<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-241-246>
УДК 621.311

Привлечение ТЭЦ к регулированию частоты, связанное с пуском Белорусской АЭС

Коробец П. Н.¹, Словик В. В.¹, Карницкий Н. Б.^{2*}

¹ Филиал «Гродненская ТЭЦ-2» РУП «Гродноэнерго»

Скидельское шоссе, 10, 230003, г. Гродно, Республика Беларусь;

² Белорусский национальный технический университет

проспект Независимости, 65, 220013, г. Минск, Республика Беларусь.

Поступила / Received 06.03.2018

Принята к печати / Accepted for publication 20.08.2018

Политика реструктуризации генерирующих мощностей энергосистемы Республики Беларусь предполагает ввод в ближайшие годы Белорусской АЭС. Наличие внешних и внутренних факторов, влияющих на реализацию электроэнергии от АЭС, потребует решение целого ряда проблем, включая резервирование мощности и регулирование частоты за счет привлечения внутренних электрогенерирующих мощностей. К ним относятся паротурбинные ГРЭС и ТЭЦ, парогазовые установки, специальные мобильные электрические мощности, применение электродвигателей и баков-аккумуляторов. Последнее является для белорусской энергосистемы новым техническим решением, требующим тщательного анализа по выявлению оптимальной системы согласованной работы теплофикационных турбин с электродвигателями и баками-аккумуляторами. При этом рассмотрены отопительный и межотопительный периоды работ ТЭЦ. Показана функция баков-аккумуляторов при минимальном и максимальном электропотреблении. При зарядке баков-аккумуляторов увеличивается выработка электроэнергии теплофикационными турбинами с регулированием по тепловому графику. Работа электродвигателей и баков-аккумуляторов рассмотрена на примере Гродненской ТЭЦ-2. Определена целесообразность включения в тепловую схему ТЭЦ электродвигателей как наиболее действенного средства использования теплофикационных турбоагрегатов в маневренном режиме с разгрузкой их по электрической мощности в ночные часы, что обеспечивает максимальное снижение выдачи электрической мощности в энергосистему электроэнергии от Белорусской АЭС.

Аналогичный подход на других промышленно-отопительных ТЭЦ энергосистемы в определенной мере обеспечит стабильную выдачу электроэнергии от Белорусской АЭС. Реконструкция ТЭЦ с установкой баков-аккумуляторов позволит создать гибкую схему теплоснабжения потребителей в условиях ночных электрических разгрузок при вводе энергоблоков АЭС в эксплуатацию.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: теплоэлектроцентраль, атомная электрическая станция, регулирование частоты, электродвигатели, баки-аккумуляторы

Адрес для переписки:

Карницкий Н. Б.

Белорусский национальный технический университет
кафедра ТЭС, пр. Независимости, 65, 220013, г. Минск, Республика Беларусь, e-mail: tes_bntu@tut.by

Address for correspondence:

Karnitskiy N. B.

Belarussian National Technical University, 65, Nezavisimosty Avenu., 220013, Minsk, Republic of Belarus
e-mail: tes_bntu@tut.by

Для цитирования:

Коробец П. Н., Словик В. В., Карницкий Н. Б. Привлечение ТЭЦ к регулированию частоты, связанное с пуском Белорусской АЭС. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 241–246

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-241-246>

For citation:

Korobets P. N., Slovik V. V., Karnitskiy N. B. [Having CHPP involved in frequency control related to starting Belarusian NPP]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 241–246 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-241-246>

Having CHPP involved in frequency control related to starting Belarusian NPP

Korobets P. N.,¹ Slovik V. V.¹, Karnitskiy N. B.^{2*}

¹ *Affiliate Grodno CHPP-2, RUE Grodnoenergo
10, Skidelskoe shosse, 230003, Grodno, Republic of Belarus;*

² *Belarussian National Technical University
65, Nezavisimosty Avenu., 220013, Minsk, Republic of Belarus*

The policy of restructuring the generating capacities of the energy system of the Republic of Belarus assumes the introduction of the the Belarusian nuclear power plant (NPP) in the coming years. The presence of external and internal factors affecting the sale of electricity from NPP will require solving a number of problems, including power redundancy and frequency control through involvement of internal power generating facilities. These include steam-turbine state power plants and combined heat and power plants (CHPP), combined-cycle power units, special mobile electric power units, the commissioning of electric boilers and accumulator tanks. The latter is a new technical solution for the Belarusian energy system that requires careful analysis to identify the optimal system for coordinated operation of co-generation power units with electric boilers and accumulator tanks. At the same time, the heating and non-heating seasons of the CHPP operation are considered. The function of the accumulator tanks with minimum and maximum power consumption is shown. At charging of the accumulator tanks, the generation of electricity by co-generation power units with thermal regulation is increased. The operation of electric boilers and accumulator tanks is considered through the example of Grodno CHPP-2. The expediency of including electric boilers in the scheme of the CHPP as the most effective means of using co-generation turbine units in the cycling mode with unloading them by electric power during the night hours is determined, which ensures the maximum reduction of the electric power output to the power system from the Belarusian NPP.

A similar approach at other industrial CHPP of the power system will, to some extent, ensure stable power supply from the Belarusian NPP. Reconstruction of the CHPP with installation of accumulator tanks will make it possible to create a flexible heat supply scheme for consumers in the conditions of night electrical unloading when the NPP power units are put into operation.

KEY WORDS: combined heat and power plant, nuclear power plant, frequency control, electric boilers, accumulator tanks

Известно, что в Республике Беларусь в активной стадии ведется строительство Белорусской АЭС по проекту «АЭС-2006». В этой связи ведутся научные исследования в различных направлениях, в которых решается широкий спектр проблем и вопросов, позволяющих в ближайшей перспективе гармонично вписаться АЭС в структуру Белорусской энергосистемы [1–5].

В настоящее время установленная электрическая мощность энергосистемы составляет порядка 10 ГВт. Согласно скорректированному плану ввода в эксплуатацию двух энергоблоков мощностью 1196 МВт каждый, пуск первого намечен на конец 2019 г., а второго — 2020 г. В этой связи встает определенная проблема по прохождению ночных минимумов электрических нагрузок, резервирование энергоблоков Белорусской АЭС, которая будет работать в базовой части электрического графика энергосистемы, при выводе их на техобслуживание, возможных отказах и т.п.

На примере Гродненской ТЭЦ-2 рассматриваются некоторые мероприятия по привлечению ТЭЦ для регулирования частоты в энергосистеме с применением электродкотлов (ЭК) и баков-аккумуляторов (БА).

Современная теплоэлектроцентраль характеризуется специфическими особенностями и прежде всего непрерывностью работы по диспетчерскому графику электрических нагрузок, задаваемому с учетом на-

личия и величины тепловых нагрузок. Невыполнение графика оценивается как авария или брак в работе. Поэтому усилия персонала направлены на выполнение заданного графика нагрузок при одновременном обеспечении высокой экономичности и качества отпускаемой энергии.

Неравномерность графика производства и потребления электроэнергии является второй характерной особенностью электроэнергетического производства. Наличие этого фактора приводит к появлению суточных пиков нагрузки энергосистемы (утренние и вечерние максимумы суточной нагрузки), на покрытие которых требуется соответствующая генерирующая мощность. Число часов использования этой мощности сравнительно невелико и поэтому затраты на нее являются малоэффективными. Для снижения указанных затрат необходимо выравнивание суточных графиков потребления электроэнергии и снижение пиков нагрузки потребителей [6–7].

В результате ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС в периоды снижения мощности существующих в энергосистеме ГРЭС и ТЭЦ до технического минимума возникает излишек электрической мощности. В данных условиях с учетом существующих ограничений по экспорту электрической энергии необходимо либо переводить часть ГРЭС и ТЭЦ в нерасчетный режим эксплуатации

с пусками и остановами в период «провала» нагрузки, либо увеличить электропотребление в данные периоды. С целью увеличения потребления электроэнергии предлагается установить ЭК. Существуют и другие технические решения [8–9].

В ночное время отопительного периода при разгрузке ТЭЦ вынужденно включаются котлы прямого сжигания топлива для обеспечения тепловой энергией потребителей. Для блокирования этого негативного явления предусматривается установка БА горячей воды.

Суточные графики электрических нагрузок имеют чередующиеся между собой провалы, подъемы, спады и пики, что в итоге определяет их неравномерный характер.

В базисной, наиболее экономичной части суточного графика нагрузок в энергосистемах с преобладанием тепловых электростанций работают, как правило, ТЭЦ. Они имеют по сравнению с конденсационными электростанциями более низкие удельные расходы топлива на выработку 1 кВт·ч. Маневренные, но менее экономичные (относительно комбинированной, но не раздельной выработки энергии) энергоблоки КЭС используются для покрытия полупиковой и пиковой зон суточных графиков электрических нагрузок.

В настоящее время основной проблемой обеспечения баланса мощностей Белорусской энергосистемы является прохождение ночных минимумов нагрузок в отопительный период, так как в этот период в структуре генерации большую долю составляют ТЭЦ, выработка электроэнергии которых зависит от теплового потребления потребителей и в течение суток может значительно изменяться.

Структура установленной мощности ОЭС в 2020 г. (официальный сайт РУП электроэнергетики «ОДУ» — режим доступа: <http://www.odu.by/>. — Дата доступа: 13.05.2017) представлена на рисунках 1–3.

Интеграция АЭС в Белорусскую энергосистему во многом изменит структуру баланса электрических мощностей ОЭС Беларуси. Так, значительно сократится доля конденсационных энергоисточников в структуре покрытия максимума электропотребления. Если в 2013 г. она составляла порядка 30%, то с вводом Белорусской АЭС данная величина снизится до 15%. Это

Рисунок 1. Структура установленной мощности ОЭС Беларуси в 2020 г

Figure 1. Stated power structure of Belarus bulk energy system in 2020

Дневной пик Day peak

Ночной провал Nightfall

Рисунок 2. Структура установленной мощности ОЭС Беларуси в 2020 г. в межотопительный период

Figure 2. Stated power structure of Belarus bulk energy system in 2020 in non-heating season

приведет к уменьшению регулировочного диапазона на КЭС и, соответственно, скажется на возможности обеспечения баланса электрических мощностей ОЭС Беларуси в ночные часы. В настоящее время за счет конденсационных энергоисточников обеспечивается около 60% необходимого регулировочного диапазона ОЭС Беларуси, а с вводом АЭС данная величина составит около 30% [10].

После ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС проблема с прохождением ночных минимумов нагрузок отопительного периода еще более обострится, так как энергоблоки АЭС, как правило, не допускают ежесуточной разгрузки. В электрическом балансе энергосистемы на 2020 и последующие годы практически не предусматривается использование паросиловых конденсационных энергоблоков и для покрытия переменной части графика электрической нагрузки будут применяться энергоблоки ПГУ всех типов, а также паросиловые теплофикационные энергоблоки.

Базовая мощность Белорусской АЭС величиной около 2,4 ГВт составит около трети прогнозной потребности энергосистемы в пики потребления электроэнергии и около половины — в часы его спада. Электроснабжение потребителей в течение отопительного периода

Ночной провал Nightfall

Ночной провал Nightfall

Рисунок 3. Структура установленной мощности ОЭС Беларуси в 2020 г. в отопительный период
Figure 3. Stated power structure of Belarus bulk energy system in 2020 in heating season

почти полностью перейдет к АЭС и ТЭЦ (рисунок 4).

Установленная мощность Гродненской ТЭЦ-2 на 01.01.2016 составила:

- электрическая — 302,45 МВт;
- тепловая (отборов турбин) — 508 Гкал/ч; пиковых водогрейных котлов — 380 Гкал/ч; котла-утилизатора ГТУ по сетевой воде — 27 Гкал/ч; энергетических котлоагрегатов — 940 Гкал/ч.

Гродненская ТЭЦ-2 в настоящее время работает в основном по тепловому графику нагрузок с минимальным расходом пара в конденсаторы работающих турбин типа ПТ (ПТ-70-130/13 ст. №1 и ПТ-60-130/13 ст. №2), обеспечивая тепловые нагрузки ОАО «Гродно Азот» и отопительных нагрузок жилищно-коммунального сектора г. Гродно. Турбина Р-50-130/13 ст. №3 работает с противодавлением, обеспечивая необходимый расход

пара в производственные паропроводы 1,3 МПа. Блок ГТУ, как правило, работает с нагрузкой близкой к максимальной.

В последние годы на ТЭЦ сложились два характерных режима работы — межотопительный (летний) и отопительный (зимний), когда изменяются и состав, и условия работы оборудования.

При этом среднегодовой удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии составил 168,4 г у.т./кВт·ч, на отпуск теплоты — 169,13 кг у.т./Гкал.

Выработка электроэнергии на тепловом потреблении в отопительный период была максимальной из-за наличия нагрузки на отопление и составила 92–93%, в летний период — ниже из-за отсутствия нагрузки на отопление — 90%.

В межотопительный период коэффициент неравно-

Рисунок 4. Типовой график покрытия электропотребления ОЭС Беларуси в зимний рабочий день 2020 г.

Figure 4. Typical schedule of electric energy consumption by Belarus bulk energy system on winter workday in 2020

мерности суточного графика генерации Гродненской ТЭЦ-2 составил порядка 0,88, что свидетельствует о невысоких требованиях к маневренности генерирующего оборудования ТЭЦ в этот период как в ночное, так и в дневное время. В то же время, как свидетельствует график характерных суток отопительного периода, коэффициент неравномерности снижается до 0,65, что свидетельствует о существенном привлечении Гродненской ТЭЦ-2 к разгрузкам в часы ночного минимума.

С учетом ввода АЭС будут наблюдаться особые сложности прохождения ночных провалов нагрузок в энергосистеме: либо в целях разгрузки по электрической мощности теплофикационных турбин в ночное время предусмотреть установку ЭК для подогрева сетевой воды в режимах разгрузки паровых турбин ниже теплового минимума, либо разгрузка будет осуществляется за счет подогрева сетевой воды теплом, вырабатываемым в ЭК.

Разгрузка отборов турбоагрегатов на электродоты для получения маневренной мощности выгоднее по сравнению с разгрузкой на котлы ТЭЦ, что вполне естественно и объяснимо с термодинамических позиций, поскольку процесс работы ЭК неизбежно связан с «двойной трансформацией энергии», сопровождаемой ее потерями. В энергетическом отношении применение ЭК на ТЭЦ приводит к повышению удельных расходов топлива на производство электроэнергии в пределах 0,04–0,08%, что можно рассматривать как приемлемую плату за полученную при этом дополнительную маневренную мощность при сохранении работы турбоагрегатов со значительно меньшей фактической разгрузкой.

Экономическая эффективность применения электродот на ТЭЦ определена из условия, что при переводе действующих ТЭС в маневренный режим ТЭЦ являются замыкающими, когда маневренные возможности всех других электростанций уже использованы, и конкурентом ТЭЦ в покрытии полупиковой нагрузки энергосистемы остается лишь Белорусская АЭС.

Положительная сторона применения ЭК выражается в резком сокращении фактической глубины разгрузки турбоагрегата типа Т или ПТ по электрической мощности. При одной и той же величине снижения выдачи электрической мощности от турбоагрегата в энергосистему, принятой в размере 50% номинальной мощности турбоагрегата, фактическая разгрузка турбоагрегатов по электрической мощности составит 15–17%.

В условиях растущего спроса на маневренную полупиковую мощность в Белорусской энергосистеме при вводе АЭС это положительное свойство ЭК становится весьма ценным, так как существенным образом расширяет диапазон возможного получения маневренной мощности на ТЭЦ, вплоть до 100% снижения выдачи электрической мощности от турбоагрегата в энергосистему.

Для отопительного периода электрическая нагрузка ТЭЦ в дневные часы будет обеспечиваться на уровне, необходимом для заданного отпуска тепловой энергии без включения ЭК. В ночные часы будет производиться разгрузка отопительных и производственных отборов

турбин ниже теплового графика вплоть до технического минимума с передачей максимально возможной тепловой нагрузки на электродоты. В межотопительный период к ночным разгрузкам добавится разгрузка в дневные часы выходных дней. Суммарное снижение мощности станции без учета изменения нагрузки собственных нужд составит 170–190 МВт. В межотопительный период при средней тепловой нагрузке в сетевой воде в ночное время на уровне 50 Гкал/ч и мощности электродотов около 20 МВт, суммарное снижение мощности ТЭЦ не превысит 60 МВт.

В период минимального электропотребления БА выполняет функцию дополнительного теплоисточника, передавая горячую воду с температурой 95–120°C из верхней части бака в систему теплоснабжения с одновременной подачей холодной (обратной) воды в нижнюю часть БА (разрядка БА). В период максимального электропотребления БА выполняет функцию дополнительного потребителя тепла, забирая горячую воду из системы в верхнюю часть бака-аккумулятора с одновременной передачей холодной воды в систему теплоснабжения (зарядка БА). При зарядке увеличивается выработка электроэнергии теплофикационными турбинами с регулированием по тепловому графику относительно фактического теплопотребления.

Возможность снижения нагрузки на отборы турбин и соответственно генерации электроэнергии в ночное время определяется соотношением между существующим и минимально возможно пропуском пара в отопительный (Т)-отбор. Подобное уменьшение генерации электроэнергии на ТЭЦ используется в настоящее время. Отличие существующего регулирования от предлагаемого состоит в способе покрытия возникающего дефицита тепловой энергии: если в существующем варианте используется непосредственно котлы, то в рассматриваемом случае последнее негативное явление блокируется, а требуемый отпуск тепловой энергии происходит за счет разрядки аккумуляторов. Зарядка последних происходит во время максимума электропотребления за счет увеличения нагрузки отборов. В результате не только уменьшается прямое сжигание природного газа в котлах, но и происходит замещение конденсационных мощностей теплофикационными.

Баки-аккумуляторы должны работать в противофазе: заряжаются днём за счёт увеличения пропуска пара в отборы и тем самым большего количества генерации дешевой электроэнергии в часы дневных максимумов. Разрядка БА происходит в часы ночного провала потребления электроэнергии, когда отключаются отборы для снижения её генерации. При этом показатели ТЭЦ не ухудшаются, поскольку пиковые мощности на базе прямого сжигания топлива для этих целей не привлекаются.

Рассмотрим это на примере Гродненской ТЭЦ-2. Режим работы БА в отопительный период рассматривается при температуре наружного воздуха 0°C и равномерным отпуском теплоты с сетевой водой в течение суток. Нагрузка с сетевой водой — 320 Гкал/ч, электрическая мощность паровых турбин при работе по тепловому графику — 165 МВт, пиковые котлы отключены,

расход сетевой воды составляет 8000 т/ч.

В дневное время на протяжении 16 часов есть возможность, догружая пиковые бойлеры, аккумулировать порядка 70 Гкал/ч теплоты в БА. При этом станция увеличит мощность на 15 МВт, а за 16 ч саккумулирует 1120 Гкал теплоты из отборов турбин.

В ночное время в течение 8 часов станция разгружается по электрическому графику. Если предположить, что паровые турбины при этом будут работать в конденсационном режиме с нагрузками по 3–5 МВт (с отключенными регулируемыми отборами), то схема теплоснабжения предлагается следующая:

- из бака-аккумулятора теплоноситель при расходе около 4500 т/ч и теплотой в количестве 180 Гкал/ч подается в городскую тепловую сеть;

- недостаток теплоты в количестве 140 Гкал/ч будет покрываться пиковыми бойлерами, работающими от БРОУ-140/13.

Выводы

1. Определена целесообразность включения в тепловую схему Гродненской ТЭЦ-2 после ввода БелАЭС электрокотлов, так как применение такого оборудования на ТЭЦ является на данный момент наиболее действенным средством использования теплофикационных турбоагрегатов в маневренном режиме с разгрузкой их по электрической мощности в ночные часы при обеспечении максимального снижения выдачи электрической мощности в энергосистему при значительно меньшей разгрузке непосредственно турбоагрегата.

2. Реконструкция ТЭЦ с установкой баков-аккумуляторов позволит разработать довольно гибкую схему теплоснабжения потребителей и «живучий» режим работы оборудования станции в условиях глубоких ночных электрических разгрузок при вводе первого блока АЭС в эксплуатацию. Схема будет эффективной при относительно теплой зиме с температурой наружного воздуха не ниже нуля, когда паровые турбины не догружены по электрической мощности.

3. Проведенный анализ эффективности внедрения и режимов работы электрокотлов и баков-аккумуляторов в существующую тепловую схему Гродненской ТЭЦ-2 показал возможность использования аналогичного оборудования на других промышленно-отопительных ТЭЦ ОЭС Республики Беларусь.

Список использованных источников

1. Романюк В. Н., Бобич А. А. Оценка термодинамической эффективности функционирования энергосистемы Беларуси в условиях работы Белорусской АЭС. Энергия и менеджмент. 2016; 4: 2–9.
2. Воронов Е. О., Романюк В. Н., Седнин В. А., Бобич А. А. К вопросу оценки термодинамической эффективности Белорусской энергосистемы. Энергия и менеджмент. 2016; 3: 2–7.
3. Романюк В. Н., Бобич А. А. К вопросу о диверсификации вариантов регулирования мощности генерации Белорусской энергосистемы. Энергия и менеджмент. 2015; 6: 3–8.

4. Старжинский А. Л. предделение надежности схем электроснабжения собственных нужд атомной электрической станции. Известия высших учебных заведений и энергетический объединений СНГ. Энергетика. 2015; 3: 24–31.

5. Сковородцев С. В. Выдача мощности Белорусской АЭС. Энергия и менеджмент. 2014; 4-5: 20–23.

6. Молочко Ф. И. Подготовлен проект концепции государственной программы развития Белорусской электроэнергетической системы на период до 2020 года. Энергетическая стратегия. 2014; 5: 18–21.

7. Романюк В. Н., Бобич А. А. Развитие тепловых схем ТЭЦ в условиях Объединенной энергосистемы Беларуси. Известия высших учебных заведений и энергетический объединений СНГ. Энергетика. 2015; 4: 31–43.

8. Романюк В. Н., Бобич А. А. Абсорбционные тепловые насосы на ТЭЦ Белорусской ОЭС на примере Мозырской ТЭЦ. Энергия и менеджмент. 2015; 1: 13–20.

9. Трутаев В. И., Гладчук Ю. А. Электромобили как действенный регулятор суточного графика электрической нагрузки в энергосистеме. Энергия и менеджмент. 2014; 1: 8–1.

10. Ковалев Д. В. Перспективные режимы работы генерирующего оборудования в составе Белорусской энергосистемы после 2020 года. Энергетическая стратегия. 2014; 4: 20–23.

References

1. Romanyuk V. N., Bobich A. A. Evaluation of the thermodynamic efficiency of the functioning of the Belarusian power system under the conditions of the Belarusian NPP. Energy and management 2016; 4: 2–9. (In Russ.)
2. Voronov E. O., Romanyuk V. N., Sednin V. A., Bobich A. A. To the question of the estimation of the thermodynamic efficiency of the Belarusian power system. Energy and management 2016; 3: 2–7. (In Russ.)
3. Romanyuk V. N., Bobich A. A. On the issue of diversification of options for regulating the generation capacity of the Belarusian power system. Energy and management 2015; 6: 3–8. (In Russ.)
4. Starzhinsky A. L. The reliability of electric power supply schemes for the needs of the nuclear power plant. News of higher educational institutions and energy associations of the CIS. Power engineering 2015; 3: 24–31. (In Russ.)
5. Skovorodtsev S. V. Power output of the Belarusian NPP. Energy and management 2014; 4–5: 20–23. (In Russ.)
6. Molochko F. I. The draft concept of the state program for the development of the Belarusian electric power system for the period until 2020 has been prepared. Energy strategy 2014; 5: 18–21. (In Russ.)
7. Romanyuk V. N., Bobich A. A. Development of thermal schemes of CHPPs in the conditions of the United Energy System of Belarus. News of higher educational institutions and energy associations of the CIS. Power engineering 2015; 4: 31–43. (In Russ.)
8. Romanyuk V. N., Bobich A. A. Absorption heat pumps at the CHPP of the Belarusian ECO with the example of the Mozyr CHPP. Energy and management 2015; 1: 13–20. (In Russ.)
9. Trutaev V. I., Gladchuk Y. A. Electric cars as an effective regulator of the daily schedule of electric load in the power system. Energy and management 2014; 1: 8–1. (In Russ.)
10. Kovalev D. V. Kovalev Perspective modes of operation of generating equipment in the Belarusian energy system after 2020 Energy Strategy 2014; 4: 20–23. (In Russ.)