

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>

УДК 621.3

Моделирование работы Белорусской энергосистемы с учетом ввода АЭС

А. А. Михалевич¹⁾, В. А. Рак¹⁾

¹⁾Институт энергетики НАН Беларуси (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2021
Belarusian National Technical University, 2021

Реферат. В статье представлен анализ особенностей моделирования работы энергетических систем с большой долей мощностей АЭС. Изучение условий эксплуатации и характеристик различных энергоблоков показало, что энергетическая система с большой долей АЭС и ТЭЦ требует более детального моделирования режимов работы генерирующего оборудования. Причем с увеличением доли установок, использующих возобновляемые источники энергии, данные требования ужесточаются. Обзор литературы выявил, что чаще всего для моделирования энергетических систем используют кривую продолжительности нагрузки и ее распределения между блоками. Однако поскольку данный метод не отражает хронологическую последовательность, он может применяться только при отсутствии сложностей с обеспечением баланса мощности. Вместе с тем при высокой доле ТЭЦ и АЭС для сохранения баланса мощности необходимо знать параметры и набор включенного оборудования не только в данный момент, но и в предыдущий период, что невозможно сделать, используя кривую продолжительности нагрузки. Для моделирования необходимо использовать почасовую кривую нагрузки и рассчитывать состояние энергетической системы для каждого последующего часа в хронологическом порядке. В ходе сравнительного анализа доступных компьютерных программ выявить подходящую модель среди существующих не удалось. В статье представлена разработанная авторами математическая модель, которая позволяет моделировать работу энергетической системы с большой долей АЭС и ТЭЦ с сохранением баланса мощности для каждого часа прогнозного периода. Верификация предложенной модели показала хорошую точность используемых методов.

Ключевые слова: энергетическая система, атомная электростанция, теплоэлектроцентраль, электростанция, возобновляемые источники энергии, баланс мощности, почасовой график нагрузки, кривая продолжительности нагрузки

Для цитирования: Михалевич, А. А. Моделирование работы Белорусской энергосистемы с учетом ввода АЭС / А. А. Михалевич, В. А. Рак // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2021. Т. 64, № 1. С. 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>

Belarus Power Engineering System Modeling Taking into Account the Nuclear Power Plant Commissioning

A. A. Mikhalevich¹⁾, U. A. Rak¹⁾

¹⁾Institute of Power Engineering of the National Academy of Sciences of Belarus (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The article presents the analysis of the specific features of modeling the operation of energy systems with a large share of nuclear power plants (NPP). The study of operating conditions

Адрес для переписки

Рак Владимир Александрович
Институт энергетики НАН Беларуси
ул. Академическая, 15/2,
220072, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 294-94-72
uladzimir.rak@gmail.com

Address for correspondence

Rak Uladzimir. A.
Institute of Power Engineering of the NAS of Belarus
15/2, Akademicheskaya str.,
220072, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 294-94-72
uladzimir.rak@gmail.com

and characteristics of different power units showed that a power engineering system with a large share of NPP and CHPP requires more detailed modeling of operating modes of generating equipment. Besides, with an increase in the share of installations using renewable energy sources, these requirements are becoming tougher. A review of the literature revealed that most often the curve of the load duration and its distribution between blocks are used for modeling energy systems. However, since this method does not reflect a chronological sequence, it can only be used if there are no difficulties with ensuring power balance. Along with this, when the share of CHP and nuclear power plants is high, to maintain a balance of power one must know the parameters and a set of powered equipment not only currently but, also, in the previous period. But this is impossible if a curve of load duration is used. For modeling, it is necessary to use an hourly load curve and to calculate the state of the energy system for each subsequent hour in chronological order. In the course of a comparative analysis of available computer programs, it was not possible to identify a suitable model among the existing ones. The article presents a mathematical model developed by the authors, which makes us possible to simulate the operation of a power engineering system with a large share of NPP and CHPP while maintaining the power balance for each hour of the forecast period. Verification of the proposed model showed good accuracy of the methods used.

Keywords: power engineering system, nuclear power plant, combined heat and power plant, electric boiler, renewable energy sources, power balance, hourly load schedule, load duration curve

For citation: Mikhalevich A. A., Rak U. A. (2021) Belarus Power Engineering System Modeling Taking into Account the Nuclear Power Plant Commissioning. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 64 (1), 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14> (in Russian)

Введение

В Республике Беларусь в 2018 г. было произведено 38927 млн кВт·ч электрической энергии [1], в том числе установками, использующими возобновляемые источники энергии (ВИЭ), 540 млн кВт·ч, ТЭЦ – 22981 млн кВт·ч.

В ближайшее время ожидается существенное изменение структуры генерации в связи с вводом АЭС в эксплуатацию. Ожидаемая выработка на АЭС составит 19245 млн кВт·ч, или 49 % от производства в 2018 г. При использовании низкоманевренных атомных блоков большой мощности и высокой доле ТЭЦ поддерживать баланс мощности становится сложнее. Работа АЭС в базовом режиме на номинальной мощности и ТЭЦ по тепловому графику приведет к тому, что режимы работы балансирующих мощностей (в данном случае конденсационных электростанций (КЭС)) будут резко переменными, возможно, возникнет необходимость более частых остановок. Для обеспечения баланса мощности и поддержания качества электроэнергии на необходимом уровне предполагается сооружение пиково-резервных (газотурбинных) установок мощностью 800 МВт и электрокотлов общей мощностью 1185 МВт [2].

Увеличение доли установок на ВИЭ (ветроэнергоустановки (ВЭУ) [3], солнечные электростанции (СЭС) [4]) с переменным и непредсказуемым режимом работы ухудшает режимы работы КЭС. При этом себестоимость генерации электроэнергии на ВИЭ уже сегодня ниже, чем на газе. Нарастание таких установок приведет к тому, что их выработка будет ограничиваться в энергосистеме необходимостью поддержания баланса мощности. Данные ограничения назовем системными. Таким образом, ввод новых

мощностей может привести к сокращению удельной выработки установок на ВИЭ из-за системных ограничений, а это, в свою очередь, к сокращению экономической целесообразности их использования. Это значит, что моделирование работы установок на ВИЭ и их влияние на баланс мощности становится актуальной задачей не только для оперативного и краткосрочного, но и для средне- и долгосрочного планирования. Данные преобразования в энергосистеме требуют изменения подхода к моделированию.

Ранее не существовало потребности в почасовом моделировании спроса и предложения, достаточно было рассчитать наиболее напряженные точки графика нагрузки. Любое изменение нагрузки со стороны потребителей обеспечивалось изменением мощности блоков энергосистемы. Для расчета параметров работы отдельных блоков было достаточно сформировать кривую продолжительности нагрузки [5], показывающую, сколько часов определенная нагрузка будет присутствовать в системе. Данный подход позволяет моделировать работу энергосистемы в наиболее напряженные периоды – пиковой и базовой нагрузки. С помощью моделей такого типа также можно рассчитать объем производства электрической энергии на каждом отдельном блоке.

Требования к модели

Вышеописанный подход не позволяет в полной мере моделировать работу установок на нерегулируемых ВИЭ [6]. Более того, кривая продолжительности нагрузки не содержит хронологических данных о периодах времени между соседними точками. Это не дает возможности определить, каким образом переменный режим установок на ВИЭ влияет на работу других блоков энергосистемы, потому что в общем случае набор включенных блоков в предыдущий период времени неизвестен. Также данный подход не позволяет в необходимой мере моделировать влияние системных ограничений на работу установок на ВИЭ. На основании вышеизложенного, а также учитывая параметры работы энергосистемы и планы по интеграции АЭС в энергосистему Беларуси, можно сформулировать ряд требований к современной модели энергосистемы. Она должна:

- выполнять расчет работы энергосистемы для каждого часа рассматриваемого периода времени, т. е. использовать почасовой график нагрузки;
- описывать работу различных типов блоков: КЭС, АЭС ТЭЦ, нерегулируемых ВИЭ и электротельных;
- оптимизировать распределение нагрузки для каждого часа с учетом ограничений на возможность регулирования мощности блока;
- выполнять оптимизацию ввода новых мощностей.

В [7] приведены ссылки на 39 различных моделей; 14 являются оптимизационными, 6 из них имеют свободное распространение: COMPOSE, EnergyPLAN, LEAP, MESSAGE, OSeMOSYS, WASP (табл. 1).

Таблица 1

Сравнение программных комплексов для моделирования энергосистемы
Comparison of software suites used for power system modeling

Параметр	COMPOSE	EnergyPLAN	LEAP	MESSAGE	OSeMOSYS	WASP
Хронология нагрузки	-	+	-	-	+	-
Моделирование ВИЭ	+	+	-	-	+	-
Оптимизация распределения нагрузки в течение года	+	+	-	+	+	+
Оптимизация ввода новых мощностей	-	-	-	+	-	+

Приведенный в табл. 1 анализ показывает, что доступные модели не соответствуют всем необходимым критериям для моделирования энергосистемы со значительными системными ограничениями на работу установок на ВИЭ. В связи с этим в настоящей статье представлена разработанная авторами модель энергетической системы с набором КЭС, ТЭЦ, АЭС, ВЭУ, СЭС и других блоков с учетом системных ограничений. Модель также учитывает работу электростанций.

Полная себестоимость производства электрической энергии рассчитывается по формуле

$$c_t = c_{var} + c_{fuel} + \left(c_{fix} + \frac{i}{l} \right) \frac{C}{E_y} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где c_{var} – условно-переменные затраты на эксплуатацию, дол./ (МВт·ч); c_{fuel} – затраты на топливо, дол./ (МВт·ч); c_{fix} – постоянные затраты на производство энергии, дол./ МВт/год; i – удельные инвестиции в строительство блока, дол./ МВт; l – плановый период эксплуатации блока, лет; C – номинальная мощность блока, МВт; E_y – годовое производство электроэнергии, МВт·ч.

Задача оптимального развития заключается в минимизации общей себестоимости производства электрической энергии.

Постоянные и инвестиционные затраты не зависят от объема производства электрической энергии, они являются константой при любом распределении нагрузки, и при ее оптимизации их можно не учитывать. Оставшиеся переменные эксплуатационные и топливные затраты называются маржинальными затратами на производство энергии. Минимальная себестоимость достигается в системе при максимальной загрузке блоков с низкой маржинальной стоимостью, т. е. более эффективные блоки должны быть расположены в нижней части графика нагрузки, а, значит, загружаться первыми. Таким образом, для оптимального распределения нагрузки можно рассчитать экономический порядок загрузки блоков, который формируется в соответствии с возрастанием маржинальной себестоимости каждого блока.

Порядок загрузки

Первой группой для загрузки определены блоки АЭС. Хотя атомные электростанции можно отнести к конденсационным блокам, они имеют определенные особенности. Для обеспечения максимальной безопасности эксплуатации АЭС рекомендуется использовать режим работы на постоянной мощности [8].

Следом загружаются блоки ТЭЦ. Порядок их загрузки не важен, так как они будут гарантированно иметь спрос со стороны потребителей в рамках графика тепловой нагрузки. При перепроизводстве электроэнергии избыток будет потребляться электродкотлами. При этом объем производства электрической энергии для каждой станции определяется исходя из спроса на тепловую энергию.

Далее загружаются ГЭС, которые имеют ограничения не только по увеличению мощности при наличии спроса, но и по ее снижению, что связано с необходимостью поддержания должного водного режима в реке ниже ГЭС.

Следом загружаются блоки, не связанные требованиями надежности или теплового графика, т. е. КЭС и установки на ВИЭ. Порядок загрузки для каждого блока определяется в соответствии с экономической составляющей.

Моделирование энергоблоков

При моделировании внутренних процессов отдельной ТЭЦ с определенным составом оборудования необходимо учитывать параметры пара на каждом отборе и графики нагрузок потребителей в зависимости от параметров пара. Однако для долгосрочных целей достаточно моделировать производство тепловой энергии в общем виде, при котором вся ТЭЦ представляется как один энергоблок с усредненными параметрами.

Теплофикационные турбины обладают более низким КПД электрического цикла в режиме конденсации ввиду оптимизации под более высокие параметры на выходе из турбины, что ведет к неполному срабатыванию пара и снижению выработки электроэнергии [9]. Поэтому при оптимизации энергосистемы предполагаем, что ТЭЦ работает по тепловому графику: мощность ТЭЦ поддерживается на таком уровне, который позволяет обеспечить спрос на тепловую энергию. Более того, в европейских странах принято рассматривать ТЭЦ именно как поставщика тепловой энергии в системе теплоснабжения [10].

Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу связана с графиком не электрической, а тепловой нагрузки. Однако тепловую энергию невозможно передавать на большие расстояния [11], а, значит, для каждой ТЭЦ необходимо задать свой график тепловой нагрузки.

При постоянном составе включенного оборудования соотношение выработки электрической и тепловой энергии изменяется незначительно, и это изменение может не учитываться при долгосрочном моделировании.

Если учесть, что соотношение производства тепловой и электрической энергии имеет фиксированный характер, а относительный (отнесенный

к номинальной мощности) график тепловой нагрузки повторяется из года в год, то для моделирования работы ТЭЦ достаточно задать график электрической мощности для каждой отдельной станции. Такие графики формируются на основании многолетнего сбора данных.

Мощность ТЭЦ для каждого часа моделируемого года рассчитывается по формуле

$$P = p_h \frac{H_y}{H_b} C, \quad (2)$$

где p_h – относительная мощность ТЭЦ для рассматриваемого часа; H_y – годовой спрос на тепловую энергию в моделируемом году, Гкал; H_b – то же в базовом году, Гкал; C – установленная мощность моделируемой ТЭЦ, МВт.

При этом в рамках моделирования необходимо отслеживать, чтобы параметр $p_h \frac{H_y}{H_b}$ не превышал единицу. В противном случае следует моделировать увеличение установленной мощности данной ТЭЦ.

КПД ТЭЦ по производству тепловой энергии определяется по формуле

$$\gamma = \frac{E + H}{F}, \quad (3)$$

где E – объем производства электрической энергии, МВт·ч; H – то же тепловой энергии, МВт·ч; F – объем потребления топлива для производства тепловой и электрической энергии, МВт·ч.

Возобновляемые источники энергии можно разделить на регулируемые (ТЭС на биомассе или биогазовые станции) и нерегулируемые (солнечные и ветряные электростанции). Регулируемые электростанции могут работать по диспетчерскому графику и, следовательно, ведут себя аналогично другим КЭС. Нерегулируемые установки работают в соответствии с погодными условиями и в общем случае не поддаются управлению со стороны диспетчера, кроме ограничения выдачи мощности при ее избытке в энергосистеме. Такой вид энергоисточников моделируется отдельно с помощью почасового графика нагрузки, который получен усреднением почасовых фактических графиков производства электрической энергии для большого количества станций одного типа за продолжительный период.

КЭС производят только электрическую энергию, поэтому работают исключительно по графику электрической нагрузки. При этом электроэнергия в рамках графика нагрузки может производиться на различных электростанциях и энергоблоках. В рамках данной работы моделирование КЭС осуществляется на уровне отдельных блоков, чтобы обеспечить более точную оптимизацию распределения нагрузки. При таком подходе можно учитывать параметры отдельных энергоблоков, а не усредненные показатели по станции. Поблочное моделирование становится важным в связи с тем, что на каждой из КЭС (Лукомльская, Березовская, Минская ТЭЦ-5) имеются как относительно новые парогазовые блоки, так и давно установленные, параметры которых ниже в силу технического и морального износа.

Мощность КЭС в отличие от ТЭЦ не задается в виде почасовых графиков, а рассчитывается исходя из необходимости соблюдения баланса мощности, при этом ее изменение может задаваться в определенном ограниченном промежутке. Мощность КЭС не может опускаться ниже технического минимума.

Для каждого часа каждого блока КЭС в порядке экономической загрузки мощность рассчитывается по формуле

$$P_i = \begin{cases} 0, & L = P_{sys}; \\ L - \sum P_n, & \text{если } C_i > L - \sum P_n, \text{ где } n < i; \\ L - \sum P_n - P_{\min i+1}, & L - \sum P_n - C_i < P_{\min i+1}, \text{ где } n < i; \\ C_i, & L - \sum P_n - C_i > P_{\min i+1}, \text{ где } n < i. \end{cases} \quad (4)$$

Если расчет предыдущих по порядку загрузки блоков обеспечит соблюдение баланса мощности, то мощность данного блока равна нулю.

Если баланс не соблюден, то используют второе условие: когда нераспределенная нагрузка (разница между общей нагрузкой и мощностью загруженных ранее блоков) выше, чем номинальная мощность текущего блока и технический минимум блока, следующего по порядку загрузки, – блок работает на номинальной мощности.

Если после загрузки данного блока нераспределенная мощность становится меньше, чем технический минимум следующего по порядку загрузки, данный блок разгружается до уровня обеспечения следующего блока нагрузкой, равной техническому минимуму (третье условие).

Если нераспределенная нагрузка меньше, чем установленная мощность блока, он получает мощность, равную нераспределенной нагрузке (четвертое условие).

В периоды времени, когда нагрузка опускается ниже мощности ТЭЦ и АЭС, баланс обеспечивается за счет потребления электрической энергии на электродогревательных для производства тепловой энергии.

При перепроизводстве электрической энергии частично она будет потребляться электродогревателями для производства тепловой энергии, при этом объем выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ будет сокращаться.

Для моделирования работы электродогревателей необходимо рассчитать объем сокращения электрической мощности ТЭЦ при сохранении объемов производства тепловой энергии суммарно на турбине и в электродогревателях. Данная зависимость определяется с помощью системы

$$\begin{cases} p - p_b = E_e; \\ k_t p + \eta p_b = E_t, \end{cases} \quad (5)$$

где p – электрическая мощность ТЭЦ; p_b – потребляемая мощность электродогревателей; E_e – электрическая нагрузка, МВт·ч; k_t – коэффициент произ-

водства тепловой энергии на единицу электрической; η – КПД электродогревателя; E_t – тепловая нагрузка, МВт·ч.

При решении системы (5) получено уравнение

$$p = \frac{\eta E_e + E_t}{k_t + \eta}. \quad (6)$$

С помощью (6) выполняется корректировка мощности каждой ТЭЦ при перепроизводстве электроэнергии. Расчет электроэнергии, потребляемой электродогревателями, производится по формуле

$$p = E_e - p. \quad (7)$$

Верификация

Для верификации модели выполнено ретроспективное моделирование Белорусской энергосистемы и проведено сравнение с реальными данными 2017 г.

В результате моделирования выработка на ТЭЦ получена на уровне 16,78 млрд кВт·ч при фактической, согласно данным Белстата [1], 17,02 млрд кВт·ч. При моделировании производство на блок-станциях составило 3,47 млрд кВт·ч, а фактически, по данным Белстата, – 3,48 млрд кВт·ч. Производство на КЭС по модели составило 13,51 млрд кВт·ч, в то время как, по данным Белстата, фактическая выработка в 2017 г. была равна 13,18 млрд кВт·ч. Верифицировать работу установок на ВИЭ не представляется возможным, поскольку Белстат не публикует общий объем установленных мощностей и объем выработки на данных мощностях¹. Таким образом, можно констатировать, что модель достаточно точно описывает работу энергосистемы.

На рис. 1 представлено распределение нагрузки для одного дня базового года.

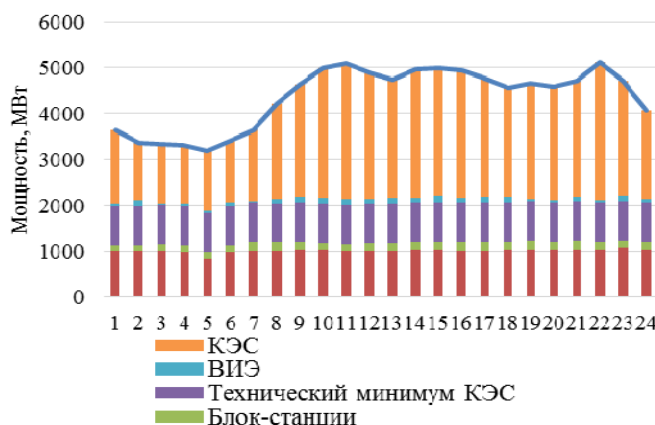


Рис. 1. Распределение нагрузки для типового дня отопительного периода

Fig. 1. Load distribution for a typical day of the heating period

¹ Данные об установленной мощности электрических станций приведены без учета станций, находящихся в собственности субъектов малого предпринимательства.

Из графика видно, что на протяжении всего дня модель хорошо обеспечивает баланс мощности. При тестировании модели аналогичные графики были построены для каждого дня года, и на протяжении всего года баланс мощности соблюдался.

Преимущества и недостатки модели

Преимуществами данной модели в сравнении с существующими являются использование почасовой нагрузки и максимально близкое к реальным моделирование режимов работы энергоблоков. При этом сохраняется возможность расчета параметров энергосистемы на долгосрочную перспективу для широкого перечня типов блоков, включая возобновляемые источники, ТЭЦ и электростанции.

Недостатком (а вместе с тем и направлениями дальнейшего развития) модели является отсутствие учета ограничений на включение и отключение энергоблоков, а также оптимизации режимов остановов блоков на планово-предупредительный ремонт.

ВЫВОДЫ

1. В статье показано, что существующие программные комплексы не отвечают новым требованиям, предъявляемым к моделированию энергетических систем. При большой доле ВИЭ, ТЭЦ и АЭС в структуре генерирующих мощностей необходимо обеспечить поддержание баланса мощности для каждого часа, т. е. работу энергосистемы следует рассчитывать, используя почасовой график нагрузки вместо распространенных методик моделирования по кривой продолжительности нагрузки.

2. Предложена новая модель с почасовым моделированием распределения нагрузки между энергоблоками системы. В ходе апробации проведено моделирование энергетической системы с верификацией результатов по данным Белстата. Определены недостатки и направления дальнейшего развития модели. Модель следует доработать в части моделирования пусков и остановов энергоблоков и разработки графиков планово-предупредительных ремонтов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетический баланс Республики Беларусь: стат. сб. / Белстат. Минск, 2019. 152 с.
2. Об утверждении комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции [Электронный ресурс]: пост. Совета Министров Респ. Беларусь от 01.03.2016 № 169 // Pravo.by. Режим доступа: <https://www.pravo.by/document/?guid=12551&p0=C21600169&p1=1>.
3. Марончук, И. И. Солнечные элементы: современное состояние и перспективы развития / И. И. Марончук, Д. Д. Санникович, В. И. Мирончук // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 2. С. 105–123. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-105-123>.
4. Петруша, Ю. С. Перспективы развития ветроэнергетики в Республике Беларусь / Ю. С. Петруша, Н. А. Попкова // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 2. С. 124–134. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-124-134>.
5. Uri, Noel D. Forecasting the Load Duration Curve / Noel D. Uri // Applied Mathematical Modelling. 1977. Vol. 1, Iss. 7. P. 405–407. [https://doi.org/10.1016/0307-904X\(77\)90051-8](https://doi.org/10.1016/0307-904X(77)90051-8).

6. Milligan, M. R. *Alternative Wind Power Modeling Methods Using Chronological and Load Duration Curve Production Cost Models* / M. R. Milligan. Colorado, 1996. <https://doi.org/10.2172/219340>.
 7. *Modeling Tools* [Electronic Resource]. Mode of access: <https://www.energycommunity.org/default.asp?action=tools>. Date of access: 05.06.2020.
 8. Дементьев, Б. А. *Кинетика и регулирование ядерных реакторов* / Б. А. Дементьев. М.: Энергоатомиздат, 1986. 272 с.
 9. Лихута, А. В. О режимах работы Мозырской ТЭЦ в энергосистеме после пуска Белорусской АЭС [Электронный ресурс] / А. В. Лихута // *Актуальные проблемы энергетики – 2016: материалы науч.-техн. конф. студентов и аспирантов*, Минск, 2017. Минск: БНТУ, 2017. Режим доступа: https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/34979/O_rezhimah_raboty_Mozyrskoj_TEHC_v_energosisysteme_posle_puska_Beloruskoj_AEHS.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
 10. *Optimal Operation of Combined Heat and Power System Based on Forecasted Energy Prices in Real-Time Markets* / C. Gu [et al.] // *Energies*. 2015. Vol. 8, Iss. 12. P. 14330–14345. <https://doi.org/10.3390/en81212427>.
 11. *Coming in from the Cold. Improving District Heating Policy in Transition Economies* / International Energy Agency. OECD, IEA, 2006. 264 p. <https://doi.org/10.1787/9789264108202-en>.
- Поступила 06.08.2020 Подписана в печать 06.10.2020 Опубликована онлайн 29.01.2021

REFERENCES

1. Belarusian Statistical Committee (2019) *Energy Balance of the Republic of Belarus: Statistical Yearbook*. Minsk. 152 (in Russian).
2. On Approval of the Comprehensive Plan for the Development of the Electric Power Sector until 2025, Taking into Account the Commissioning of the Belarusian Nuclear Power Plant: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus of 01.03.2016 No 169. *Pravo.by*. Available at: <https://www.pravo.by/document/?guid=12551&p0=C21600169&p1=1> (in Russian).
3. Maronchuk I. I., Sanikovich D. D., Mironchuk V. I. (2019) Solar Cells: Current State and Development Prospects. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (2), 105–123. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-105-123> (in Russian).
4. Petrusha Y. S., Papkova N. A. (2019) The Prospects for Wind Energy Development in the Republic of Belarus. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (2), 124–134. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-124-134> (in Russian).
5. Uri Noel D. (1977) Forecasting the Load Duration Curve. *Applied Mathematical Modelling*. 1 (7), 405–407. [https://doi.org/10.1016/0307-904X\(77\)90051-8](https://doi.org/10.1016/0307-904X(77)90051-8).
6. Milligan M. R. (1996) *Alternative Wind Power Modeling Methods Using Chronological and Load Duration Curve Production Cost Models*. Colorado. <https://doi.org/10.2172/219340>.
7. *Modeling Tools*. Available at: <https://www.energycommunity.org/default.asp?action=tools>. (Accessed 5 June 2020).
8. Dement'ev B. A. (1986) *Kinetics and Regulation of Nuclear Reactors*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 272 (in Russian).
9. Likhuta A. V. (2017) On the Operating Modes of the Mozyr CHPP in the Power System after the Launch of the Belarusian NPP. *Aktual'nye Problemy Energetiki – 2016: Materialy Nauch.-Tekhn. Konf. Studentov i Aspirantov, Minsk* [Topical Problems of Power Engineering – 2016. Proceedings of Scientific and Technical Student Conference]. Minsk, BNTU. Available at: https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/34979/O_rezhimah_raboty_Mozyrskoj_TEHC_v_energosisysteme_posle_puska_Beloruskoj_AEHS.pdf?sequence=1&isAllowed=y (in Russian).
10. Gu C., Xie D., Sun J., Wang X., Ai Q. (2015) Optimal Operation of Combined Heat and Power System Based on Forecasted Energy Prices in Real-Time Markets. *Energies*, 8 (12), 14330–14345. <https://doi.org/10.3390/en81212427>.
11. International Energy Agency (2006) *Coming in from the Cold. Improving District Heating Policy in Transition Economies*. OECD, IEA. 264. <https://doi.org/10.1787/9789264108202-en>.

Received: 6 August 2020

Accepted: 6 October 2020

Published online: 29 January 2021