УДК 621.039.58

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС ПРИ ПОКРЫТИИ ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТИ ГРАФИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

[1]Ростунцова И.А., [2]Шевченко Н.Ю.

[1]ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина», Саратов;

[2]ФГБОУ ВПО «Камышинский технологический институт» (филиал) ФГБОУ ВПО «Волгоградский государственный технический университет», Камышин, e-mail: kti@kti.ru

В статье рассматривается возможность использования атомных электростанций для покрытия пиковой части графика электрических нагрузок энергосистемы. В условиях роста мировых цен на органическое топливо, одним из факторов сдерживания роста тарифов на электрическую энергию в энергосистемах является выравнивание или уплотнение графиков электрических нагрузок энергосистемы. Выравнивание графика электрических нагрузок можно осуществить с помощью гидроаккумулирующих электростанций и воздушно-аккумулирующих газотурбинных электростанций. Всевозрастающие темпы прироста пиковых нагрузок выдвигают задачу проведения специальных системных исследований по нахождению оптимальных способов покрытия графиков нагрузок и соответствующие усовершенствования различных типов установок, включая повышение их маневренных свойств. Предлагаются системные решения при оптимизации форсировочных режимов конденсационных энергоблоков АЭС, позволяющие определить режим оптимального вакуума в конденсаторе. По полученным системным решениям определены оптимальные режимы форсировки блока АЭС с турбинами К-1000-60/1500.

Ключевые слова: системные решения, форсировка энергоблока, оптимальный вакуум, переменная часть графика

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF POWER UNITS OF NUCLEAR POWER PLANTS IN THE COATING OF THE VARIABLE PART OF THE SCHEDULE OF ELECTRICAL LOADS

[1]Rostovtseva I.A., [2]Shevchenko N.Y.

[1]FGBOU «Saratov State Technical University», Saratov;

[2]Kamyshin Institute of Technology (branch) of state educational institution of higher professional Education Volgograd State Technical University, Kamyshin, e-mail: kti@kti.ru

The article considers the possibility of using nuclear power plants to cover peak electrical loads of the chart grid. In the face of rising world prices for fossil fuels, one of the factors deterring the growth of tariffs for electric energy in power systems is the alignment of the seal or graphs of electrical power system loads. Graphs of electrical loads can be aligned with the help of pressure reservoir-ating power and air-accumulating gas turbine power plants. The increasing growth rate of peak put forward the task of the special system research on finding the best ways to cover the load graphs and corresponding improvement of different types of plants, including improving their maneuvering characteristics. The authors offer system solutions for the optimization of acceleration modes condensing units of nuclear power plants to help you determine the best mode of condenser vacuum. The optimal regimes forcing unit nuclear power plant with turbines K-1000-60 / 1500.

Keywords: system solutions, forcing power, optimum vacuum unit, a variable portion of the graph

Условия работы энергетической системы и входящих в ее состав электростанций определяются режимом электро- и теплопотребления обслуживаемого ими района. Они характеризуются соответствующими графиками электрических нагрузок. Главный закон функционирования любой энергосистемы заключается в непрерывном обеспечении баланса спроса и предложения на электроэнергию путем оперативного покрытия графика нагрузки соответствующей выработкой электроэнергии на генерирующих источниках с гарантированной поставкой ее в узлы потребления. В случае нарушения этого закона в энергосистеме изменяются частота сети переменного тока и расчетные уровни напряжения.

Проблема покрытия неравномерных графиков электрической нагрузки характерна для любой энергосистемы мира. Она решается, как правило, тремя основными путями: созданием в энергосистеме оптимальной структуры генерирующих мощностей, использованием перетоков с соседними энергосистемами и привлечением потребителей к выравниванию графика нагрузки энергосистемы за счет административных и экономических мер [7].

Эффективность покрытия неравномерных графиков нагрузки энергосистемы определяется в первую очередь составом и характеристиками энергоблоков электростанций энергосистемы**.** Статистический анализ суточных графиков электрических нагрузок отдельных электростанций и энер-

госистем за многолетний период показывает, что происходит систематическое их разуплотнение. Максимумы нагрузки растут, а относительные минимумы падают, что объясняется как ростом электрификации быта, так и уменьшением числа работающих предприятий в ночное время.

Оптимальные режимы работы проектируемого энергоблока должны определяться в зависимости от общих графиков потребления электроэнергии в системах, структуры их генерирующих мощностей и технических возможностей регулирования электрической мощности каждого имеющегося агрегата [3].

На графике электрических нагрузок энергосистемы (рис. 1) могут быть выделены четыре характерных зоны, отличающиеся своей плотностью: базовую, полубазовую, полупиковую, пиковую. В каждой зоне графика используются определенные типы энергоустановок, что позволяет достичь наименьшего расхода топлива в энергосистеме.

Выравнивание графика электрических нагрузок можно осуществить с помощью гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и воздушноаккумулирующих газотурбиннх электростанций (ВАГТЭ) [5]. ГАЭС, в отличие от других станций, включая ТЭС и ГЭС, обладают двойным регулирующим эффектом. Так, практически одна и та же установленная мощность (в режиме генерации и в насосном режиме) в одном случае используется для подъема ночного провала суточных графиков нагрузки (при работе в режиме зарядки станции), а в другом – для покрытия пиков (в режиме разрядки). Поэтому такие станции являются одним из самых эффективных инструментов выравнивания и покрытия суточных графиков нагрузки в энергосистемах с преобладанием крупных генерирующих мощностей ТЭС и АЭС [2]. Их КПД составляет 72–75 %, и для зарядки станций используется ночная электроэнергия, которая, как правило, в 3–6 раз дешевле пиковой.

Работу атомных электростанций планируют в базовой части графика из-за практической невозможности и экономической нецелесообразности снижения их нагрузки.

Всевозрастающие темпы прироста пиковых нагрузок выдвигают задачу проведения специальных системных исследований по нахождению оптимальных способов покрытия графиков нагрузок и соответствующие усовершенствования различных типов установок, включая повышение их маневренных свойств. Опыт эксплуатации последних лет показывает, что для покрытия пиковой части графика электрических нагрузок, успешно можно использовать и базовые энергоустановки путем их кратковременной форсировки. В связи с этим актуальным становиться необходимость привлечения АЭС к покрытию переменной части графика нагрузки за счет обеспечения дополнительной, сверхноминальной мощности в пиковые для энергосистемы периоды.

Оптимизации форсировочных режимов конденсационных энергоблоков АЭС

Возможность кратковременного получения пиковой мощности на крупных энергоблоках заключается в использовании принятых при проектировании коэффициентов запаса. Как правило, для этого требуются относительно небольшие дополнительные капиталовложения. Эту дополнительную мощность можно эффективно использовать и в качестве аварийного резерва, поэтому её называют встроенным вращающимся резервом.

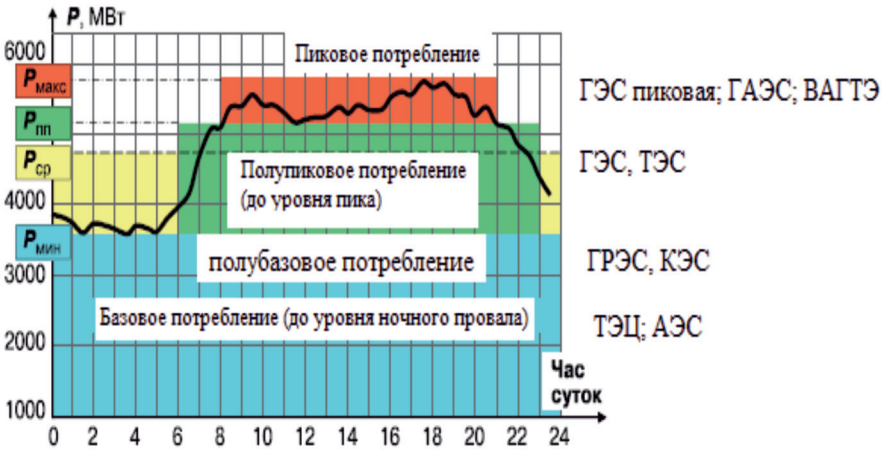

Рис. 1. Типовой суточный график энергосистемы

Принятые для номинального режима параметров рабочего тела, в том числе потери давления в цикле, скорости движения, температурные напоры, выходной скорости ступеней, и другие, могут допускать определенные отклонения в связи с форсировочными режимами. На форсировочных режимах снижается КПД энергоблока, повышается его износ и несколько снижается надежность работы оборудования. Вместе с тем достигается значительная экономия средств и материалов за счет соответствующего снижения потребных мощностей специальных пиковых установок.

Обеспечение форсировки блока возможно несколькими путями (при этом расход теплоносителя в реакторе предполагается неизменным, а подогрев теплоносителя увеличенным):

– без установки дополнительного вторичного пароперегревателя (ВПП) при той же поверхности теплопередачи в парогенераторе (ПГ). Параметры насыщенного пара перед турбиной снижаются. Пропуск всего расхода пара через турбину возможен только путем бойпасирования проточной части [1];

– при включении ВПП с соответствующей дополнительной поверхностью нагрева. Режим работы основного ПГ и параметры пара турбины остаются неизменными. Пропуск всего пара обеспечивается перегрузочным клапаном, рассчитываемым на меньшей, чем в первом случае расход, так как давление пара постоянно и не снижается, но недостаточно для пропуска увеличенного расхода пара через часть высокого давления (ЧВД) турбины [4].

– Комбинированный принцип получения дополнительной мощности за счет частичного развития поверхности ПГ. При этом частично снижаются параметры пара в нем при росте среднего температурного напора;

– повышенный пропуск пара в конденсатор за счет отключения ПВД.

При форсировки блоков возникают новые режимы работы энергоблоков, оказывающие определенное влияние на оптимальные значения параметров их эксплуатации. Так, на режимах с повышенным пропуском пара в конденсатор, необходимо рассмотреть вопрос выбора оптимального эксплуатационного вакуума $p_{эфі}$, который необходимо поддерживать в режимах форсировки энергоблока, а также экономию от оптимизации эксплуатационного вакуума [4].

Критерием оптимального эксплуатационного вакуума, который необходимо поддерживать в режимах форсировки энергоблока является максимум отпуска электроэнергии с шин станции:

$$\Delta N_{ТФ} - \Delta N_{Н} \rightarrow \max, \qquad (1)$$

где $\Delta N_{ТФ}$ – изменение мощности турбины, связанное с достижением максимального эксплуатационного вакуума, кВт;

$\Delta N_{Н}$ – дополнительный расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов, связанный с увеличением расхода циркуляционной воды для достижения оптимального давления пара в конденсаторе на форсировочном режиме $p_{эфі}$, кВт.

Изменение мощности турбоустановки $\Delta N_{ТФ}$ можно определить согласно по формуле:

$$\Delta N_{ТФ} = (Д\ к + \Delta\ Д_{Ф}) \cdot [(h_{2фо} - h_{2фі}) - \Delta h_{вс}], \qquad (2)$$

где Д к и Δ $Д_{Ф}$ – суммарный расход пара в конденсатор па поминальном режиме и его увеличение на форсировочном режиме, кг/с;

$h_{2фо}$; $h_{2фі}$ – энтальпия пара в конце реального процесса расширения пара при форсировки в условиях неизменного расхода циркуляционной воды через насосы и при регулировании этого расхода $G_{Нi}$, кДж/кг;

$\Delta h_{вс}$ – изменение потерь с выходной скоростью в расчетном варианте.

Изменение мощности циркуляционных насосов $\Delta N_{Н}$, связанное с переходом от исходного варианта работы $N_{НО}$ к оптимальному $N_{Нi}$ определяется по выражению:

$$\Delta N_{Н} = N_{Нi} - N_{НО}, \text{ МВт}, \qquad (3)$$

где $N_{Нi}$ – мощность циркуляционных насосов, рассчитываемая по формуле:

$$N_{Hi} = \frac{G_{Hi} \cdot H_{Hi}}{\rho \cdot \eta_{Hi}}, \text{ МВт} \qquad (4)$$

где $G_{Нi}$ – расход циркуляционной воды:

$$G_{Hi} = \frac{Д_{ki} \cdot (h_{пк} - h_{k}) \cdot \eta_{oc}}{(t_{2B} - t_{1D}) \cdot C_{PB}}, \qquad (5)$$

где $Д_{кі}$ – расход пара в конденсатор, кг/с;

$h_{пк}$ и $h_{к}$ – энтальпии пара и конденсата, кДж/кг;

$t_{2В}$ и $t_{1В}$ – температура циркуляционной воды на входе и выходе;

$H_{Нi}$ – полный напор, развиваемый циркуляционным насосом, кПа;

Р – плотность воды, осредненная по процессу сжатия кг/м^3;

$\eta_{Нi}$ – кпд циркуляционного насоса.

Напор $H_{Нi}$ слагается из потерь давления в водоводах $H_{Вi}$, конденсаторе $H_{Кi}$ и геодезических потерь давления $H_{Г}$:

$$H_{Нi} = H_{Вi} + H_{Кi} + H_{Г}. \qquad (6)$$

Так в диапазоне изменения мощности осевого насоса от 49320 до 74880 м^3/ч, напор изменяется от 24,5 до 27,8 м и КПД изменяется от 80 до 87%.

Экономический эффект от оптимизации эксплуатационного вакуума определяется:

$$Э_t = (\Delta N_{ТФ} - \Delta N_H) \cdot \tau_Ф \cdot T_{ЭЭ}, \text{ руб./год,}$$

где $\tau_Ф$ – число часов использования установки на форсировочных режимах, ч/год, $T_{ЭЭ}$ – тариф на электроэнергию, руб. /кВт·ч.

Расчет оптимальной величины эксплуатационного вакуума произведен в зависимости величины относительного расхода пара $d_ф = \frac{Д_К^Ф}{Д_к}$ и давления в конденсаторе. На рис. 2 представлены изменения основных системных параметров блока в зависимости от режимов форсировки.

Рассмотренные режимы форсировки дают возможность получить прирост электрической мощности блока до 20 МВт. При этом возрастает расход электроэнергии на собственные нужды, увеличивается мощность циркуляционных насосов за счет увеличения расхода охлаждающей воды (Nц = 3,9 – 4,5 МВт).

Оптимизационные расчёты показали, что на каждом режиме форсировки имеется свой оптимизационный максимум годового экономического эффекта с оптимальным абсолютным давлением в конденсаторе.

Сравнительная зависимость экономического эффекта от давления пара в конденсаторе показана на рис. 3.

Из рис. 3 видно, что давление в конденсаторе в режиме форсировки $р_{эф}^{опт}$ растет с увеличением $d_ф$, что объясняется повышением удельной нагрузки выходного сечения последней ступени турбоустановки и потери с выходной скоростью. При этом оптимальные значения эксплуатационного вакуума оказываются глубже соответствующих исходных значений $Р_{эф}$.

В таблице и на рис. 4 представлена зависимость экономического эффекта от продолжительности работы τ блока в режиме форсировки от $d_ф$ = 1,1 до 1,15.

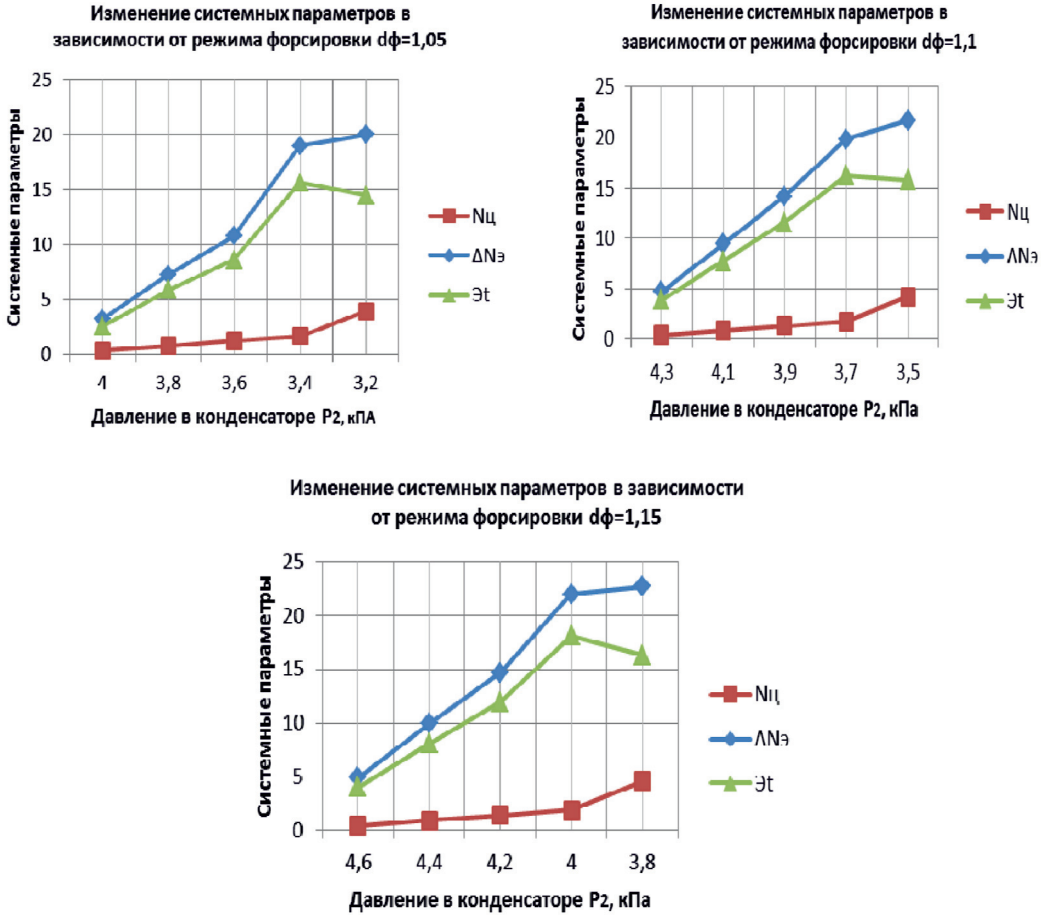

Рис. 2. Изменения системных параметров в зависимости от режимов форсировки: Nц – мощность циркуляционного насоса, МВт; ΔNэ – изменение электрической мощности блока, МВт; Эt – эффект от оптимизации, млн. руб./год

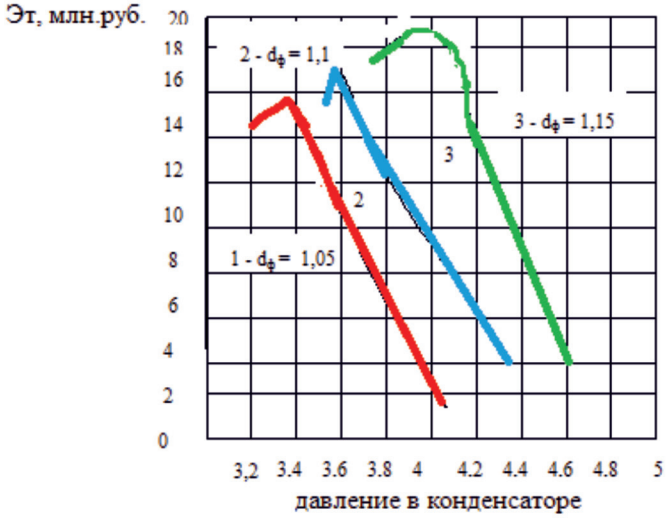

Рис. 3. Зависимости годового экономического эффекта оптимального давления в конденсаторе

Изменение максимального годового экономического эффекта в зависимости от продолжительности режима форсировки

Режим форсировки,	Тариф на э/э, Тээ, [руб. /кВт·ч]	Продолжительность форсировки, τ, [ч/год]			
dф		500	1000	1500	2000
1,1	2,9	8,1	16,21	24,32	48,64
1,15	2,9	9,57	19,16	28,74	57,48
1,1	3,1	9,90	19,81	29,72	59,45
1,15	3,1	11,70	23,41	35,13	70,26

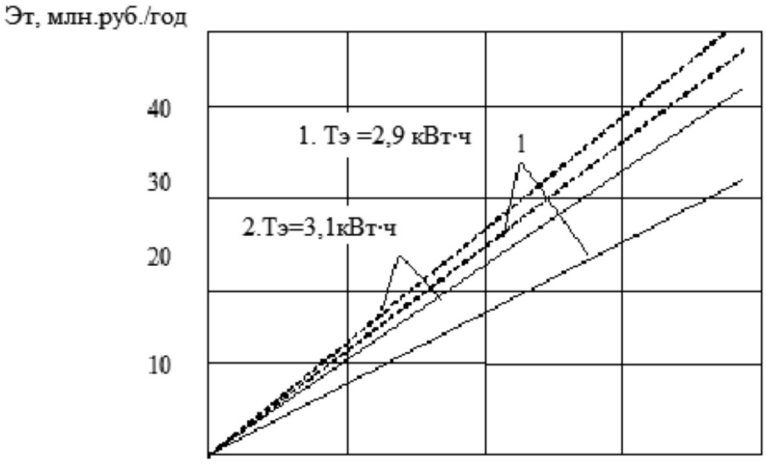

Рис. 4. Зависимость экономического эффекта от продолжительности форсировки и тарифа на электрическую энергию

Как видно из таблицы и рис. 4, с ростом продолжительности режима форсировки τ, увеличивается экономический эффект $Э_i$ от форсировки, что подтверждает экономическую выгоду получения в часы прохождения максимума электрической нагрузки дополнительной пиковой мощности на действующей установке за счет углубления вакуума до экономически оптимальных значений.

Выводы

В условиях роста мировых цен на органическое топливо, одним из факторов сдерживания роста тарифов на электрическую энергию в энергосистемах, с преобладанием ТЭС, является выравнивание или уплотнение графиков электрических нагрузок энергосистемы.

Для покрытия пиковой части графика электрических нагрузок можно использовать и базовые энергоустановки путем их кратковременной форсировки.

Предлагаются системные решения при оптимизации форсировочных режимов конденсационных энергоблоков АЭС, позволяющие определить режим оптимального вакуума в конденсаторе.

Список литературы

1. Анализ современных парогазовых технологий с утилизацией вторичных энергоресурсов / И.А. Ростунцова, Н.Ю. Шевченко // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2014. – № 11 (часть 4). – С. 581–584.

2. Гуртовцев А.Л. Гидроаккумулирующие электростанции // Электро. – 2007. – № 1.

3. Ольховский Г.Г., Корсов Ю.Г., Бабенков В.И. и др. Электростанция с аккумулированием сжатого воздуха в ФРГ // Энергохозяйство за рубежом. – 1983. – № 2.

4. Ростунцова И.А., Шевченко Н.Ю. Моделирование сжигания водотопливных смесей втеплоэнергетике с учетом фактора защиты окружающей среды / // Успехи современного естествознания. – 2014. – № 11. – С. 44–47.

5. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.

6. Трояновский Б.М. Турбины для атомных электростанций. – М.: Энергия, 1978. – 232 с.

7. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика. Журнал № 5 (53) 2008 год. http://www.news.elteh.ru/arh/2008/53/19.php.