

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕПИКОВОГО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДА ГПА В РЕГИОНАХ С ВЫСОКОЙ ДОЛЕЙ АЭС

НОВИКОВА М.В. \*, ХРУСТАЛЁВ В.А. \*\*

\*Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.

\*\*Саратовский государственный аграрный университет имени Н.И.Вавилова

*В себестоимости природного газа транспортная составляющая в границах России достигает 50 % и более, поэтому необходима ее минимизация за счет инновационных технологий. Соединение газового бизнеса и электроэнергетики в виде слияния электроэнергетических фирм с газовыми – общемировая тенденция. В статье авторами разработана методика оценки эффективности использования электроэнергии для целей газотранспортной системы с заполнением провалов графиков в ночной период путем догрузки АЭС. Результаты расчетов показывают повышение эффективности работы АЭС, рост коэффициента использования их установленной мощности (КИУМ) и снижение общего расхода газа в энергетических системах, состоящих из парогазовых установок (ПГУ) и АЭС, в случае перехода к энергообъединениям на базе АЭС и компрессорных станций магистральных газопроводов, агрегаты которых оснащены газотурбинным и электрическим приводом, с работой последнего в ночной (бездефицитный) период.*

*Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, станция подземного хранения газа, магистральный газопровод, атомная электрическая станция, объединенная энергостанция, единая газотранспортная система, график электрической нагрузки.*

### Введение

Российская Федерация в мировой системе оборота энергоресурсов занимает одно из ведущих мест. Особенно значимы позиции страны на мировом рынке углеводородов. В процессе становления и развития газовой промышленности в России сложилась уникальная газотранспортная система (ГТС), которая играет основополагающую роль в надежном и бесперебойном газоснабжении и газораспределении, способствует энергетической безопасности многих европейских стран. Это является фундаментом для устойчивого роста экономики как самой России, так и стран – импортеров российского природного газа [1]. Одной из основных проблем, стоящих перед газовой промышленностью и определяющих перспективы ее дальнейшего развития, можно назвать проблему снижения расхода энергоресурсов на нужды отрасли. В настоящее время, когда отрасль добывает более 500 млрд. м<sup>3</sup> газа в год и имеет на большинстве месторождений падающую добычу газа, ежегодно расходуя на собственные нужды около 45-50 млрд. м<sup>3</sup> газа и порядка 12-15 млрд. кВтч в год электроэнергии, эта проблема выглядит особенно остро.

Развитие подземного хранения газа — одно из приоритетных направлений деятельности ОАО «Газпрома». Для обеспечения энергоэффективности и ресурсосбережения промышленности России была разработана и реализуется Энергетическая стратегия на период до 2030 года [2]. В соответствии с ней одним из главных векторов развития топливно-энергетического комплекса является инновационность его развития. Одним из основных мероприятий повышения энергоэффективности и ресурсосбережения, повышения надежности и экологичности

ГТС является расширение использования электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА). Так, в ОАО «Газпром» была принята «Концепция применения электропривода в газоперекачивающих агрегатах на объектах «Газпром»», разработанная в ОАО «Гипрогазцентр», которая предусматривает внедрение инновационного оборудования ЭГПА, в частности и на станциях подземного хранения газа [3].

Имеющийся опыт использования дневного газотурбинного привода и внепиковой ночной электроэнергии для электропривода на одних и тех же ГПА в Европе (где широко распространены дифференцированные по часам суток тарифы на электроэнергию) позволяет и в наших, российских условиях обратить внимание на комбинированный привод ГПА для реализации такого способа энергообеспечения компрессорных станций (КС).

Ниже показано ситуационное расположение основных магистральных газопроводов, дожимных компрессорных станций, станций подземного хранения газа (ПХГ), а также АЭС и ЛЭП-500, которые по назначению являются сверхдальними, т.е. служат для связи отдельных энергосистем, указывают на наличие развитой энергосистемы, способной обеспечить электроэнергией промышленные предприятия. Таким образом, при сооружении станций подземного хранения газа, оборудованных двумя типами приводов, в том числе электрическим, необходимость в строительстве крупных электросетей отсутствует или затраты на их строительство могут быть минимальными (рис. 1).

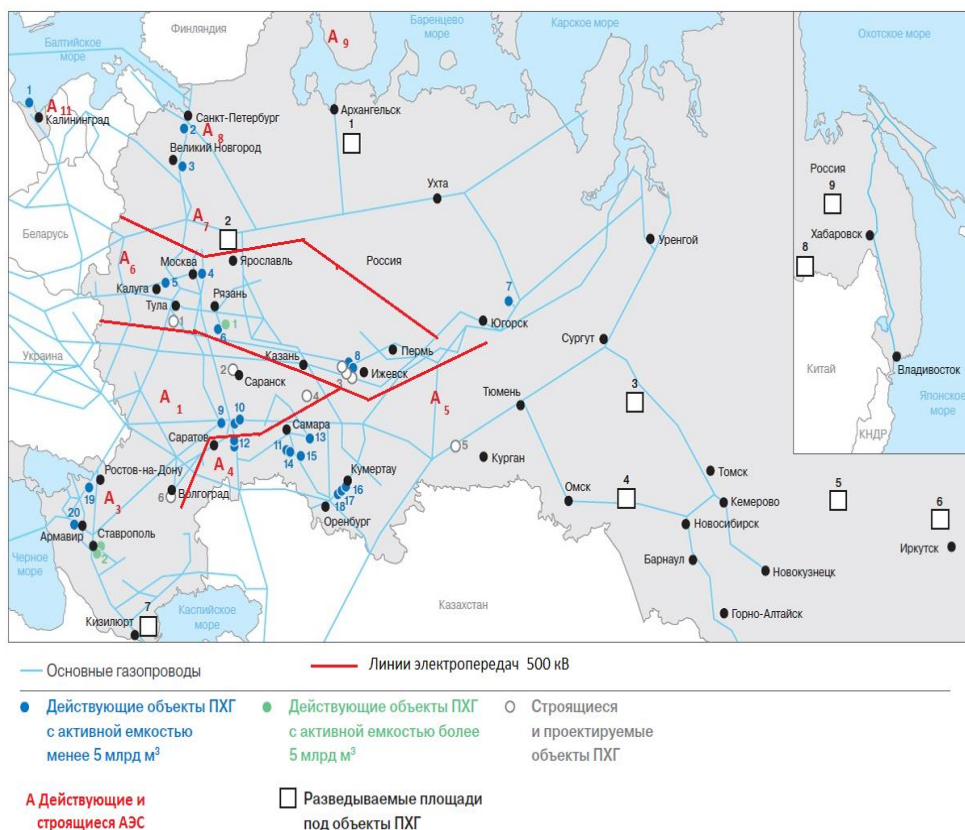


Рис. 1. Магистральные газопроводы, ПХГ, АЭС и линии ЛЭП-500 на карте России

Как видно, многие из крупных компрессорных станций газотранспортной системы Российской Федерации находятся вблизи линий электропередачи и уже сегодня могут быть относительно малозатратно переведены на электропривод.

Таким образом, возможно частичное демпфирование ночных провалов электрической нагрузки, что особенно важно в условиях роста доли АЭС в ряде энергосистем для более полной их ночной загрузки. Эффективность дополнительной загрузки энергоблоков АЭС может быть оценена с учетом изменения конфигурации суточного (типового) графика нагрузки (рис. 2). На рисунке условно принят ночной провал электрической нагрузки одной из атомных станций, входящих в ОЭС Северо-Запада, продолжительностью 12 часов. Причем имеется в виду не длительность самого глубокого провала, которая может быть значительно меньше, а период снижения генерируемой мощности после пика потребления на величину не менее рассматриваемого нами расчетного значения.

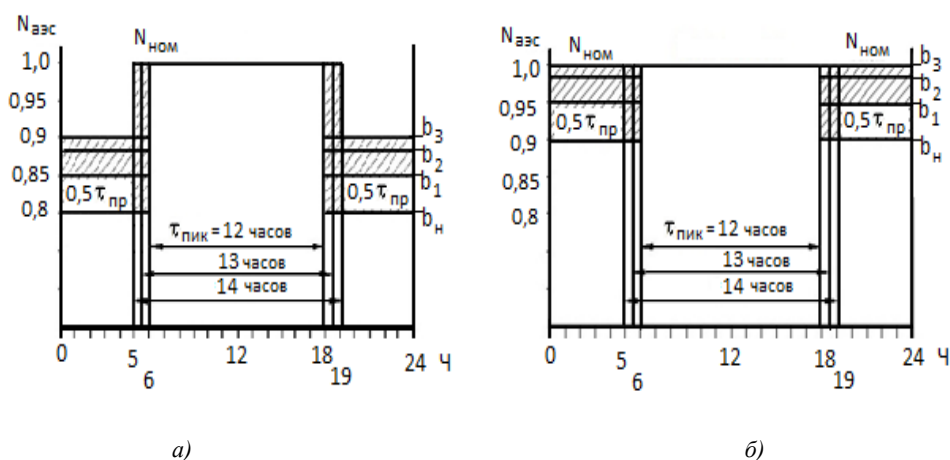


Рис. 2. Изменение конфигурации суточного графика нагрузки за счёт ночного догружения АЭС электроприводными газоперекачивающими агрегатами: а) частичное догружение ночью от 0,9 до  $N_{НОМ}$  (в диапазоне 0,9–0,95–0,98–1,0); б) полное догружение ночью от 0,8 до  $N=0,9$  (в диапазоне 0,8–0,85–0,88–0,9)

Блок-схема системной экономии топливных затрат от замещения расхода газа ГПА с переходом на ночное внепиковое электропотребление от АЭС электроприводными агрегатами показана на рис. 3.

### Методика расчета определения эффективности дополнительной загрузки энергоблоков АЭС

Алгоритм оценки системной экономии топливных затрат на АЭС и в энергосистеме в целом показан на блок-схеме (рис. 3) и может быть проиллюстрирован на следующем примере.

Пусть число ГПА, переведённых в ночной период длительностью  $\tau_{пр}$  на электропривод, позволяет догрузить  $z_{бл}$  атомных энергоблоков мощностью 1000 МВт каждый, исходно работавших в провале графика (точно в тот же период, что и ГПА с электроприводом) с нагрузкой  $N_{баз}=0,9$  до нагрузок:  $N=0,95$ ; 0,98 и 1,0. При этом удельные расходы топлива в безразмерных величинах ( $b_{уд}^{АЭС}=1/\eta_{АЭС}$ ) соответственно уменьшаются для заданных нагрузок (рис. 4). В ночной период наблюдается большая экономичность работы АЭС на более высоком уровне нагрузки. Для энергетической сопоставимости вариантов принято, что дополнительная выработка энергии в ночной период АЭС, при более дешёвом чем газ, в условном эквиваленте ядерном горючем (по

внутрироссийским и тем более экспортным ценам), в эквивалентном объеме недовырабатывается на замещаемых ПГУ.

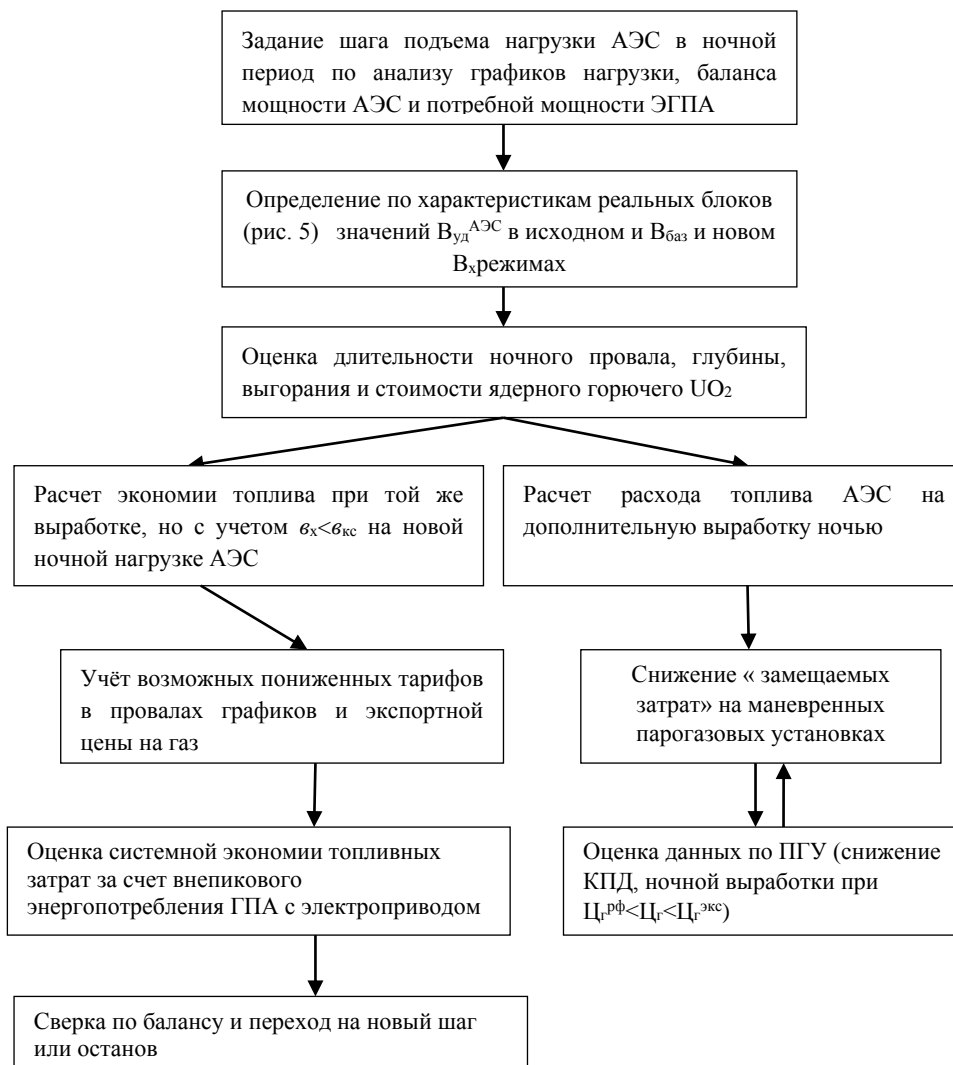


Рис. 3. Блок-схема оценки системной экономии топливных затрат от замещения расхода газа ГПА переходом на ночное внепиковое электроснабжение электроприводных агрегатов от АЭС

Изменение топливных затрат в системе определим по выражению

$$\Delta Z_T = \text{Ц}_{\text{UO}_2} \times A_1 \left[ \frac{N_i}{Q_{\text{я}}^{\text{P}}} (b_{\text{исх}}^{\text{я}} - b_i^{\text{я}}) + A_2 (N_i - N_{\text{исх}}) - A_3 N_i \right] \quad (1)$$

где  $z_{\text{бл}}$  – число принятых в расчете энергоблоков мощностью  $N_{\text{бл}}$ , догружаемых в течение ночного периода  $\tau_{\text{пр}}$   $n_{\text{сут}}$  в году от нагрузки  $N_{\text{исх}}$  до  $N_i$  с соответственным изменением удельных расходов топлива от  $b_{\text{исх}}^{\text{я}}$  до  $b_i^{\text{я}}$ ;  $b_{\text{пгу}}^{\text{зам}}$ ,  $b_{\text{пгу}}^{\text{исх}}$  – удельные расходы топлива ПГУ в базовом варианте и после частичного замещения их выработки ночным догрузением АЭС;  $Q_{\text{нг}}^{\text{P}}$ ,  $Q_{\text{я}}^{\text{P}}$  – теплотворные способности единицы массы газа и  $\text{UO}_2$ , соответственно МВт·ч/кг и МВт·ч/кг $_{\text{UO}_2}$ .

Значения комплексов  $A_1, A_2, A_3$ , в выражении (1) составляют:

$$A_1 = z_{\text{бл}} \cdot N_{\text{бл}} \cdot \tau_{\text{пр}} \cdot n_{\text{сут}}$$

$$A_2 = \frac{C_r}{C_{UO_2}} - \frac{Q_{нг}^p \eta_{пгу}}{Q_{я} \eta_{аэс}} / Q_{нг}^p \eta_{пгу},$$

$$A_3 = C_r (b_{пгу}^{зам} - b_{пгу}^{исх}) / Q_{нг}^p C_{uо2}.$$

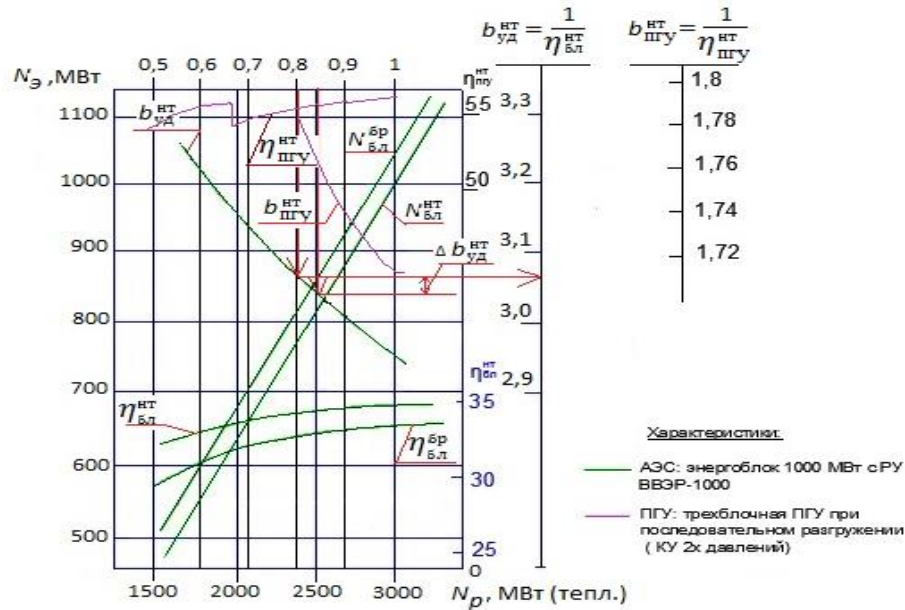


Рис. 4. Зависимости величины удельного расхода условного топлива и КПД от электрической нагрузки для АЭС и ПГУ

Выражение (1) учитывает:

- 1) влияние фактора снижения удельного расхода ядерного горючего в условном эквиваленте при переходе к дополнительной ночной выработке;
- 2) разность стоимостей UO<sub>2</sub> и газа в эквиваленте условного топлива (для замещаемых ПГУ) в связи со снижением выработки электроэнергии ПГУ ее замещением.
- 3) Оценивает возможное снижение КПД ПГУ в связи со снижением их нагрузки для заданного сценария развития структуры разных типов АЭС.

В расчетных экспериментах принято:

- для расчета комплекса A<sub>1</sub>, МВт·ч /год:

$$A_1 : z_{бл}=1; 7; 13; N_{бл}=1000\text{МВт}; \tau_{пр}=10; 11; 12 \text{ ч.}, n_{сут}=365;$$

- для расчета комплекса A<sub>2</sub>, кг /МВт·ч:

согласно данным Росэнергоатома C<sub>uо2</sub> =28; 32; 36 тыс. руб/кг; C<sub>r</sub> =4,5руб/кг [4]; из графика на рис. 4 принимаем: eta<sub>пгу</sub>=0,55–0,59; b<sub>пгу</sub><sup>зам</sup> – b<sub>пгу</sub><sup>исх</sup> = 0 ÷ 0,1; Q<sub>нг</sub><sup>p</sup>=32,05–36,27 МДж/м<sup>3</sup>.

Принимаем для согласования размерностей в расчетах: Q<sub>нг</sub><sup>p</sup>=0,0162 МВт·ч/кг; Q<sub>я</sub><sup>p</sup>=1200 МВт·ч/кг<sub>uо2</sub>.

Догрузения АЭС происходят в ночной период от 0,8 до 0,85; 0,88; 0,9 отн. ед. и от 0,9 до 0,95; 0,98; 1,0 отн. ед.

- Для расчета комплекса A<sub>3</sub>, кг /МВт·ч, величины b<sub>пгу</sub><sup>зам</sup>, b<sub>пгу</sub><sup>исх</sup> берутся по графику на рис.5 или оцениваются по предварительно составленной расчетной базе данных.

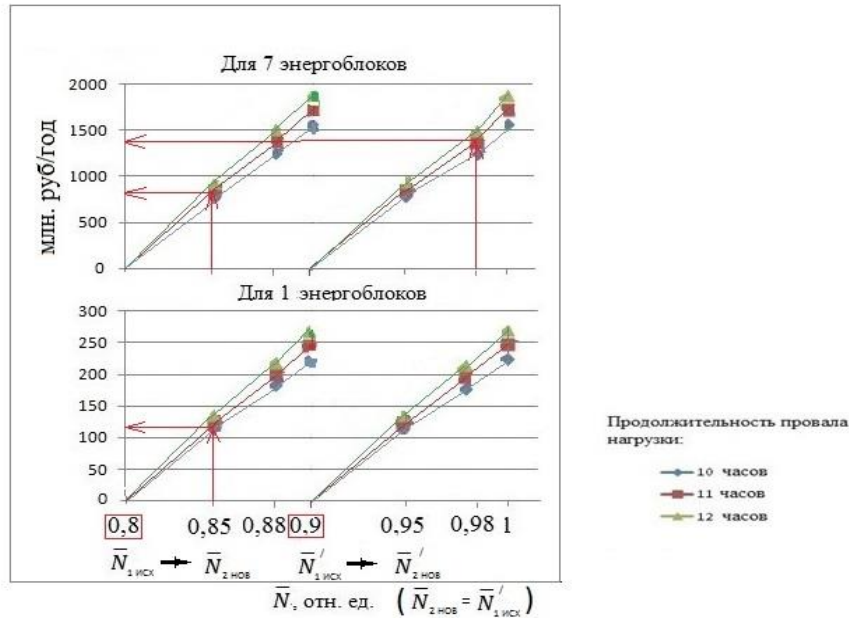


Рис. 5. Эффективность дополнительной загрузки блоков АЭС при стоимости топлива  $UO_2=28000$  руб/кг

Первое слагаемое в скобках выражения (1) пропорционально снижению в год расхода ядерного топлива и затрат в него в иллюстративном (ниже) примере (для одного блока):

$$A_1 = z_{\text{бл}} \cdot N_{\text{бл}} \cdot \tau_{\text{пр}} \cdot n_{\text{сут}} \cdot \text{КИУМ} = 1 \cdot 1000 \cdot 10 \cdot 365 \cdot 0,8 = 2,95 \cdot 10^6 \cdot \text{КИУМ}.$$

В расчетах КИУМ принят равным 0,8.

$$C_{UO_2} A_1 \times \frac{N_i}{Q_{\text{я}}^P} (b_{\text{исх}}^{\text{я}} - b_i^{\text{я}}) = 28000 \cdot 2,95 \cdot 10^6 \cdot 0,023 \cdot 10^{-3} = 1,89 \cdot 10^6, \text{ руб/год}$$

В том же выражении (1) второе слагаемое в квадратных скобках отражает экономическую целесообразность некоторой разгрузки ПГУ и, соответственно, дополнительной загрузки АЭС в базовом режиме, исходя из соотношения стоимости газа и  $UO_2$  в условных эквивалентах топлива (особенно с учетом экспорта газа).

Для цены внутри России:

$$A_2 = \left( \frac{C_{\text{г}}}{C_{UO_2}} - \frac{Q_{\text{нт}}^P \eta_{\text{пгу}}}{Q_{\text{я}}^P \eta_{\text{аэс}}} \right) / Q_{\text{нт}}^P \eta_{\text{пгу}} = \left( \frac{4,5}{28000} - \frac{0,0162 \cdot 0,55}{1200 \cdot 0,35} \right) / 0,0162 \cdot 0,55 = 0,01571, \text{ кг/МВт}\cdot\text{ч},$$

$$A_2 \cdot (b_{\text{исх}}^{\text{я}} - b_i^{\text{я}}) \cdot A_1 \cdot C_{UO_2} = 0,01571 \cdot 0,05 \cdot 2,95 \cdot 10^6 \cdot 28000 = 64,96 \cdot 10^6, \text{ руб/год}.$$

Значение второго слагаемого с учетом экспортной цена на газ

$$A_2 = \left( \frac{C_{\text{г}}}{C_{UO_2}} - \frac{Q_{\text{нт}}^P \eta_{\text{пгу}}}{Q_{\text{я}}^P \eta_{\text{аэс}}} \right) / \frac{1}{0,0162 \cdot 0,55} = 0,0880, \text{ кг/МВт}\cdot\text{ч}$$

Соответственно, второе слагаемое

$$A_2 \cdot (N_i - N_{\text{исх}}) \cdot A_1 \cdot C_{UO_2} = 0,0880 \cdot 0,05 \cdot 2,95 \cdot 10^6 \cdot 28000 = 359,76 \cdot 10^6, \text{ руб/год}$$

Таким образом, второе слагаемое несопоставимо больше по народнохозяйственному эффекту при расчете с учетом экспортной цены на природный газ (в сравнении с внутривосточной).

Третье слагаемое в выражении (1) учитывает, что у ПГУ несколько снижается экономичность, что, в конечном счете, уменьшает размер общего ожидаемого эффекта:

$$A_3 = C_{\Gamma}(b_{\text{ПГУ}}^{\text{зам}} - b_{\text{ПГУ}}^{\text{исх}})/Q_{\text{нгр}}^{\text{р}} C_{\text{UO}_2} = \frac{6 \cdot 0,01}{0,0162 \cdot 28000} = 0,132 \cdot 10^{-3}, \text{ кг/МВт}\cdot\text{ч}$$

В полном виде 3-е слагаемое ( $A_3$  умножается на  $N_i$  и общий множитель перед квадратной скобкой)

$$A_1 \cdot C_{\text{UO}_2} \cdot A_3 \cdot N_i = 28000 \cdot 0,85 \cdot 2,95 \cdot 10^6 \cdot 0,132 \cdot 10^{-3} = 8,632 \cdot 10^6, \text{ руб/год.}$$

На рис. 5 для принятой исходной базы данных приведен расчет экономии топлива для выбранных значений  $C_{\text{UO}_2}$  и  $C_{\Gamma}/C_{\text{UO}_2}$ .

На горизонтальной оси отмечено возможное увеличение базовой нагрузки АЭС, исходно равной 0,8 и 0,9 отн. ед., на 0,05; 0,08 и 0,1 отн. ед. На вертикальной оси – годовая системная экономия затрат в зависимости от увеличившейся нагрузки АЭС, количества дополнительно загруженных таким образом энергоблоков АЭС и исходного числа часов провалов графиков электрической нагрузки АЭС.

Анализируя график, следует сделать вывод, что увеличение числа часов провалов незначительно увеличивает годовой экономический эффект (примерно на 7–9 %). С ростом величины относительной нагрузки от 0,8 до 0,9 и от 0,9 до 1,0 годовой экономический эффект возрастает на 6–9%. Наибольший экономический эффект наблюдается при увеличении числа дополнительно загруженных энергоблоков АЭС.

В современных рыночных отношениях ценообразование на ядерное топливо порой носит неустойчивый многофакторный характер. На сегодняшний день цена на ядерное топливо  $\text{UO}_2$  варьируется в диапазоне от 28 до 36 тыс. руб за кг. В зависимости от обогащения и глубины выгорания ядерного горючего в рамках данного исследования проведен анализ изменения величины годового экономического эффекта при дополнительной загрузке АЭС с учетом различных цен на топливо  $\text{UO}_2$ . На основе полученных данных построен график на рис. 6.

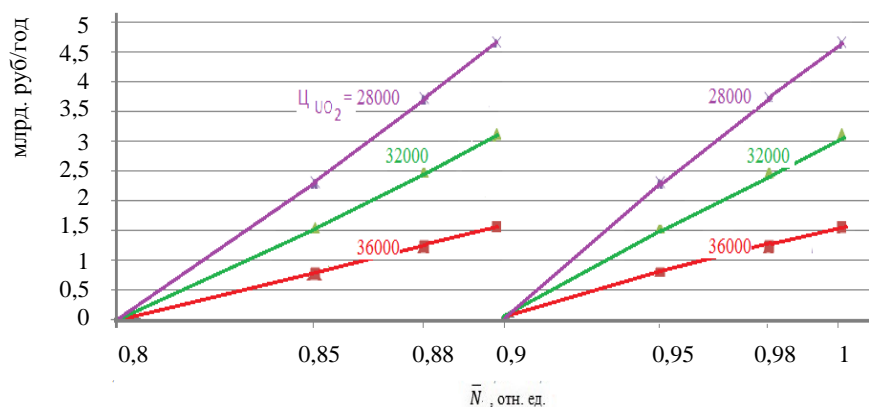


Рис. 6. Эффективность дополнительной загрузки семи блоков АЭС при продолжительности провала равном 10 час. и различной стоимости топлива  $\text{UO}_2$

Из сравнительного анализа следует, что с увеличением цены на ядерное топливо  $\text{UO}_2$  годовой экономический эффект увеличивается. Однако необходимо учитывать ухудшение экономических характеристик парогазовых установок при замещении части ночной выработки электроэнергии. Для многоблочной ПГУ, включающей в себя три газотурбинных установки, три котла-утилизатора, одну паротурбинную установку и четыре электрогенератора (3×ГТУ+ 3×КУ+1×ПТУ+4×ЭГ), основными элементами являются энергетические ГТУ, которые большую часть времени работают на

нерасчётных режимах с применением качественного или количественного регулирования [5].

В любом случае замещение режимов ночной разгрузки АЭС технологически и экономически более целесообразно на ПГУ, чем на АЭС. Но необходимо учитывать некоторое возможное ухудшение экономичности. Оценим изменения КПД ПГУ согласно кривой в верхней части рис. 4. В диапазонах 0,8–0,9 и 0,9–1,0  $N_{\text{баз}}$ : 56–57% и 57–58%, что соответствует  $\Delta b = 1,786-1,754$  и  $1,754-1,724$ . Таким образом, различия величины  $\Delta b \leq 0,03$ , что и учтено в расчете третьего слагаемого и может расцениваться как незначительная коррекция.

### **Заключение**

Разработана методика оценки эффективности использования электроэнергии для целей газотранспортной системы с заполнением провалов графиков в ночной период путем догрузки АЭС. Показана территориальная возможность внедрения технологической схемы электроснабжения основного оборудования компрессорных станций во внепиковый период времени в европейской части России в условиях действующих и сооружаемых АЭС и их близости с крупными магистральными газораспределительными станциями и потенциальными площадками сооружения газохранилищ.

Результаты расчетов показывают возможность повышения эффективности работы АЭС, роста коэффициента использования их установленной мощности (КИУМ). Для этого необходим переход к энергообъединениям на базе АЭС и компрессорных станций магистральных газопроводов, агрегаты которых оснащены газотурбинным и электрическим приводом, с условной работой последнего в ночной (бездефицитный) период. При этом оптимальная доля ПГУ на газе в ОЭС с высокой долей АЭС может несколько измениться.

### **Summary**

*The cost of natural gas transport component within the borders of Russia reaches 50% or more, so it is necessary to minimize the expense of innovation. Connecting the electricity and gas business in the form of a merger with the electricity companies is a global trend. The authors developed a method of assessing the effectiveness of the use of electricity for the purposes of the gas transportation system in filling gaps in the schedules reload the night period by the plant. The results show improving the efficiency of nuclear power plants, the growth of utilization of installed capacity (load factor) and the decrease in the total gas consumption in power systems consisting of combined cycle gas turbines (CCGT) and nuclear power plants, in the case of the transition to the interconnection on the basis of nuclear power plants and compressor stations of main gas pipelines, units which are equipped with a gas turbine and electric drive, with the work of the latter in the night (deficit-free) period.*

*Keywords: gas pumping units, compressor stations, stations underground storage gas, the main gas pipelines, nuclear power plants, the union power-transmission energosystem, unified gas transportation system schedule electrical load.*

### **Литература**

1. Волков М.М., Михеев А.А., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. М.: Недра, 1989. 286 с.
2. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 №1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»//URL: <http://www.bace.consultant.ru/online.cgired.html>. (дата обращения:21.02.2016).



3. Концепция применения электропривода в газоперекачивающих агрегатах на объектах ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. Н-Новгород: ОАО «Газпром», ОАО «Гипрогазцентр», 2003//URL:<http://www.giprogascentr.ru/about.html> (дата обращения: 21.02.2016).

4. Приказ ФСТ РФ от 17 марта 2015 года № 36-э/1 «Об утверждении оптовых цен на газ с 1 июля 2015 г., добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, предназначенный для последующей реализации населению» // URL: <http://www.sargnc.ru-gaz-tarif.html>. (дата обращения: 21.02.2016).

5. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.И. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.:МЭИ, 2009.

*Поступила в редакцию*

*26 февраля 2016 г.*

**Новикова М.В.** – аспирант Саратовского государственного аграрного университета (СГАУ) имени Н.И. Вавилова. Тел.: 8(927)1291052. E-mail: [r.nowickowa2016@yandex.ru](mailto:r.nowickowa2016@yandex.ru).

**Хрусталёв В.А.** – профессор Саратовского государственного технического университета (СГТУ) имени Гагарина Ю.А., ведущий научный сотрудник ОЭП СНЦ РАН. Тел: 8(8452)99-88-11.