds + \int_{\alpha(t)}^t K_2(t,s)x(s) ds = f(t), \quad t \in [0, T]. \quad (3)$$

Определение функции $\alpha(t)$ является важным этапом при моделировании аккумуляторных батарей, так как она задает пропорции, в которых будут использоваться накопители.

Например, в случае $\alpha(t) = \frac{t}{3}$ первое слагаемое $K_1(t, s)$ в (3) вносит в два раза меньший вклад в покрытие нагрузки $f(t)$, чем второе. Значение функции $\alpha(t)$ можно выбирать таким образом, что с течением времени вклад станций аккумулирования может меняться, отражая соответствующие изменения в энергосистеме. Например, при разном уровне деградации оборудования, замене одного типа аккумуляторов другим и т. д.

Определить неизвестную знакопеременную функцию изменения мощности $x(s)$ возможно, используя более сложные модели. Для этого необходимо решить нелинейное уравнение Вольтерра, в котором КПД зависит от $x(s)$. Данная зависимость отражает влияние характера использования систем аккумулирования энергии на КПД – чем глубже разряжается накопитель, тем сильнее меняется КПД.

Отметим, что моделирование не одновременной, а последовательной по времени работы станций аккумулирования энергии выходит за рамки данной работы и должно рассматриваться с помощью уравнений Вольтерра с запаздывающими пределами интегрирования, например: в работе [12] используются уравнения Вольтерра первого рода с запаздыванием для решения задачи моделирования стратегий развития электроэнергетических систем.

Также формула (1) может быть использована при моделировании разрозненных станций аккумулирования электроэнергии, объединенных в общую сеть. В таком случае правая часть уравнения – небаланс между генерацией и потреблением для каждой энергосистемы – содержит не только имеющиеся генерирующие источники и резервы мощности, но и перетоки от других узлов и энергосистем. Более подробно такая модель рассмотрена на примере нескольких энергосистем в [13].

Данная модель на основе интегральных динамических моделей [14] является основой для универсального подхода к математическому моделированию систем аккумулирования энергии с учетом разных характеристик используемого оборудования. К таким характеристикам относятся: КПД, установленная емкость, уровень заряда, ограничения на скорость использования, максимальное количество циклов заряд/разряд до замены. Данная модель позволяет определить продолжительность циклов заряда и разряда аккумуляторных батарей, работу ре-

зервных источников генерации и определить наиболее подходящие для решения задачи функционирования накопителей энергии типы аккумуляторных батарей и режимы их работы. Предлагаемые в данной статье интегральные модели подходят для определения режимных параметров аккумуляторных батарей, в том числе для большого количества объектов, потребителей, а также нелинейной зависимости КПД и срока службы.

Объект исследования

В качестве примера рассмотрим автономную фотоэлектрическую систему с аккумулированием электроэнергии. Фотоэлектрическая система включает в себя следующие основные элементы: фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) – 100 кВт, дизельная электростанция (ДЭС) – 100 кВт, аккумуляторные батареи (АБ) – 960 кВт·ч, сетевые и батарейные инверторы (СИН и БИН) – 125 и 250 кВт соответственно. На рисунке 1 показана упрощенная схема автономной фотоэлектрической системы.

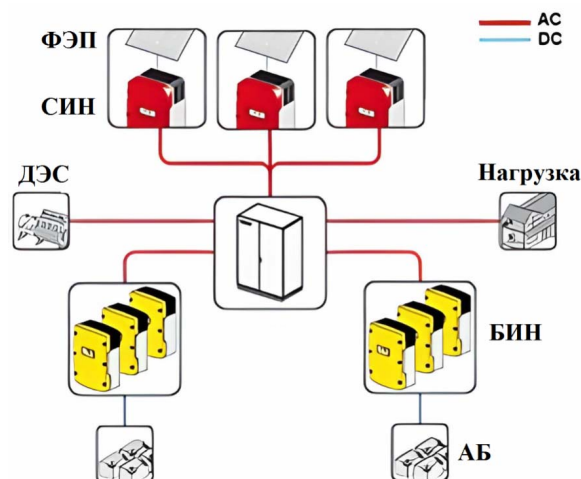


Рис. 1. Упрощенная схема автономной фотоэлектрической системы (www.sma.de)

Fig. 1. Structure of an autonomous photovoltaic system

Фотоэлектрическая система функционирует по классическому сценарию, при котором основными источниками выступают фотоэлектрические преобразователи и аккумуляторные батареи. Дизельная электростанция является резервным источником и включается в момент, когда состояние заряда аккумуляторных батарей меньше 20 % от их суммарной установленной емкости. В каждый момент времени фотоэлектрическая система описывается знакопеременной функцией изменения мощности. Примем, что

$$x(s) = P_s(t) \text{ и } f(t) = P_n(t),$$

тогда

$$P_S(t) = P_{\text{фэ.п}}(t) + P_{\text{д.эс}}(t) - P_{\text{н}}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t), \quad (4)$$

где $P_{\text{фэ.п}}(t)$, $P_{\text{д.эс}}(t)$ – генерация фотоэлектрических преобразователей и дизельной электростанции, кВт; $P_{\text{н}}(t)$ – нагрузка, кВт; $\Delta P_{\Sigma}(t)$ – потери мощности в сети, кВт,

$$\Delta P_{\Sigma}(t) = \Delta P_{\text{к.л-в.л}}(t) + \Delta P_{\text{с.ин}}(t) + \Delta P_{\text{б.ин}}(t) + \Delta P_{\text{а.б}}(t), \quad (5)$$

где $\Delta P_{\text{к.л-в.л}}(t)$, $\Delta P_{\text{с.ин}}(t)$, $\Delta P_{\text{б.ин}}(t)$, $\Delta P_{\text{а.б}}(t)$ – потери мощности в кабельных и воздушных линиях, сетевых и батарейных инверторах, аккумуляторных батареях соответственно, кВт.

Моделирование фотоэлектрической системы выполняется за временной период один год, что составляет 8760 ч.

В качестве исходной информации выступают природно-климатические показатели на рассматриваемой территории, а именно: суммарная солнечная радиация, Вт/м²; температура воздуха, °С; скорость ветра, м/с. Сформированные массивы климатических данных представлены в виде типичного метеорологического года. Данная практика является распространенной при решении подобного рода задач. Эти метеорологические данные необходимы для моделирования основных режимных параметров фотоэлектрических преобразователей.

На основании типичного метеорологического года и технических параметров используемого оборудования выполняется моделирование фотоэлектрических преобразователей. На первом этапе рассчитываются такие параметры, как выходной ток, напряжение, активная мощность, КПД, рабочая температура. При этом моделирование осуществляется для одной солнечной панели определенного типоразмера на протяжении всего метеорологического года. Далее на основании полученных максимальных и минимальных значений выходного тока и напряжения определяется оптимальная схема соединения солнечных панелей в массиве с учетом эксплуатационно-технических ограничений сетевых инверторов. Технические ограничения сетевых инверторов выражены минимальными и максимальными значениями входного тока и напряжения.

При моделировании режимов работы дизельной электростанции используются данные о количестве агрегатов, их установленной мощности, типа дизельного двигателя и его технических характеристик, а также наработка. За основу берутся универсальные скоростные характеристики, позволяющие определить основные технико-экономические параметры агрегата в зависимости от коэффициента загрузки для каждого момента времени (t). Таким образом определяются: удельный и полный расходы топлива, моточасы наработки.

Нагрузка потребителя задается годовым графиком, изменяющимся с дискретным шагом один час.

На рисунке 2 представлены результаты моделирования основных режимов работы фотоэлектрической системы.

На основании полученных данных отчетливо видно, что в весенний, летний и часть осеннего периодов фотоэлектрическая система имеет высокую плотность генерации. На рисунке 3 продемонстрированы результаты моделирования аккумуляторных батарей, расположенных в рассматриваемой фотоэлектрической системе.

В данном разделе статьи авторами выполняется анализ адекватности полученных результатов с реальными данными, зафиксированными в результате эксплуатации комплексов генерации, использующих возобновляемые источники энергии. В статье [15] представлена характеристика знакопеременной функции тока, описывающей процессы заряда и разряда системы аккумуляторных батарей. Вид данной характеристики соответствует результатам, описанным в данной статье. Генерация фотоэлектрической системы имеет высокие значения в весенне-летний период, при этом она ограничена уровнем нагрузки потребителя и количеством энергии, потенциально возможным к аккумулярованию (с учетом эксплуатационно-технических ограничений) в рассматриваемый период времени [16]. Также представленные результаты показывают, что использование интегральных уравнений Вольтерра является альтернативой существующих традиционных балансовых моделей систем аккумулярования энергии. Этот факт подтверждается тем, что знакопеременная функция изменения мощности имеет прямую связь с текущим уровнем заряда аккумуляторных батарей с учетом ограничений [17, 18].

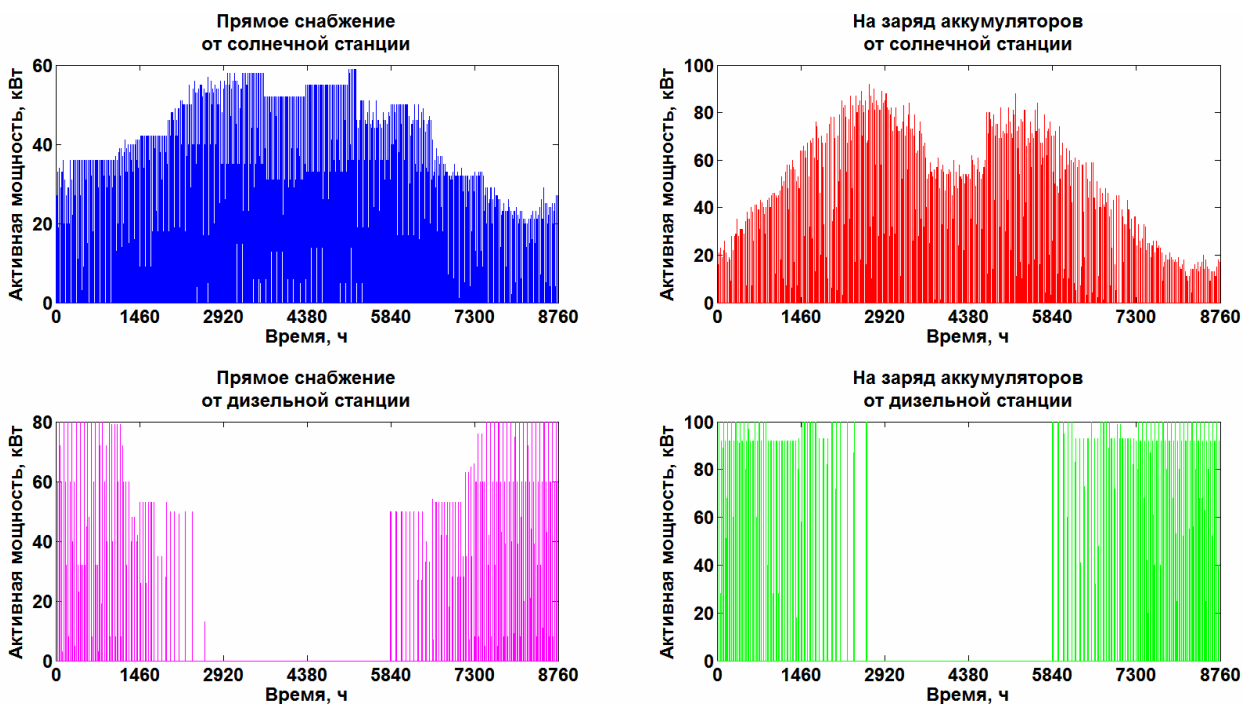


Рис. 2. Результаты моделирования режимных параметров фотоэлектрической системы

Fig. 2. Simulation results of an autonomous photovoltaic system operating modes

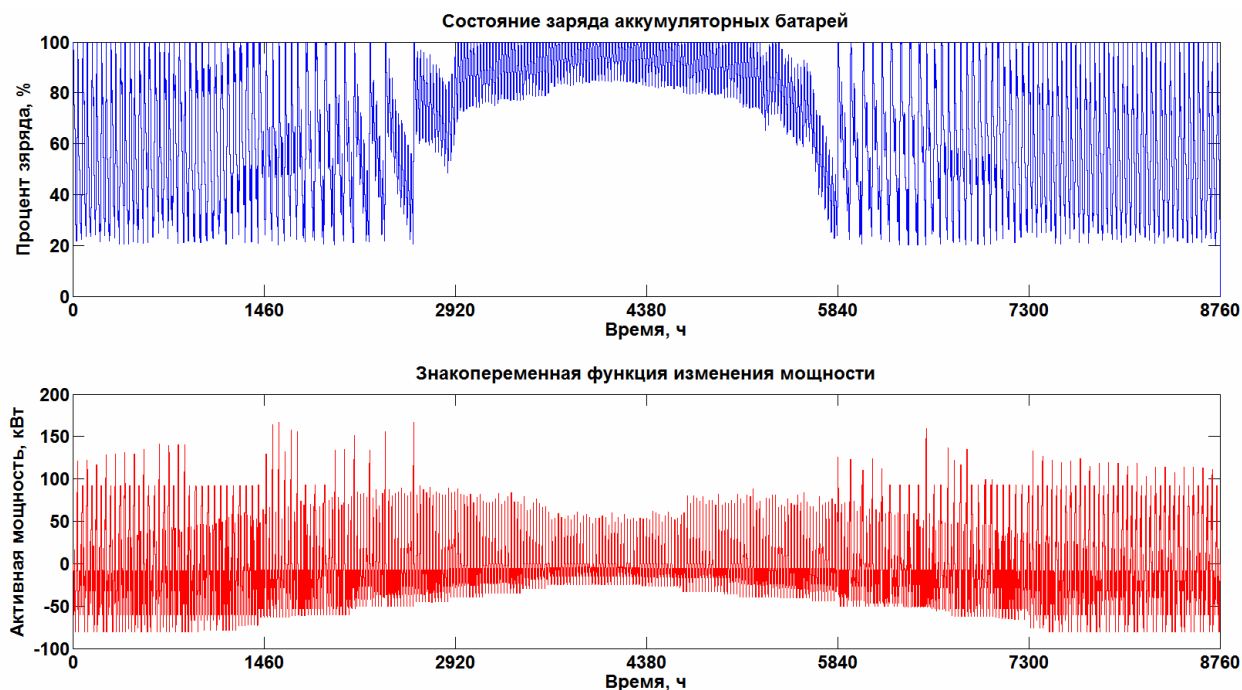


Рис. 3. Результаты моделирования аккумуляторных батарей

Fig. 3. Simulation results of storage batteries operating modes during the year

Заключение

Результаты моделирования фотоэлектрической системы с аккумуляторными батареями показали, что интегральные уравнения Вольтерра можно успешно использовать при расчете режимных параметров аккумуляторных станций. Представ-

ленная методика является универсальной и может быть использована как для централизованных систем с большим количеством аккумулирующих станций, расположенных в различных узлах, так и автономных энергетических систем с высокой долей возобновляемых источников энергии.

Быстродействие и хорошая точность предложенной модели являются несомненными преимуществами, которые более ярко выражены на примерах большой размерности. Например, в задачах определения оптимального местоположения аккумулирующей станции в централизованной энергетической системе с возобновляемыми источниками энергии [19].

Дальнейшее совершенствование данной модели будет в направлении учета ряда параметров, связанных со сроком службы аккумуляторных батарей и нелинейных процессов деградации [20]. Это позволит учесть изменение располагаемой емкости электрохимических накопителей энергии с течением времени.

Библиографические ссылки

1. Kober T., Schiffer H.-W., Densing M., Panos E. Global energy perspectives to 2060 – WEC's World Energy Scenarios 2019. Energy Strategy Reviews, 2020, 31, 100523.
2. Gambhira A., Rogelj J., Luderer G., Few Sh., Napp T. Energy system changes in 1.5 °C, well below 2 °C and 2 °C scenarios. Energy Strategy Reviews, 2019, 23, 69-80.
3. Williams N.J., Jaramillo P., Taneja J., Ustun T.S. Enabling private sector investment in microgrid-based rural electrification in developing countries: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 52, 1268-1281.
4. Nolden C., Sorrell S., Polzin F. Catalysing the energy service market: The role of intermediaries. Energy Policy, 2016, 98, 420-430.
5. Hulshof D., Jepma C., Mulder M. Performance of markets for European renewable energy certificates. Energy Policy, 2019, 128, 697-710.
6. Hustveit M., Frogner J.S., Fleten S-E. Tradable green certificates for renewable support: The role of expectations and uncertainty. Energy, 2017, 141, 1717-1727.
7. Al Busaidi A.S., Kazem H.A., Al-Badi A.H., Khan M.F. A review of optimum sizing of hybrid PV-Wind renewable energy systems in Oman. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 53, 185-193.
8. Liu Y., Wu X., Du J., Song Z., Wu G. Optimal sizing of a wind-energy storage system considering battery life. Renewable Energy, 2020, 147, 2470-2483.
9. Allegrini J., Orehounig K., Mavromatidis G., Ruesch F., Dorer V., Evins R. A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 52, 1391-1404.
10. Markova E., Sidler I., Trufanov V. Optimization problem for the integral model of developing systems. Journal of the Operations Research Society of China, 2020, 1-19.
11. Fariborzi Araghi M.A., Noeiaghdam S. Homotopy regularization method to solve the singular Volterra integral equations of the first kind. Jordan Journal of Mathematics and Statistics, 2018, 11(1), 1-12.
12. Анарцин А. С., Сидлер И. В. Неклассические уравнения Вольтерра первого рода в моделировании развивающихся систем // Автоматика и телемеханика. 2013. № 6. С. 3–16.
13. Sidorov D., Panasetsky D., Tomin N. Toward Zero-Emission Hybrid AC/DC Power Systems with Renewable Energy Sources and Storages: A Case Study from Lake Baikal Region. Energies, 2020, 13 (5), 1226.
14. Tynda A. N., Noeiaghdam S., Sidorov D. N. Polynomial Spline Collocation Method for Solving Weakly Regular Volterra Integral Equations of the First Kind. The Bulletin of Irkutsk State University. Series Mathematics, 2022, 39, 62-79.
15. Dubarry M., Devie A., Stein K., Tun M., Matsuura M., Rocheleau R. Battery Energy Storage System battery durability and reliability under electric utility grid operations: Analysis of 3 years of real usage. Journal of Power Sources, 2017, 338, 65-73.
16. Hassan A.S., Cipcigan L., Jenkins N. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. Applied Energy, 2017, 203, 422-441.
17. Dufo-López R., Fernández-Jiménez L.A., Ramírez-Rosado I.J., Artal-Sevil J.S., Domínguez-Navarro J.A., Bernal-Agustín J.L. Daily operation optimisation of hybrid stand-alone system by model predictive control considering ageing model. Energy Conversion and Management, 2017, 134, 167-177.
18. Cristóbal-Monreal I.R., Dufo-López R. Optimisation of photovoltaic-diesel-battery stand-alone systems minimising system weight. Energy Conversion and Management, 2016, 119, 279-288.
19. Vieira Pombo A., Murta-Pina J., Fernão Pires V. Multiobjective formulation of the integration of storage systems within distribution networks for improving reliability. Electric Power Systems Research, 2017, 87-96.
20. Svoboda V., Wenzl H., Kaiser R. Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems. Solar Energy, 2007, 81, 1409-1425.

References

1. Kober T., Schiffer H.-W., Densing M., Panos E. Global energy perspectives to 2060 - WEC's World Energy Scenarios 2019. Energy Strategy Reviews, 2020, 31, 100523.
2. Gambhira A., Rogelj J., Luderer G., Few Sh., Napp T. Energy system changes in 1.5 °C, well below 2 °C and 2 °C scenarios. Energy Strategy Reviews, 2019, 23, 69-80.
3. Williams N.J., Jaramillo P., Taneja J., Ustun T.S. Enabling private sector investment in microgrid-based rural electrification in developing countries: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 52, 1268-1281.
4. Nolden C., Sorrell S., Polzin F. Catalysing the energy service market: The role of intermediaries. Energy Policy, 2016, 98, 420-430.
5. Hulshof D., Jepma C., Mulder M. Performance of markets for European renewable energy certificates. Energy Policy, 2019, 128, 697-710.

6. Hustveit M., Frogner J.S., Fleten S-E. Tradable green certificates for renewable support: The role of expectations and uncertainty. *Energy*, 2017, 141, 1717-1727.

7. Al Busaidi A.S., Kazem H.A., Al-Badi A.H., Khan M.F. A review of optimum sizing of hybrid PV–Wind renewable energy systems in Oman. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 53, 185-193.

8. Liu Y., Wu X., Du J., Song Z., Wu G. Optimal sizing of a wind-energy storage system considering battery life. *Renewable Energy*, 2020, 147, 2470-2483.

9. Allegrini J., Orehounig K., Mavromatidis G., Ruesch F., Dorer V., Evins R. A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 52, 1391-1404.

10. Markova E., Sidler I., Trufanov V. Optimization problem for the integral model of developing systems. *Journal of the Operations Research Society of China*, 2020, 1-19.

11. Fariborzi Araghi M.A., Noeiaghdam S. Homotopy regularization method to solve the singular Volterra integral equations of the first kind. *Jordan Journal of Mathematics and Statistics*, 2018, 11 (1), 1-12.

12. Apartsin A.S., Sidler I.V. [Using the nonclassical Volterra equations of the first kind to model the developing systems]. *Automation and Remote Control*, 2013, no. 6, pp. 899-910 (in Russ.).

13. Sidorov D., Panasetsky D., Tomin N. Toward Zero-Emission Hybrid AC/DC Power Systems with Renewable Energy Sources and Storages: A Case Study from Lake Baikal Region. *Energies*, 2020, 13 (5), 1226.

14. Tynda A.N., Noeiaghdam S., Sidorov D.N. Polynomial Spline Collocation Method for Solving Weakly Regular Volterra Integral Equations of the First Kind. *The Bulletin of Irkutsk State University. Series Mathematics*, 2022, 39, 62-79.

15. Dubarry M., Devie A., Stein K., Tun M., Matsuura M., Rocheleau R. Battery Energy Storage System battery durability and reliability under electric utility grid operations: Analysis of 3 years of real usage. *Journal of Power Sources*, 2017, 338, 65-73.

16. Hassan A.S., Cipcigan L., Jenkins N. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. *Applied Energy*, 2017, 203, 422-441.

17. Dufo-López R., Fernández-Jiménez L.A., Ramírez-Rosado I.J., Artal-Sevil J.S., Domínguez-Navarro J.A., Bernal-Agustín J.L. Daily operation optimisation of hybrid stand-alone system by model predictive control considering ageing model. *Energy Conversion and Management*, 2017, 134, 167-177.

18. Cristóbal-Monreal I.R., Dufo-López R. Optimisation of photovoltaic–diesel–battery stand-alone systems minimising system weight. *Energy Conversion and Management*, 2016, 119, 279-288.

19. Vieira Pombo A., Murta-Pina J., Fernão Pires V. Multiobjective formulation of the integration of storage systems within distribution networks for improving reliability. *Electric Power Systems Research*, 2017, 87-96.

20. Svoboda V., Wenzl H., Kaiser R. Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems. *Solar Energy*, 2007, 81, 1409-1425.

Mathematical Modeling of Battery Energy Storage System Operating Modes using Volterra Integral Equations

D.N. Karamov, PhD in Engineering, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia.

I.R. Muftahov, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia.

The integration of powerful photovoltaic systems and wind farms into energy systems significantly affects the operating modes due to frequent power fluctuations, thereby justifying the use of energy storage devices. The improvement of mathematical models describing operating modes of power facilities is a consequence of structure and process complication occurring in energy systems.

The article presents a method for modelling the operating parameters of battery energy storage systems, based on the Volterra integral equations. The sequence of the solution is described, as well as its applicability in energy systems research. To determine the operating modes of battery energy storage systems, a non-standard class of Volterra integral equations of the first kind is used in the research. This makes it possible to calculate the operating modes of storage batteries in terms of the inverse problem, when the generation and power imbalance functions are known. To calculate the operating modes of several types of storage devices operating simultaneously within the same power system, the form of such equations can be specified in the form of piecewise constant functions. This method has a number of advantages, since it allows one to take into account nonlinear processes in the kernels of integral equations. Thus, the processes of degradation of energy storage devices that affect the efficiency of their operation are taken into account. The use of regularizing algorithms makes it possible to reduce the error.

As an example, an autonomous photovoltaic system with batteries was considered. The obtained results and their visualization show the viability of applying the approach.

Keywords: photovoltaic system; battery energy storage system; Volterra integral equations, mathematical modelling, operating modes.

Получено 28.08.2022

Образец цитирования

Карамов Д. Н., Муфтахов И. Р. Математическое моделирование режимных параметров аккумуляторных станций с использованием интегральных уравнений Вольтерра // Вестник ИжГТУ имени М. Т. Калашникова. 2022. Т. 25, № 3. С. 92–99. DOI: 10.22213/2413-1172-2022-3-92-99.

For Citation

Karamov D.N., Muftahov I.R. [Mathematical Modeling of Battery Energy Storage System Operating Modes using Volterra Integral Equations]. *Vestnik IzhGTU imeni M.T. Kalashnikova*, 2022, vol. 25, no. 3, pp. 92-99 (in Russ.). DOI: 10.22213/2413-1172-2022-3-92-99.