

АННОТАЦИЯ

На примере объединённой энергосистемы Беларуси рассматривается возможность использования тепловых аккумуляторов для работы ТЭЦ по графику потребления электроэнергии с сохранением суточного отпуска тепловой энергии из отборов турбин и без привлечения пиковых котлов к покрытию нагрузок.

ANNOTATION

In this article, on the example of the United Energy System of Belarus, author considers the possibility of usage of heat accumulators for CHP, operating by schedule of electricity consumption with constant daily supply of heat energy with turbine heating steam extraction and without using the peak boilers for covering energy loads.

Эффективное обеспечение графика нагрузок энергосистемы

В. Н. Романюк, докт. техн. наук,
Д. Б. Муслина, А. В. Романюк, магистры техн. наук,
Н. А. Коломыцкая, магистр экон. наук,
А. А. Бобич, магистрант,
Белорусский национальный технический университет,
РУП «БЕЛТЭИ»

Введение

Проблема неравномерных графиков электрической нагрузки и связанный с ней перерасход топлива характерны для большинства энергосистем. Сложилась основная задача решения указанной задачи, среди которых создание оптимальной структуры энергогенерирующих мощностей и привлечение потребителей электроэнергии к выравниванию графиков нагрузки [1–7]. Новые решения связаны с распределёнными когенерационными источниками [8, 9]. Общеизвестно, что проблема усложнится с вводом АЭС. Анализ вариантов регулирования нагрузки объединённой энергосистемы (ОЭС) Беларуси проведён в [10]. В статье рассматривается ещё один путь решения задачи, связанный с привлечением паротурбинных ТЭЦ, генерация которых ограничивается графиком потребления тепловой энергии, к регулированию генерации электроэнергии. Предлагаемый способ регулирования мощности в сравнении с традиционными [10] имеет определённые преимущества. На примере Белорусской энергосистемы оцениваются его возможности и энергосберегающий эффект.

Графики электропотребления и их обеспечение

Глобальная проблема покрытия графиков электрической нагрузки энергосистемы рассматривается многими специалистами [1–10]. Характерные суточные графики нагрузок ОЭС Беларуси (рис. 1, 2) мало подвержены изменениям [9]. Их характеристики рассматриваются в [4, 5] и приведены в табл. 1: минимальная ($N_{\text{мин}}$), максимальная ($N_{\text{макс}}$) и среднесуточная ($N_{\text{ср}}$) мощности; коэффициент неравномерности: $\alpha = N_{\text{мин}} / N_{\text{макс}}$; коэффициент заполнения: $\beta = N_{\text{ср}} / N_{\text{макс}}$; диапазоны регулирования: максимальный $\Delta N_{\text{макс}} = N_{\text{макс}} - N_{\text{мин}}$, полупиковый $\Delta N_{\text{пп}} = N_{\text{пп}} - N_{\text{мин}}$ и пиковый $N_{\text{п}} = N_{\text{макс}} - N_{\text{пп}}$.

Достаточно стабильный характер нагрузки энергосистемы позволяет в ближайшей перспективе использовать приведённые данные для оценки возможных решений по регулированию мощности.

Цена вопроса

Ежегодный перерасход топлива, связанный с неравномерностью генерации электроэнергии Лукомльской ГРЭС, оценивается ≈ 69 , Березовской ГРЭС — ≈ 22 тыс. т у.т. [4, 5]. Кроме того, в ОЭС Беларуси в отопительный период в ночные часы вынужденно разгружаются отборы ТЭЦ на 0,25–0,35 ГВт и обеспечение потребителей осуществляется непосредственно от котлов [6, 7]. Связанный с этим годовой перерасход топлива составляет не менее 60 тыс. т у.т. [9].

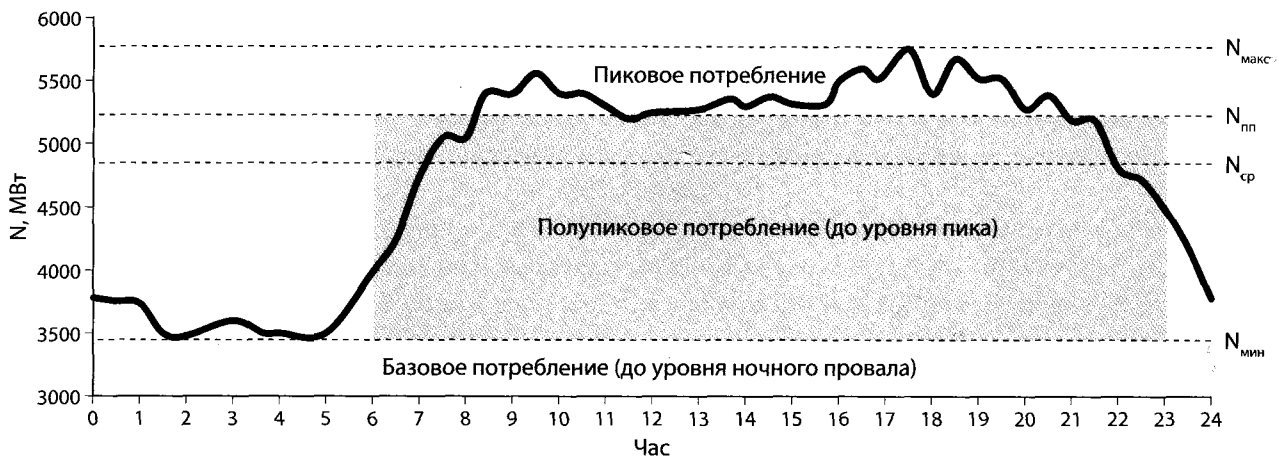


Рис. 1. Типовой суточный график нагрузки энергосистемы [4, 5]

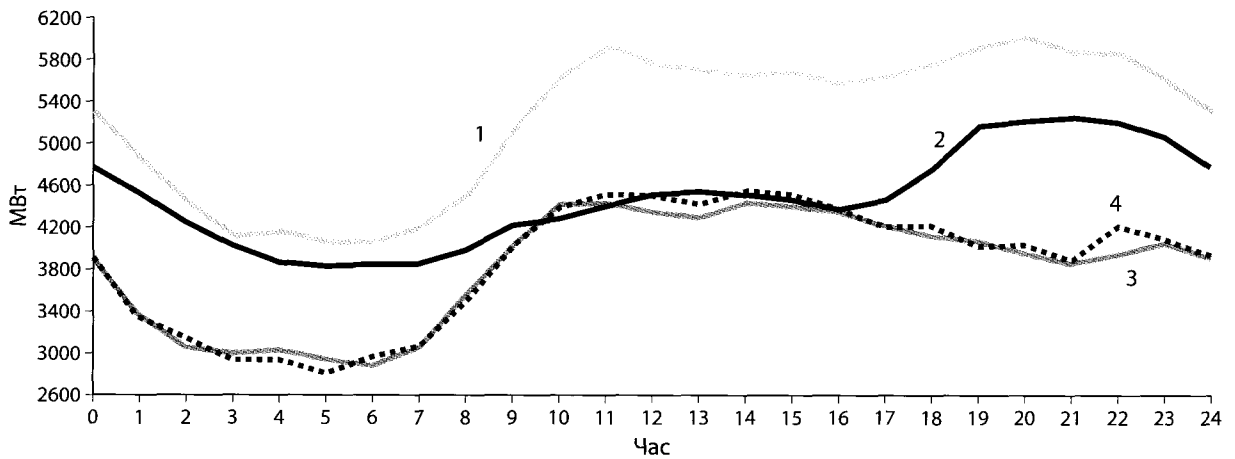


Рис. 2. Характерные суточные графики ОЭС Беларуси в 2010 г. (1 и 2 — соответственно рабочие и выходные сутки отопительного периода; 3 и 4 — соответственно рабочие и выходные сутки межотопительного периода)

В энергосистеме, где определяющими являются тепловые электростанции, регулирование мощности с их помощью неизбежно [10, 12]. В ОЭС Беларуси большой удельный вес имеют паротурбинные ТЭЦ, что обуславливает в ряде случаев их использование в регулировании генерации электроэнергии. В связи с этим следует рассмотреть возможность устранения пережога топлива, который имеет место в настоящее время при регулировании мощности с помощью ТЭЦ. Целесообразно оценить пределы в изменении мощности, которые могут быть достигнуты за счёт ТЭЦ при выполнении принятого ограничения по устранению перерасхода топлива. Предлагаемый вариант регулирования мощности с помощью существующих паротурбинных ТЭЦ Беларуси основывается на тепловом аккумуляровании.

Тепловое аккумулярование

Тепловые аккумуляторы на объектах ОЭС Беларуси практически не применяются. Лишь в [15] рассматривалось использование аккумулярующей способности тепловой сети и тепловых аккумуляторов, установленных непосредственно у потребителей, для повышения эффективности ТЭЦ. В то же время есть много разных схем применения центральных тепловых аккумуляторов, устанавливаемых у энергетических установок большой мощности, и аккумуляторов, располагаемых перед распределительной сетью. Здесь рассматривается использование центральных, вытеснительных тепловых аккумуляторов [13].

В практике тепловое аккумулярование применяется, как правило, для выравнивания генерации. Предлагается противоположный подход: за счёт тепловых аккумуляторов увеличить суточную

Табл. 1. Характеристики типовых графиков ОЭС Беларуси в 2007 [4, 5], 2009 [14] и 2010 гг. отопительного (ОП) и межотопительного (МОП) периодов в рабочие (РС) и выходные (ВС) сутки

График	α	β	$N_{\text{мин}}, \text{МВт}$	$N_{\text{макс}}, \text{МВт}$	$N_{\text{п}}, \text{МВт}$	$N_{\text{ср}}, \text{МВт}$	$\Delta N_{\text{макс}}, \text{МВт}$	$\Delta N_{\text{п}}, \text{МВт}$	$\Delta N_{\text{п}}, \text{МВт}$	$W_{\text{сут}}, \text{МВт}$
2007 г.										
№ 1 ОП-РС	0,62	0,82	3607	5786	5229	4850	2179	557	1 622	116,4
№ 2 ОП-ВС	0,71	0,84	3454	4892	4262	4098	1438	630	808	98,4
№ 3 МОП-РС	0,66	0,85	2998	4537	4153	3864	1539	384	1155	92,8
№ 4 МОП-ВС	0,76	0,87	2807	3708	3458	3244	901	250	651	77,9
2009 г.										
№ 1 ОП-РС	0,65	0,85	3561	5516	5100	4684	1955	416	1539	117,1
№ 2 ОП-ВС	0,68	0,82	3278	4789	4000	3949	1511	789	722	98,7
№ 3 МОП-РС	0,63	0,84	2747	4 368	3800	3673	1621	568	1053	91,8
№ 4 МОП-ВС	0,70	0,83	2640	3798	3300	3162	1158	498	660	79,0
2010 г.										
№ 1 ОП-РС	0,68	0,87	4074	6029	5600	5246	1955	429	1 526	131,1
№ 2 ОП-ВС	0,73	0,85	3824	5241	4400	4480	1417	841	576	112,0
№ 3 МОП-РС	0,65	0,86	2878	4432	3900	3823	1554	532	1022	95,6
№ 4 МОП-ВС	0,62	0,85	2812	4549	4000	3861	1737	549	1188	96,5

неравномерность генерации электроэнергии на ТЭЦ в соответствии с неравномерностью графика электрических нагрузок. При этом, безусловно, сохраняется отпуск необходимой потребителям тепловой энергии без замещения теплофикационных отборов непосредственно котлами, а пропуск пара в конденсатор поддерживается на техническом минимуме.

Сущность способа

Предлагаемое регулирование мощности предусматривает в часы максимума графика электрической нагрузки уменьшить генерацию электроэнергии на КЭС и соответственно увеличить её на ТЭЦ. Последнее достигается за счёт дополнительной загрузки отборов ТЭЦ в сравнении с той, при которой обеспечивается требуемый потребителям отпуск тепловой энергии. В результате такого перераспределения между источниками генерации электроэнергии возникают избытки тепловой энергии, которые аккумулируются на ТЭЦ. Это имеет место, как следует из сказанного, в часы дневных максимумов нагрузки. В связи с этим в часы ночных провалов электропотребления появляется возможность снизить генерацию электроэнергии за счёт разгрузки отборов турбин. Отпуск потребителям необходимой тепловой энергии сохраняется благодаря тепловым аккумуляторам. Такое перераспределение в течение суток выработки тепло-

вой энергии на ТЭЦ уменьшит генерацию на них электроэнергии в часы ночных провалов нагрузки энергосистемы за счёт разгрузки отборов и без перехода к отпуску тепловой энергии непосредственно от котлов. Предлагаемое уменьшение генерации на КЭС с одновременным равным увеличением её на ТЭЦ в часы максимального спроса возможно, поскольку отборы турбин существующих ТЭЦ Беларуси в отопительный период не загружены на полную мощность. Наконец при необходимости можно обеспечить дополнительные теплофикационные мощности. Возможность снижения нагрузки на отборы турбин и, соответственно, генерации электроэнергии в ночное время определяется соотношением между существующим и минимально возможным пропуском пара в Т-отбор. Подобное уменьшение генерации электроэнергии на ТЭЦ применяется в настоящее время. Отличие состоит в способе покрытия возникающего дефицита тепловой энергии: если в существующем варианте используются непосредственно котлы, то в предлагаемом требуемая тепловая энергия отпускается за счёт разрядки аккумуляторов. Их зарядка, как следует из изложенного и что существенно, происходит во время максимума электропотребления за счёт увеличения нагрузки отборов. В результате не только уменьшается прямое сжигание природного газа в котлах, но и конденсационные мощности замещаются теплофикационными.

Оценка энергосберегающего эффекта

В энергосистеме Беларуси 31 ТЭЦ, из которых 10 имеют начальные параметры пара 90 ата и выше. Эти станции, представляющие интерес для решения поставленной задачи в первую очередь, разнесены по трём группам в зависимости от начальных параметров пара (табл. 2).

Из рассмотрения исключены ТЭЦ, где в той или иной мере реализована парогазовая технология без стационарных параллельных связей, на которых снижение мощности связано с разгрузкой ГТУ, что сопровождается ускоренной выработкой моторесурса.

Используя данные о нагрузках и характеристиках основного оборудования 10 ТЭЦ ОЭС Беларуси, отобранных для регулирования генерации (табл. 2), оцениваются возможное их участие в регулировании генерации электроэнергии и требуемые параметры тепловых аккумуляторов, обеспечивающих решение поставленной задачи: ёмкость, мощности систем заряда и разряда. На основе этих данных и характерных графиков электрических нагрузок (рис. 2 и табл. 1) принимаются два варианта максимальной температуры зарядки тепловых аккумуляторов: 150 и 120 °С. Последнее значение для ТЭЦ, где отсутствуют П-отборы, безальтернативно. Температура разрядки принята равной 70 °С. Период разрядки — с 23:00 до 6:00 (7 часов), зарядки — с 6:00 до 23:00 (17 часов).

Величину требуемого снижения генерации можно распределить между ТЭЦ разными способами, что, собственно, составляет отдельную задачу. Для определения вклада каждой станции в общий ре-

зультат надо учитывать возможность уменьшения и увеличения мощности за счёт Т-отборов конкретной ТЭЦ в часы экстремумов графиков нагрузки энергосистемы и при необходимости привлечении П-отборов к пиковому нагреву прямой сетевой воды. Необходимо знать удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении по каждому из отборов в отдельности с учётом сопряжённого изменения генерации регенеративными отборами и удельному расходу топлива на единицу продукции: тепловой и электрической энергии.

На основе установленного вклада ТЭЦ в снижение мощности энергосистемы определяются соответствующие ему ёмкость тепловых аккумуляторов и необходимое увеличение мощности генерации электроэнергии в часы максимума нагрузок, обеспечивающие требуемую аккумуляцию тепловой энергии для её отпуска в ночные часы в соответствии с потребностью. Рассеяние энергии для рассматриваемых тепловых аккумуляторов принято в соответствии с данными [13] и составляет $\approx 5\%$, что соответствует общей погрешности оценки. Например, температура обратной воды в большинстве случаев будет ниже 70 °С, и это приводит к росту реальной ёмкости тепловых аккумуляторов, что, с одной стороны, позволяет удлинить период разрядки, с другой — увеличить нагрузку на Т-отбор и, соответственно, мощность генерации электроэнергии в период зарядки.

Снижение необходимой ёмкости центральных аккумуляторов может быть достигнуто за счёт установки тепловых аккумуляторов у потребителей тепловой энергии и перед распределительной

Табл. 2. Некоторые показатели основных ТЭЦ ОЭС Беларуси за отопительный период

	Начальное давление пара, ата	Средний отпуск электроэнергии $W_e \cdot 10^{-3}$, МВт·ч	Средний отпуск тепловой энергии $Q_t \cdot 10^{-3}$, Гкал	Усреднённая удельная теплофикационная выработка w_q , кВт·ч/Гкал	Средняя мощность отопительного периода $N_{ср.}$, МВт	Средняя мощность отопительного периода Q_t , Гкал/ч
Минская ТЭЦ-4	240	3083	4064	759	702	925
Бобруйская ТЭЦ-2	130	518	1268	409	118	289
Новополоцкая ТЭЦ	130	562	1959	287	128	446
Гомельская ТЭЦ-2	130	1335	1801	741	304	410
Гроденская ТЭЦ-2	130	669	2006	334	152	457
Могилёвская ТЭЦ-2	130	704	1620	435	160	369
Мозырская ТЭЦ	130	374	1002	374	85	228
Светлогорская ТЭЦ	130	254	709	358	58	161
Жодинская ТЭЦ	90	87	376	231	20	86
Витебская ТЭЦ	90	197	533	370	45	121
Итого		7780	15 300	507		

сеть. Мотивация потребителя может быть в дифференцированном тарифе на тепловую энергию: в часы дневных максимумов тариф снижается для стимулирования её аккумуляции, в часы ночных провалов электропотребления — увеличивается.

В табл. 3 представлен вариант распределения требуемого снижения мощности между ТЭЦ, соответствующие ёмкости центральных тепловых аккумуляторов, устанавливаемых на станциях, соответствующее суточное системное уменьшение потребления топлива. Результаты приведены для двух вариантов зарядки тепловых аккумуляторов: на станциях, имеющих турбины с П-отборами, рассматривается температура зарядки 120 и 150 °С. При выбранной величине ночного снижения генерации 0,35 ГВт и обозначенным отрезкам дневных максимумов и ночных минимумов увеличение мощности дневной генерации определено по каждому из перечисленных вариантов зарядки и составило соответственно ≈ 0,144 и ≈ 0,126 ГВт.

Разность мощностей генерации электроэнергии на ТЭЦ в часы максимумов и минимумом потребления электроэнергии, достигаемая за счёт тепловых аккумуляторов, в принятом варианте исходных данных составит ≈ 0,5 ГВт, или ≈ 25 % от

$\Delta N_{\text{макс}}$ (табл. 1), что соответствует разности максимумов мощности электропотребления в отопительный и межотопительный период (табл. 1). В этом случае иные способы регулирования генерации для включения в комплекс соответствующих мероприятий ОЭС Беларуси могут приниматься исходя из потребностей в межотопительный период. Годовая системная экономия топлива составляет в зависимости от указанных выше температур зарядки тепловых аккумуляторов соответственно 75 и 65 тыс. т у.т. Очевидно, что и это значение, и величина увеличения мощности в часы максимума суточного графика электропотребления зависят от наружных температур, определяющих отопительную нагрузку ТЭЦ. Полученные расчётные данные не связаны с той или иной характерной отопительной нагрузкой и позволяют оценить возможный эффект от решения поставленной задачи.

В развитие оценки необходим статистический анализ стояния наружных температур и соответствующего им отпуска тепловой энергии, а также учёт иных факторов для получения полноты ситуации и уточнения расчётных данных в отношении ёмкости тепловых аккумуляторов и прочих решений. Однако полученные первые оценки

Табл. 3. Энергетические показатели регулирования генерации электроэнергии с помощью тепловых аккумуляторов

	Изменение мощности генерации электроэнергии ΔN , МВт		Разгрузка Т-отбора в часы минимума, Гкал/ч	Ёмкость теплового аккумулятора, Гкал	Объём бака-аккумулятора при температуре зарядки 70 °С и температуре зарядки 120 °С, тыс. м ³	Объём бака-аккумулятора при температуре зарядки 70 °С и температуре зарядки 150 °С, тыс. м ³	Суточная системная экономия топлива, т у.т. 120 °С	Суточная системная экономия топлива, т у.т. 150 °С
	Снижение в ночные часы	Увеличение в дневные часы						
Минская ТЭЦ-4	51	21	67	470	9,39	9,39	52	52
Итого по ТЭЦ 240 ата	51	21	67	470	9,39	9,39*	52	52*
Бобруйская ТЭЦ-2	37	15,3	68	474	9,49	5,93	36	30
Новополоцкая ТЭЦ	37	15	68	475	9,50	5,94	42	35
Гомельская ТЭЦ-2	51	21	69	485	9,71	9,71*	53	53*
Гроденская ТЭЦ-2	37	15	67	471	9,43	5,89	41	34
Могилевская ТЭЦ-2	39	16	71	496	9,92	6,20	38	32
Мозырская ТЭЦ	39	16	71	496	9,91	6,19	46	38
Светлогорская ТЭЦ	28	12	51	358	7,15	4,47	32	27
Итого по ТЭЦ 130 ата	268	110	465	3255	65,10	44,33	289	248
Жодинская ТЭЦ	10	4	19	130	2,60	1,63	10	9
Витебская ТЭЦ	22	9	42	296	5,92	3,70	28	23
Итого по ТЭЦ 90 ата	31	13	61	426	8,52	5,32	38	31
Итого	350	144	593	4151	83	59	379	331

* Температура зарядки теплового аккумулятора принята равной 120 °С

достаточно убедительны для продолжения исследований в указанном направлении. Например, очевидно, что минимальная отопительная нагрузка может быть использована в полном объеме. Потенциал регулирования генерации с помощью ТЭЦ в этом случае мало отличается от использованной выше величины ночной разгрузки ТЭЦ на 0,35 ГВт, если не превышает её. Полный потенциал предлагаемого способа привлечения ТЭЦ к регулированию генерации электроэнергии связан с максимальным отключением Т-отборов в часы ночных минимумов потребления электроэнергии и соответствующим увеличением её генерации для аккумуляирования тепловой энергии в часы дневных максимумом.

Использование тепловых аккумуляторов для регулирования генерации может быть альтернативой применению для этой цели электродвигателей или пиковых пневмоаккумулирующих газотурбинных электростанций (или существенно ограничить их мощность), которые рассматриваются как регуляторы генерации после ввода АЭС [10]. Рассеяние энергии при использовании пневмоаккумулирующих газотурбинных установок достигает 50 %, что на порядок превышает этот показатель при применении тепловых аккумуляторов.

Размеры тепловых аккумуляторов

Обзор конструкций тепловых аккумуляторов приведен в [13]. Представляет интерес оценка размеров площадки для размещения соответствующего оборудования и инвестиций, требуемых на реализацию соответствующего проекта. Из приведенных в табл. 3 результатов следует, что в рассмотренной постановке задачи требуется интегральный объем тепловых аккумуляторов 83 и 59 тыс. м³ при температурах зарядки соответственно 120 и 150 °С. Максимальный объем аккумулятора определен до 10 тыс. м³, что приемлемо для реализации.

Для оценки размеров и инвестиций обратимся к аналогу. В его качестве можно принять тепловой аккумулятор, установленный на площадке ОАО «Интеграл». Его объем составляет 0,96 тыс. м³ (6 ёмкостей по 160 м³, диаметром 3,6 м, длиной 17,4 м). Для теплового аккумулятора с прямым накоплением теплоносителя рационально вертикальное расположение ёмкостей. В первом приближении для размещения тепловых аккумуляторов объемом 1,0 тыс. м³ размеры площадки

составят 15×25 м². При ёмкости аккумуляторов 10 тыс. м³, что требуется в нашем случае, площадка для размещения оборудования увеличивается до 30×100 м². Безусловно, этот вопрос требует уточнения, в том числе с учётом особенностей конкретной ТЭЦ.

Экономическая оценка

Стоимость аналога (1,0 тыс. м³) составляет 450 тыс. USD. Инвестиции на весь объем тепловых аккумуляторов приняты пропорционально их ёмкости по сметной стоимости аналога. В зависимости от варианта зарядки объем инвестиций составит соответственно 39 и 26 млн. USD, а годовая системная экономия топлива — 75 и 65 тыс. т у.т. Вместе с тем совокупный экономический эффект от регулирования генерации энергосистемы включает более шести слагаемых, из которых приведенная — не самая значимая [1]. Это делает предлагаемый способ регулирования еще более привлекательным с позиций экономики.

С учётом прогнозируемой экономии топлива, интегрального объема и инвестиций в установку тепловых аккумуляторов, других показателей проведена оценка экономической эффективности решения, результаты которой отражены на рис. 3–5

Анализ расчётов показывает, что экономическая эффективность рассмотренного способа регулирования даже при учёте только топливной составляющей совокупного результата сохраняется до величины внутренней нормы рентабельности 37 и 46 % для вариантов температуры зарядки аккумуляторов соответственно 120 и 150 °С. Энер-

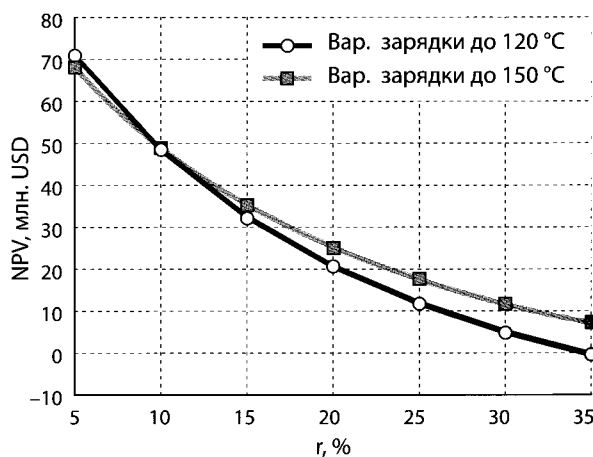


Рис. 3. Зависимость значения чистого приведенного дохода от ставки дисконтирования (r)

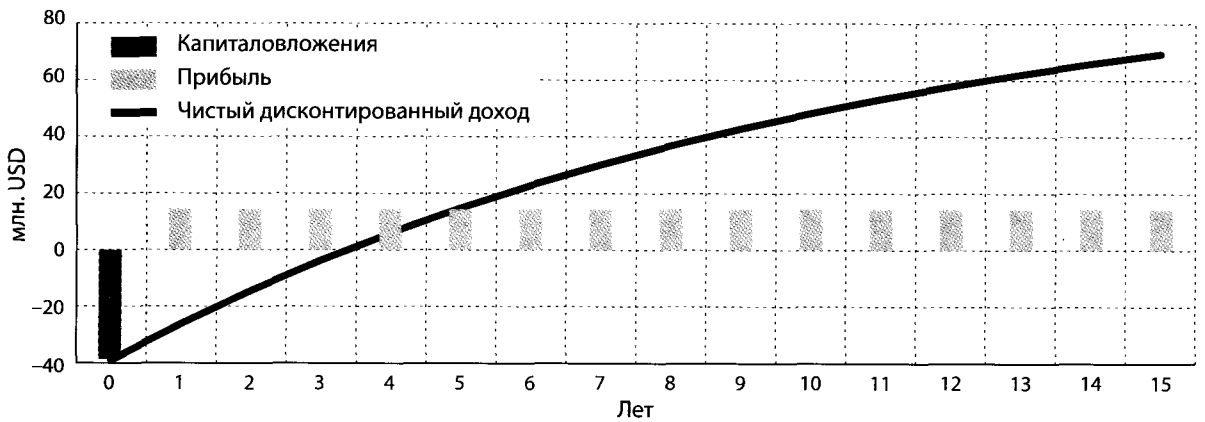


Рис. 4. Изменение денежного потока за период эксплуатации комплексов в варианте зарядки аккумуляторов до 120 °C (при ставке дисконтирования 10 %)

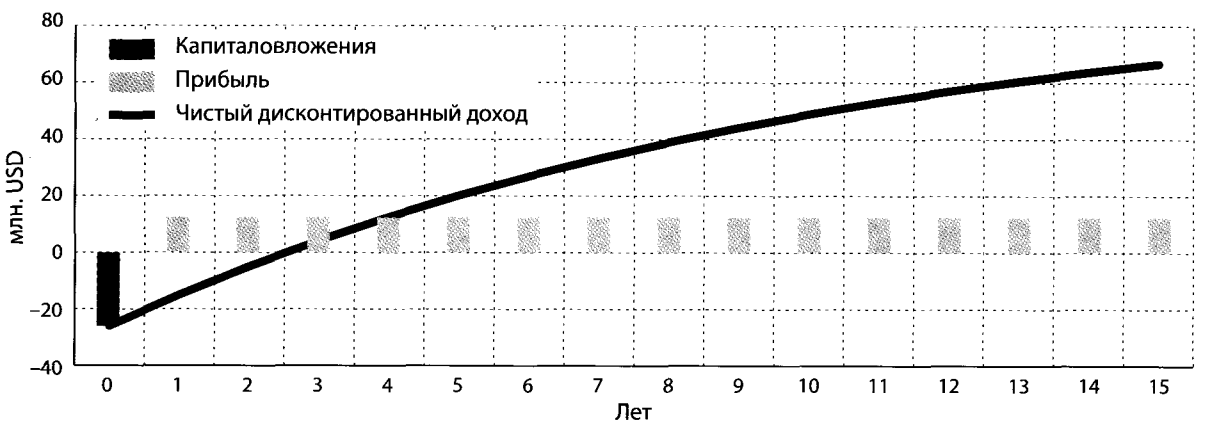


Рис. 5. Изменение денежного потока за период эксплуатации комплексов в варианте зарядки аккумуляторов до 150 °C (при ставке дисконтирования 10 %)

госберегающий эффект больше в первом варианте при несколько лучших экономических показателях варианта зарядки до 150 °C.

Выводы

1. Применяемые способы регулирования генерации электроэнергии неэффективны и приводят к большому перерасходу топлива, который в ОЭС Беларуси оценивается до 0,15 млн. т ут. в год. Регулирование с помощью ТЭЦ, сопряженных с тепловыми аккумуляторами, оказывается энергетически значительно эффективнее и позволит ежегодно экономить энергосистеме до 75 тыс. т ут. при снижении ночной генерации на 0,35 ГВт. При этом достигается высокая технико-экономическая целесообразность: инвестиции в размере 26–39 млн. USD имеют дисконтированный срок возврата до 3 лет.

2. Наличие соответствующей инфраструктуры и большая доля паротурбинных ТЭЦ в ОЭС Беларуси позволяют широкое применение эффективного регулирования мощности в час. Наличие провалов нагрузки с помощью ТЭЦ и тепловых аккумуляторов

аккумуляторов. Комплекс мероприятий по регулированию графиков генерации энергосистемы следует дополнить использованием указанного варианта. Апробация этого способа на данном этапе только в объеме рассмотренного снижения мощности ночной генерации на 0,35 ГВт, не только обеспечит большую экономию топлива при высокой экономической эффективности, но и позволит накопить опыт строительства и эксплуатации тепловых аккумуляторов и регулирования мощности, что понадобится после ввода АЭС.

3. Разность мощностей генерации электроэнергии на ТЭЦ в часы максимумов и минимумом потребления электроэнергии, которая может быть достигнута в предлагаемом способе регулирования, в существующих условиях находится на уровне до 1,5 ГВт, или ≈ 70 % максимального диапазона регулирования $\Delta N_{\text{макс}}$ существующего графика нагрузок. При этом годовая системная экономия топлива оценивается в ≈ 0,23 млн. т ут. Это существенная, но не единственная и даже не главная составляющая совокупного экономического эффекта. Регулирование генерации с помощью

ТЭЦ и тепловых аккумуляторов более экономично в сравнении с привлечением для этого электродвигателей. По сравнению с пневмоаккумулирующей газотурбинной электростанцией рассеяние энергии оказывается на порядок меньше и, что важно, при одинаковом порядке инвестиций в реализацию соответствующих проектов. Дисконтированный срок возврата инвестиций в предлагаемый вариант регулирования генерации только за счёт системной экономии топлива не превышает 3 лет.

4. В комплексе с другими способами регулирования генерации электроэнергии в энергосистеме минимизируется или исключается потребность в привлечении действующих КЭС к решению рассматриваемой задачи. Обеспечивается покрытие характерных графиков нагрузок как в отопительный период на базе предлагаемого метода регулирования, так и в межотопительный период на базе варианта, рассмотренного в [9, 14]. При этом удельный расход топлива на регулирующих мощностях составит 0,17–0,20 против 0,34 кг/(кВт·ч), что имеет место в настоящее время на конденсационных паротурбинных блоках в режимах регулирования генерации. Важно, что сохранятся режимы работы оборудования, не увеличивающие выработку моторесурса, — проблемы, особенно актуальной для газотурбинных установок, которые сегодня необходимо интегрировать в состав паротурбинных станций и в первую очередь ТЭЦ.

5. Необходимо рассмотреть возможность адаптации имеющихся модулей тепловых аккумуляторов ёмкостью до 5 тыс. м³ или разработать новые для успешного внедрения их в состав ТЭЦ. ЭИМ

Литература

1. Гуртовцев А.А. Выравнивание графиков электрической нагрузки энергосистемы / А.А. Гуртовцев, Е.П. Забелло // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 7/8. — С. 13–20.
2. Гуртовцев А.А. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А.А. Гуртовцев, Е.П. Забелло // Новости электроТехники. — 2008. — № 5(53). — С. 108–114.
3. Гуртовцев А.А. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А.А. Гуртовцев, Е.П. Забелло // Новости электроТехники. — 2008. — № 6(54). — С. 48–50.
4. Забелло Е.П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е.П. Забелло, А.И. Сульжиц, А.М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. — 2009. — № 4. — С. 22–26.
5. Забелло Е.П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е.П. За-

белло, А.И. Сульжиц, А.М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. — 2009. — № 5. — С. 16–18.

6. Короткевич А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок / А. Короткевич, О. Фоменко // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 4. — С. 12–15.

7. Поспелова Т.Г. Стратегический потенциал ресурсов и энергосбережения. Выравнивание национального графика нагрузки / Т.Г. Поспелова, Г.В. Кузьмич // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 7/8. — С. 21–25.

8. Седнин В.А. Возможность использования энергетических комплексов промышленных предприятий для покрытия пиковых электрических нагрузок / В.А. Седнин, А.В. Седнин, М.А. Богданович // Энергия и менеджмент. — 2009. — № 1. — С. 6–10.

9. Хрусталёв Б.М. К вопросу обеспечения графиков электрической нагрузки энергосистемы с привлечением потенциала энерготехнологических источников промышленных предприятий / Б.М. Хрусталёв, В.Н. Романюк, Я.Н. Ковалёв, Н.А. Коломыцкая // Энергия и Менеджмент. — 2010. — № 1. — С. 4–11.

10. Молочко Ф.И. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС / Ф.И. Молочко, А.Ф. Молочко // Энергетика и ТЭК. — 2011. — № 6. — С. 18–26.

11. Романюк В.Н. Потребление энергии и потенциал энергосбережения в промышленных теплотехнологиях и теплоэнергетике / В.Н. Романюк, Д.Б. Муслина, А.А. Бобич и др. // Энергия и Менеджмент. — 2011. — № 3. — С. 3–11.

12. Трутаев В.И. Прирост себестоимости производства электроэнергии как экономический критерий обоснования очередности разгрузки энергоустановок в ночные часы / В.И. Трутаев, В.М. Сыропуцкий // Энергетическая Стратегия. — 2010. — Ноябрь–декабрь. — С. 19–24.

13. Бекман Г. Тепловое аккумулирование энергии / Г. Бекман, П. Гилли; пер. с англ. — М.: Мир, 1987. — 271 с.

14. Коломыцкая Н.А. Техничко-экономическая эффективность использования теплотехнологической нагрузки асфальтобетонных производств для обеспечения пиковых нагрузок энергосистемы комбинированной генерацией энергии: дис. ... магистра экон. наук: 1–27.01.01–10 / Н.А. Коломыцкая. — Минск, 2010. — 115 с.

15. Стрелкова О.А. Повышение эффективности отпуски теплоты от ТЭЦ путём оптимизации режимов работы основного оборудования и температурных графиков тепловой сети: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / О.А. Стрелкова. — Минск, 2004. — 160 с.

16. Попырин Л.С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л.С. Попырин, М.Д. Дильман // Теплоэнергетика. — 2006. — № 2. — С. 34–39.