

ной зоне, возрастание в приосевой «квазитвердой» зоне и в пристеночной области течения.

5. В достаточно длинных циклонных камерах наблюдается приближенная автомодельность не только осредненных, но и пульсационных скоростей относительно критерия Рейнольдса в рассмотренном диапазоне его изменения ( $Re_{вх} = 4,38 \cdot 10^4 - 27,32 \cdot 10^4$ ).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Устименко, Б. П. Процессы турбулентного переноса во вращающихся течениях / Б. П. Устименко. – Алма-Ата: Наука, 1977. – 231 с.
2. Сабуров, Э. Н. Аэродинамика и конвективный теплообмен в циклонных нагревательных устройствах / Э. Н. Сабуров. – Л.: ЛГУ, 1982. – 240 с.
3. Сабуров, Э. Н. Аэродинамика циклонной камеры большой относительной длины / Э. Н. Сабуров, А. Н. Орехов // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1995. – № 3–4. – С. 82–87.

Представлена кафедрой  
теплотехники

Поступила 15.05.2013

УДК 621.311.22

### **АНАЛИЗ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ТЭЦ, РАБОТАЮЩЕЙ ПО ТЕПЛОВОМУ ГРАФИКУ, К ПРОХОЖДЕНИЮ ПРОВАЛОВ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ**

**Кандидаты техн. наук, доценты НАЗАРОВ В. И., ТАРАСЕВИЧ Л. А.,  
магистрант НАЗАРОВ П. В.**

*Белорусский национальный технический университет*

Структура генерирующих мощностей объединенной энергетической системы (ОЭС) Республики Беларусь весьма неблагоприятна для суточного и недельного регулирования, особенно в отопительный период, так как доля ТЭЦ в этой структуре составляет 50 %. В результате в настоящее время имеют место трудности, особенно с прохождением ночных и недельных минимумов, что хорошо видно из графиков нагрузки, приведенных на рис. 1, 2. Здесь диапазон регулирования в рабочий день  $\Delta N_{\text{рег}} = 2000$  МВт, а в выходной  $\Delta N_{\text{рег}} = 1600$  МВт. Причем коэффициент неравномерности графика нагрузки  $K_n$  составляет: для рабочего дня – 1,5, а для выходных – 1,4 при уровне загрузки оборудования  $K_y$  соответственно 0,67 и 0,71. Необходимо отметить, что базовая зона графика в отопительный период покрывается за счет ТЭЦ, так как подавляющее большинство ТЭЦ принимает весьма ограниченное участие в регулировании мощности в ОЭС.

Одной из основных причин малого участия ТЭЦ в регулировании мощности в энергосистеме является принятый способ регулирования электрической мощности теплофикационных паротурбинных установок, который осуществляется изменением расхода пара в конденсатор и на турбину при поддержании постоянного отпуска теплоты с помощью поворотных диафрагм.

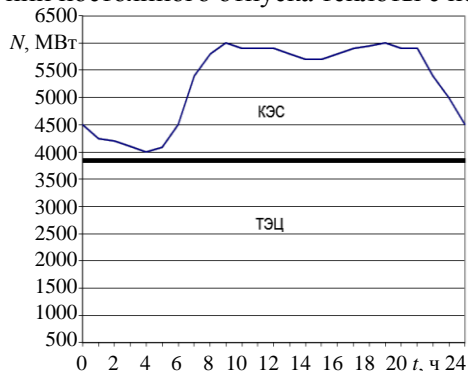


Рис. 1. Суточный график нагрузки ОЭС (зима 2012, РД)

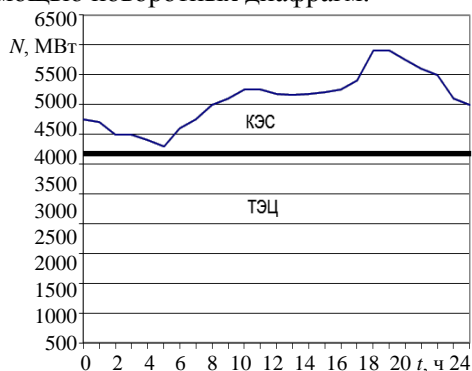


Рис. 2. Суточный график нагрузки ОЭС (зима 2012, ВД)

Наибольшие трудности при регулировании мощности в энергосистеме, как уже отмечалось, имеют место в отопительный период, когда участие ТЭЦ в регулировании особенно необходимо. Вместе с тем именно в этот период электрическая мощность большинства ТЭЦ может изменяться в незначительных пределах. Происходит это потому, что в отопительный период теплофикационные паротурбинные установки с регулирующими отопительными и промышленными отборами пара работают по тепловому графику с тепловыми нагрузками и расходами пара на турбину, близкими к максимальным, при минимальных расходах пара в конденсатор.

После закрытия поворотных диафрагм, перекрывающих расход пара в конденсатор, возможности этого способа регулирования электрической мощности и штатной системы автоматического регулирования серийных теплофикационных установок оказываются полностью исчерпанными. При работе на этом режиме электрическая мощность таких установок практически не регулируется. Также не регулируется электрическая мощность противодавленческих теплофикационных паротурбинных установок и установок с ухудшенным вакуумом, работающих с заданным отпуском теплоты. Таким образом, в настоящее время в отопительный период, когда трудности в регулировании мощности в энергосистеме особенно велики, а тепловые нагрузки близки к максимально возможным, электрическая мощность практически всех типов серийных теплофикационных паротурбинных установок либо регулируется в очень узком диапазоне, либо вообще не регулируется.

Указанные проблемы при суточном и недельном регулировании в ОЭС усугубятся с вводом АЭС. На рис. 3–5 приведены графики нагрузок, из которых видно, что с вводом на АЭС энергоблока 1200 МВт коэффициент разгрузки на ТЭЦ в отопительный период составит  $K_y = 0,77$  (рабочий день) и  $K_y = 0,44$  (выходной день). При вводе второго энергоблока 1200 МВт коэффициент разгрузки на ТЭЦ в рабочий день составит уже  $K_y = 0,44$ . Осуществить такое снижение при имеющейся структуре генери-

рующих мощностей до таких величин невозможно даже при условии предельного использования регулировочных характеристик оборудования и пропускной способности межсистемных связей. Поэтому решение этой проблемы является актуальной задачей и требует нетрадиционных подходов.

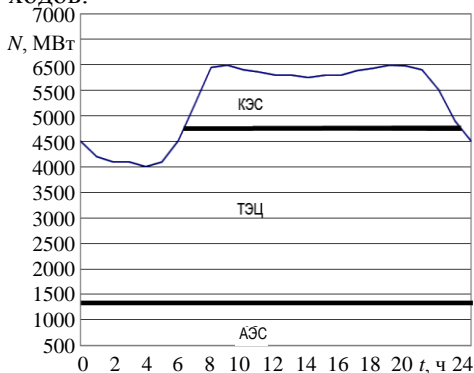


Рис. 3. Суточный график нагрузки ОЭС (зима, РД, в работе один энергоблок Белорусской АЭС, прогноз)

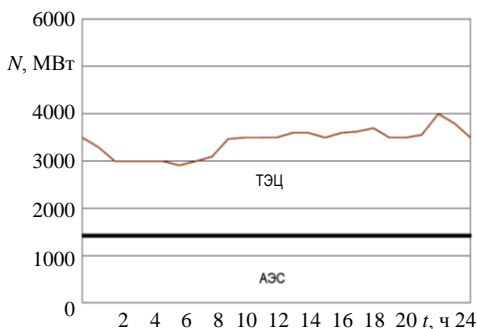


Рис. 4. Суточный график нагрузки ОЭС (зима, ВД, в работе один энергоблок Белорусской АЭС, прогноз)

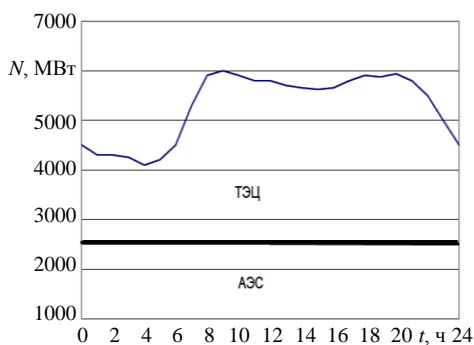


Рис. 5. Суточный график нагрузки ОЭС (зима, РД, в работе два энергоблока Белорусской АЭС, прогноз)

К настоящему времени имеются несколько способов, расширяющих диапазон регулирования ТЭЦ, работающих по тепловому графику. К ним в первую очередь можно отнести [1–6]:

- надстройку ТЭЦ пневмоэнергоаккумулирующей установкой (ПЭАУ);
- принудительную разгрузку ТЭЦ с использованием электродотлов;
- параметрический способ разгрузки ТЭЦ;
- принудительную разгрузку ТЭЦ с использованием резервных водогрейных котлов;
- принудительную разгрузку ТЭЦ с использованием аккумуляторов теплоты.

**Надстройка ТЭЦ ПЭАУ (вариант D).** В состав основного оборудования ПЭАУ входят компрессор, рекуператор-теплообменник и воздушная турбина. При ночном провале нагрузки компрессор закачивает в подземное хранилище воздух, а в период пикового потребления электроэнергии в энергосистему поступает электроэнергия, вырабатываемая воздушной турбиной из запасенной энергии. При использовании рекуператоров-теплообменников для утилизации энергии сжимаемого воздуха КПД ПЭАУ около 70 % [1]. Капитальные вложения в надстройку составляют 1000 дол./кВт при использовании естественных подземных полостей (со-

ляные пещеры, карстовые полости). Диапазон регулирования теплофикационной установки – 170 %  $N_{ном}$ .

**Принудительная разгрузка ТЭЦ с использованием электродеталей (вариант II).** Этот способ позволяет снижать электрическую мощность теплофикационной турбоустановки за счет как разгрузки ее по теплоте, так и потребления некоторой части электроэнергии, вырабатываемой этой установкой. Диапазон разгрузки для этой схемы – 70 %  $N_{ном}$ , а капитальные вложения в надстройку с электродетальными котлами находятся на уровне 120–150 дол./кВт.

**Параметрический способ разгрузки ТЭЦ (вариант III).** Данный способ разгрузки теплофикационной турбоустановки включает в себя отключение ПВД с соответствующим снижением расхода пара в голову турбины и сокращение сбрасываемого теплоперепада на турбину за счет снижения начальных параметров пара. Для поддержания постоянного отпуска теплоты из теплофикационных отборов давление в них повышают путем байпасирования сетевых подогревателей. Параметрический способ не требует дополнительных капитальных затрат. Глубина разгрузки здесь составляет 15–20 %  $N_{ном}$  [5] (6–8 % за счет отключения ПВД и 8–10 % за счет уменьшения температуры свежего пара).

**Принудительная разгрузка ТЭЦ с использованием резервных водогрейных котлов (вариант IV).** При этом варианте разгрузки теплофикационной установки ее тепловая нагрузка передается водогрейным котлам. Диапазон разгрузки может составлять до 100 %  $N_{ном}$ . Капитальные вложения – около 100 дол./кВт.

**Принудительная разгрузка ТЭЦ с использованием аккумуляторов теплоты (вариант V).** Для данного способа осуществляется накопление подогретой до нужной температуры сетевой воды в специальных баках-аккумуляторах. Подогрев и накопление воды происходят в периоды, когда установка работает с электрической мощностью, близкой к номинальной. Во время ночного провала нагрузки турбину принудительно разгружают, а снижение отпуска теплоты компенсируют за счет горячей воды, накопленной в баках-аккумуляторах [6]. Диапазон разгрузки может составлять до 60 %  $N_{ном}$ . Капитальные вложения здесь находятся на уровне 100 дол./м<sup>3</sup>.

Для оценки эффективности того или иного варианта прохождения нагрузки были выполнены технико-экономические расчеты. В качестве примера брали типовую теплофикационную установку Т-100/110-130. Сравнение вариантов проводили по приведенным затратам

$$Z_{пр} = E_n K + \sum \Delta И, \quad (1)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности;  $K$  – капитальные затраты;  $\sum \Delta И$  – годовые эксплуатационные издержки.

Причем в годовые эксплуатационные издержки были включены амортизационные отчисления  $\Delta И_{ам}$ , отчисления на текущий ремонт  $\Delta И_{тр}$ , дополнительные издержки  $\Delta И_{из}$ , связанные с повышенным износом оборудования (пуски-остановы, нерасчетные режимы работы), издержки отпуска электроэнергии в период провала нагрузки  $\Delta И_{мин}$ , а также издержки  $\Delta И_{пр}$ , то есть

$$\sum \Delta И = \Delta И_{ам} + \Delta И_{тр} + \Delta И_{из} + \Delta И_{мин} + \Delta И_{пр}. \quad (2)$$

Было принято, что  $\Delta И_{ам} = 0,13К$ ;  $\Delta И_{тр} = 0,18\Delta И_{ам}$ ;  $\Delta И_{из} = \beta \Delta И_{тр}$  ( $\beta$  – доля издержек, вызванных повышенным износом оборудования).

Расчеты проводили для различной стоимости условного топлива  $Ц_t$  (от 200 до 350 дол. за тонну), а также при глубине разгрузки теплофикационной установки 100 %  $N_{ном}$  и 50 %  $N_{ном}$ .

**Вариант I.** В этом варианте считалось, что запасенная энергия может быть продана на спотовом рынке как пиковая. Причем продажную стоимость пиковой электроэнергии  $C_{ээ}^{сп}$  брали в диапазоне от 0,15 до 0,40 дол./( $кВт \cdot ч$ ). Годовые издержки определяли как

$$\sum \Delta И = \Delta И_{ам} + \Delta И_{тр} + \Delta И_{пр} - \Delta И_{ээ}^{сп}, \quad (3)$$

где  $\Delta И_{ээ}^{сп}$  – выручка от проданной электроэнергии на спотовом рынке:

$$\Delta И_{ээ}^{сп} = C_{ээ}^{сп} - C_{ээ}^{ПЭАУ} h_{max} N_{ПЭАУ}, \quad (4)$$

где  $C_{ээ}^{ПЭАУ}$  – стоимость электроэнергии, отпущенной от ПЭАУ, дол./( $кВт \cdot ч$ ) (табл. 1);  $h_{max}$  – интервал пиковой нагрузки, ч (принимали  $h_{max} = 1400$  ч);  $N_{ПЭАУ}$  – установленная мощность ПЭАУ, кВт ( $N_{ПЭАУ} = 70000$  кВт).

Таблица 1

$Ц_t$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
$C_{ээ}^{ПЭАУ}$ , дол./( $кВт \cdot ч$ )	0,052	0,066	0,082	0,095

Капитальные затраты принимали  $K_{ПЭАУ} = 70 \cdot 10^6$  дол.

Результаты расчетов сведены в табл. 2 (для разгрузки 100 %  $N_{ном}$ ) и в табл. 3 (для разгрузки 50 %  $N_{ном}$ ).

Таблица 2

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта I  
при различной стоимости топлива и спотовой цены на электроэнергию  
(глубина разгрузки 100 %  $N_{ном}$ )**

$C_{ээ}^{сп}$ , дол./( $кВт \cdot ч$ )	$Ц_t$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
0,15	$\sum \Delta И 10^6$ дол.	1,6	3,0	3,3	5,8
	$Z_{пр} 10^6$ дол.	12,1	13,5	14,8	16,3
0,2	$\sum \Delta И 10^6$ дол.	-3,3	-1,9	-0,4	0,9
	$Z_{пр} 10^6$ дол.	7,2	8,6	10,1	11,4
0,3	$\sum \Delta И 10^6$ дол.	-13,1	-11,3	-10,2	-8,9
	$Z_{пр} 10^6$ дол.	-2,6	-0,8	0,3	1,6
0,4	$\sum \Delta И 10^6$ дол.	-22,9	-21,5	-20,0	-18,5
	$Z_{пр} 10^6$ дол.	-12,4	-11,0	-9,5	-8,0

Таблица 3

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта I  
при различной стоимости топлива и спотовой цены на электроэнергию  
(глубина разгрузки 50 %  $N_{ном}$ )**

$C_{ээ}^{сп}$ , дол./( $кВт \cdot ч$ )	$Ц_t$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
0,15	$\sum \Delta И 10^6$ дол.	0,80	1,50	1,65	2,90
	$Z_{пр} 10^6$ дол.	6,00	6,70	7,40	8,20

0,2	$\Sigma \Delta И 10^6$ дол.	-1,65	-0,95	-0,20	0,45
	$З_{пр} 10^6$ дол.	3,60	4,30	5,00	5,70
0,3	$\Sigma \Delta И 10^6$ дол.	-6,50	-5,70	-5,10	-4,50
	$З_{пр} 10^6$ дол.	-1,30	-0,40	0,15	0,80
0,4	$\Sigma \Delta И 10^6$ дол.	-11,50	-10,70	-10,00	-9,30
	$З_{пр} 10^6$ дол.	-6,20	-5,50	-4,70	-4,00

**Вариант II.** В этом варианте годовые издержки рассчитывали как

$$\Sigma \Delta И = \Delta И_{ам} + \Delta И_{гр} + \Delta И_{пр}. \quad (5)$$

Капитальные затраты принимали  $K_{эк} = 8 \cdot 10^6$  дол. Результаты расчета сведены в табл. 4.

Таблица 4

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта II при различной глубине разгрузки**

Глубина разгрузки	$\Sigma \Delta И \cdot 10^6$ дол.	$З_{пр} \cdot 10^6$ дол.
100 % $N_{ном}$	1,3	2,5
50 % $N_{ном}$	0,7	1,3

**Вариант III.** В варианте III годовые издержки рассчитывали как

$$\Sigma \Delta И = \Delta И_{мин} + \Delta И_{из} = C_{ээ}^{ТЭЦ} - C_{ээ}^{мин} h_{мин} N \left( \frac{100 - D}{100} \right) + 0,0234 K N \beta. \quad (6)$$

Здесь капитальные затраты  $K$  принимали 1200 дол./кВт; коэффициент  $\beta = 0,4$ ; стоимость отпускаемой электроэнергии в период провала нагрузки  $C_{ээ}^{мин} = 0,02$  дол./(кВт·ч); период провала нагрузки  $h_{мин} = 2800$  ч; диапазон регулирования  $D = 20$  %.

В этом варианте капитальные затраты отсутствуют, поэтому  $З_{пр} = \Sigma \Delta И$ . Результаты расчета сведены в табл. 5, 6.

Таблица 5

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта III при различной стоимости топлива (глубина разгрузки 100 %  $N_{ном}$ )**

$C_t$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
$\Sigma \Delta И 10^6$ дол.	4,5	6,7	8,9	11,1
$З_{пр} 10^6$ дол.	4,5	6,7	8,9	11,1

Таблица 6

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта III при различной стоимости топлива (глубина разгрузки 50 %  $N_{ном}$ )**

$C_t$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
$\Sigma \Delta И 10^6$ дол.	2,4	3,2	4,0	5,0
$З_{пр} 10^6$ дол.	2,4	3,2	4,0	5,0

**Вариант IV.** В варианте IV годовые издержки принимали

$$\Sigma \Delta I = \Delta I_{ам} + \Delta I_{тр} + \Delta I_{пр} + \Delta I_{мин}. \quad (7)$$

Здесь издержки  $\Delta I_{мин}$  определяли с учетом расхода топлива на пуски-остановы основного оборудования

$$\Delta I_{мин} = V_{пуск}^{гс} n_{пуск}^{гс} + V_{пуск}^{хс} n_{пуск}^{хс} C_T,$$

где  $V_{пуск}^{гс}, V_{пуск}^{хс}$  – соответственно расход топлива при пуске с горячего и холодного состояний ( $V_{пуск}^{гс} = 20$  т у. т.,  $V_{пуск}^{хс} = 60$  т у. т.);  $n_{пуск}^{гс}, n_{пуск}^{хс}$  – число пусков из горячего и холодного состояний ( $n_{пуск}^{гс} = 110, n_{пуск}^{хс} = 40$ ).

Капитальные затраты на водогрейные котлы К принимали 100 дол./кВт, тепловая мощность которых составляет 200 МВт. Результаты расчетов сведены в табл. 7, 8. При разгрузке 50 %  $N_{ном}$  отсутствовали издержки  $\Delta I_{мин}$ .

Таблица 7

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта IV при различной стоимости топлива (глубокая разгрузка 100 %  $N_{ном}$ )**

$C_T$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
$\Sigma \Delta I$ $10^6$ дол.	6,3	6,6	6,8	7,1
$Z_{пр}$ $10^6$ дол.	9,3	9,6	9,8	10,1

Таблица 8

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта IV при различной стоимости топлива (глубокая разгрузка 50 %  $N_{ном}$ )**

$C_T$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
$\Sigma \Delta I$ $10^6$ дол.	3,2	3,2	3,2	3,2
$Z_{пр}$ $10^6$ дол.	6,2	6,2	6,6	6,2

**Вариант V.** Здесь годовые издержки определяли как

$$\Sigma \Delta I = \Delta I_{ам} + \Delta I_{тр} + \Delta I_{пр} + \Delta I_{мин}, \quad (8)$$

где  $\Delta I_{мин} = C_{эс}^{ТЭЦ} - C_{эс}^{мин} h_{мин} N \left( \frac{100 - D}{100} \right)$ ; диапазон регулирования  $D$  в этом варианте принимали 60 %.

Капитальные затраты составили  $K = 2,5 \cdot 10^6$  дол. (для реализации данного способа необходимо два бака на  $12000 \text{ м}^3$  при стоимости 100 дол./ $\text{м}^3$ ). Результаты расчетов сведены в табл. 9, 10.

Таблица 9

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта V при различной стоимости топлива (глубина разгрузки 100 %  $N_{ном}$ )**

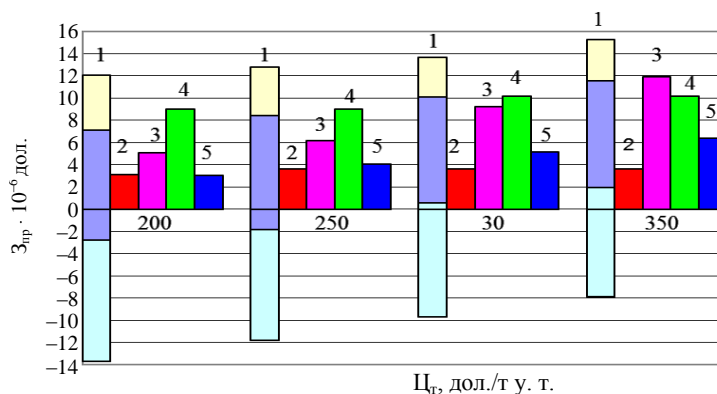
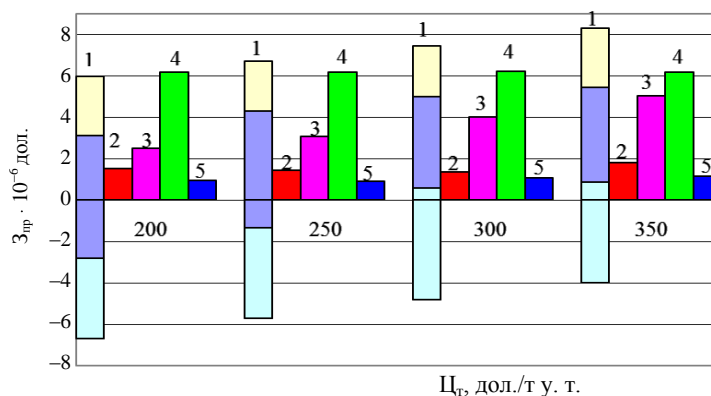
$C_T$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
$\Sigma \Delta I$ $10^6$ дол.	2,1	3,2	4,3	5,5
$Z_{пр}$ $10^6$ дол.	2,5	3,6	4,7	5,8

Таблица 10

**Годовые издержки и приведенные затраты для варианта V  
при различной стоимости топлива (глубина разгрузки 50 %  $N_{ном}$ )**

$C_T$ , дол./т у. т.	200	250	300	350
$\Sigma \Delta И 10^6$ дол.	0,78	0,78	0,78	0,78
$Z_{пр} 10^6$ дол.	0,78	0,78	0,78	0,78

Графическая интерпретация результатов технико-экономических расчетов приведена на рис. 6, 7.

Рис. 6. Приведенные затраты для вариантов I–V при глубине разгрузки 100 %  $N_{ном}$ Рис. 7. Приведенные затраты для вариантов I–V при глубине разгрузки 50 %  $N_{ном}$ 

### ВЫВОДЫ

1. Сохранение энергии в ночное время – один из наиболее эффективных способов стабилизации расходов на электроэнергию в будущем.

2. Целесообразность выбора того или иного варианта разгрузки ТЭЦ зависит от трех факторов: стоимости топлива, глубины разгрузки и спотовой цены на электроэнергию.

3. При спотовой цене электроэнергии  $C_{33}^{сп} \geq 0,3$  дол./кВт·ч вариант ТЭЦ с надстройкой ПЭАУ предпочтителен во всем диапазоне разгрузки ТЭЦ и изменения стоимости топлива.



4. При спотовой цене электроэнергии  $C_{\text{эп}}^{сп} < 0,3$  дол./кВт·ч) и глубине разгрузки 100 %  $N_{\text{ном}}$  целесообразно использовать вариант с электродотами.

5. При глубине разгрузки менее 50 %  $N_{\text{ном}}$  вариант с электродотами уступает варианту с баками-аккумуляторами. В промежутке 50–100 %  $N_{\text{ном}}$  варианты практически сопоставимы.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Electricity Storage Association. – 2010.
2. Лысиков, Б. А. Подземные структуры / Б. А. Лысиков, Л. Л. Кауфман. – Донецк: Норд-Пресс, 2005. – Ч. 1 – 280 с.
3. Безлепкин, В. П. Регулировочный диапазон тепловых электростанций / В. П. Безлепкин, С. Я. Михайлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 168 с.
4. Усов, С. В. Режимы тепловых электростанций / С. В. Усов, С. А. Казаров. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
5. Смирнов, П. Е. Исследование возможности применения турбоагрегатов ТЭЦ к прохождению провалов графиков электрической нагрузки / П. Е. Смирнов // Сб. науч. трудов. – М.: МЭИ, 1987. – № 142. – С. 28–35.
6. Тонконогий, А. В. Использование баков-аккумуляторов для перевода ТЭЦ в маневренный режим / А. В. Тонконогий, И. М. Горзиб // Сб. науч. трудов. – М.: МЭИ, 1987. – № 142. – С. 39–46.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 25.03.2013

УДК 532.5; 536.2; 621.183; 621.039.5

### **ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ В НЕМ МНОГОФАЗНЫХ ТЕЧЕНИЙ В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СИЛОВЫХ ПОЛЯХ**

**Канд. техн. наук КАЩЕЕВ В. П.<sup>1)</sup>, инж. ВОРОНОВ Е. О.<sup>2)</sup>,  
магистр техн. наук КАЩЕЕВА О. В.<sup>3)</sup>, канд. техн. наук ХАИМОВ В. А.<sup>4)</sup>,  
доктора техн. наук ГАШЕНКО В. А.<sup>5)</sup>, СОРОКИН В. Н., инж. УЛАСЮК Н. Н.<sup>1)</sup>,  
докт. техн. наук, проф. КУЛАКОВ Г. Т.<sup>1)</sup>, студ. КЛИМЕНКОВА О. Л.<sup>1)</sup>**

<sup>1)</sup>Белорусский национальный технический университет,

<sup>2)</sup>РУП «Белэнерго»,

<sup>3)</sup>Университет Штутгарта (IGE),

<sup>4)</sup>ЗАО «ЭНЕРГОСЕРВИС»,

<sup>5)</sup>Электрогорский научно-исследовательский центр  
по безопасности атомных электростанций

В связи с мировым экономическим кризисом усилилась конкуренция, возросло значение энергосбережения. В целях экономии энергоресурсов