

На правах рукописи

НОВИКОВА Зоя Юрьевна

**ПОВЫШЕНИЕ СИСТЕМНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ НА БАЗЕ АЭС И ГТУ  
С ТЕПЛОЙ АККУМУЛЯЦИЕЙ**

Специальность 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Саратов – 2013

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
*Хрусталеv Владимир Александрович*

Официальные оппоненты: *Кудинов Анатолий Александрович*  
доктор технических наук, профессор,  
ФГБОУ ВПО «Самарский государственный  
технический университет»,  
профессор, заведующий кафедрой  
«Тепловые электрические станции»

*Баженов Александр Иванович*  
кандидат технических наук, доцент,  
ФГОУ ВПО «Саратовский государственный  
технический университет имени Гагарина Ю.А.»  
доцент кафедры «Теплоэнергетика»

Ведущая организация: ОАО «Всероссийский Научно-  
исследовательский институт  
по эксплуатации атомных электростанций»,  
г. Москва

Защита состоится «08» ноября 2013 г. в 10<sup>00</sup> часов на заседании диссертационного совета Д 212.242.07 при ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.» по адресу: 410054, г. Саратов, ул. Политехническая, д. 77, корп. 1, ауд. 1/319.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.».

Автореферат разослан «\_\_\_» октября 2013 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
кандидат технических наук, профессор



Ларин Е. А.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы** Одним из перспективных направлений повышения маневренности и надежности энергоблоков атомных станций является комбинирование схем АЭС и ГТУ. Энергокомплекс на базе АЭС и ГТУ позволяет вырабатывать дополнительную пиковую мощность при высокой экономичности работы турбоустановок АЭС и ГТУ без изменения тепловой мощности реакторной установки. Комбинирование схем обеспечивает возможность участия АЭС в регулировании неравномерностей суточного графика нагрузки, а также в первичном и противоаварийном регулировании частоты в энергосистемах. Однако такой энергокомплекс неэффективен в бездефицитные периоды, так как требуются останов ГТУ и разгрузка реакторной установки АЭС, особенно в часы ночного провала графика нагрузки.

Недостатком такой комбинированной схемы является также невозможность автономной работы ГТУ без резервного источника утилизации теплоты уходящих газов. Эти проблемы могут быть частично или полностью исключены, если в состав энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ включить систему аккумуляторов энергии.

**Целью исследования** является повышение системной эффективности энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов фазового перехода.

В соответствии с целью определены основные **задачи исследования**:

1. Разработка и обоснование перспективных новых комбинированных схем АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов теплоты.
2. Разработка методики и расчетной блок-схемы термодинамического и схемно-параметрического анализа энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией.
3. Разработка критериев оценки эффективности энергокомплексов на базе АЭС и ГТУ с аккумуляцией энергии в условиях энергосистем с растущей долей АЭС.
4. Разработка экономико-энергетической модели анализа энергокомплексов на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией.
5. Расчетная оценка конкурентоспособности энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией с учетом неравномерности графиков электрических нагрузок и динамики ценовых показателей.

**Научная новизна диссертации** заключается в следующем:

1. Разработана приоритетная схема энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов фазового перехода, обеспечивающая повышение технико-экономической эффективности.
2. Разработана методика и расчетная блок-схема термодинамического и схемно-параметрического анализа энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией.
3. Разработана методика оценки технико-экономической эффективности энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов фазово-

го перехода в условиях суточной и недельной неравномерностей графика электрических нагрузок.

4. Определены показатели конкурентоспособности энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией для ступенчатого суточного графика электрических нагрузок в сравнении с альтернативным энергоисточником.

**Практическая ценность** результатов диссертационной работы следует из актуальности проблемы.

Разработанная приоритетная схема энергоблока на базе АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов фазового перехода (САФП) запатентована (Пат. №2489574 РФ) и является одним из способов решения задачи повышения мощности и маневренности энергоблоков АЭС. Для принятых схемных вариантов проведено обоснование способов зарядки и разрядки аккумуляторов теплоты.

Разработана методика термодинамического и схемно-параметрического анализа энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией.

Разработана методика оценки технико-экономической эффективности энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов фазового перехода в условиях суточной и недельной неравномерностей графика электрических нагрузок.

Проведена оценка конкурентоспособности энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией для ступенчатого суточного графика электрических нагрузок и динамики ценовых показателей в сравнении с альтернативным энергоисточником.

Полученные результаты могут быть учтены в дальнейших исследованиях по эффективности энергокомплексов на базе АЭС, вводимых в энергосистемах с растущей долей АЭС.

Разработанные комбинированная схема на базе АЭС и ГТУ с САФП и методика термодинамического и схемно-параметрического анализа данного энергокомплекса могут использоваться в учебном процессе, аспирантами в НИР, студентами в дипломном проектировании, бакалаврами и магистрами в выпускных квалификационных работах.

Основные результаты диссертационной работы вошли в отчёты по научно-исследовательским работам Отдела энергетических проблем Саратовского научного центра РАН и кафедры «Тепловые и атомные электрические станции» Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А., выполненные по повышению мощности и маневренности АЭС в энергосистемах.

#### **На защиту выносятся:**

1. Приоритетная схема и способы эксплуатации энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов фазового перехода.

2. Методика и расчетная блок-схема термодинамического и схемно-параметрического анализа энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией.

3. Методика укрупненной оценки объема теплоаккумулирующих веществ и габаритов системы аккумуляции теплоты для разных условий использования оборудования энергокомплекса.

4. Методика сравнительной оценки технико-экономической эффективности и результаты обоснования конкурентоспособности энергокомплексов на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией и АЭС с ГАЭС в условиях неравномерности графика электрических нагрузок и изменяющихся тарифов на электроэнергию и стоимости ядерного и газового топлив.

**Достоверность результатов и выводов** обеспечивается использованием широко известных и апробированных в теплоэнергетике методик термодинамического энтальпийного расчета влажно-паровых АЭС, энергетических ГТУ и традиционных парогазовых установок, системного технико-экономического анализа эффективности энергокомплексов и корреляцией полученных зависимостей и показателей с результатами работ других авторов.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных семинарах Саратовского научного центра РАН (Саратов, 2011-2013), Международной научной конференции «Математические методы в технике и технологиях» (Саратов, 2011, 2012), Международной научной конференции «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения» (Саратов, 2011, 2012), Международной научной конференции «Молодые ученые за инновации: создавая будущее» (Саратов, 2011), Национальной конференции «Повышение эффективности, надежности и безопасности работы энергетического оборудования ТЭС и АЭС» (Москва, Институт тепловой и атомной энергетики МЭИ, 2012).

**Публикации.** Основное содержание диссертации опубликовано в 12 печатных работах, из них 4 статьи в изданиях по рекомендуемому списку ВАК РФ. Получен патент Российской Федерации на изобретение №2489574.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из списка принятых сокращений, введения, четырех глав, заключения и списка использованной литературы. Общий объем 145 страниц, включая 30 рисунков и 43 таблицы. Список использованной литературы содержит 95 наименований, в том числе 11 иностранных и 21 электронных адресов сайтов сети Интернет.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** рассмотрены проблемы роста атомной энергетики в ОЭС России, обоснована актуальность диссертационной работы, определены объект, цель и задачи исследования, сформулированы научная новизна и практическая ценность диссертационной работы. Приведены методические положения, выносимые на защиту. Перечислены конференции, где проходила апробация материалов, вошедших в диссертацию.

**В первой главе** «Анализ работ, выполненных по теме исследования в России и за рубежом» проведен анализ известных схемно-параметрических решений комбинирования АЭС и ГТУ в России и за рубежом, выявлены их не-

достатки. Рассмотрены перспективные системы аккумулирования энергии. Приведено сопоставление конструкций, характеристик и параметров тепловых аккумуляторов и свойств аккумулирующих сред.

Вопросами повышения маневренности и мощности паротурбинной установки, в частности ПТУ АЭС, за счет пристройки газового цикла или аккумуляции теплоты занимались многие отечественные и зарубежные авторы. Так значительный вклад в исследование парогазовых установок и оптимизацию их параметров внесли Ольховский Г.Г., Цанев С.В., Буров В.Д., Трухний А.Д., Рыжкин В.Я., Аминов Р.З., Циклаури Дж. В., Дурст Б.М. и др.). Работы по исследованию систем аккумулирования тепловой энергии опубликованы отечественными авторами: Онищенко В. Я, Чаховский В.М., Сопленков К.И. Левенберг В.Д и др. Огромный научный вклад в исследования систем сохранения энергии внесли зарубежные организации Electric Power Research Institute (EPRI), European Parliament's committee on Industry, Research and Energy (ITRE), Beacon Power и др.

Анализ выполненных работ по использованию комбинирования влажно-паровых турбин и ГТУ выявил задачу повышения эффективности прохождения такой установкой провалов графиков нагрузки и необходимость резервного (непроектного) источника утилизации тепла уходящих газов ГТ. Одним из решений этой задачи является включение в энергокомплекс на базе АЭС и ГТУ системы аккумуляторов тепловой энергии.

**Во второй главе** «Разработка методик термодинамического и схемно-параметрического анализа энергокомплексов на основе комбинирования энергоблоков АЭС с ВВЭР и ГТУ» приводится обоснование разработанной перспективной схемы комбинирования АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов фазового перехода. На основе анализа известных схемно-параметрических решений комбинирования влажно-паровой АЭС и ГТУ предложена схема энергокомплекса на базе АЭС с системой аккумуляторов фазового перехода (рис.1). Разработанная схема защищена патентом на изобретение «Парогазовая установка на базе АЭС» (Пат. 2489574 РФ от 10.08.2013).

Предложенная схема энергокомплекса содержит турбоустановку блока АЭС с ВВЭР-1000 и две ГТУ мощностью по 180 МВт - ГТЭ-180 (разработчики ОАО ЛМЗ, ОАО «Авиадвигатель», Пермь и ОАО ВТИ). При этом повышение мощности АЭС возможно за счет перегрева свежего пара перед ЦВД на 5-25 °С, вытеснения паропарового перегрева и подогрева питательной воды в ПВД, а также дополнительного перегрева промежуточного пара перед ЦНД на 10-45 °С выше расчетного с помощью системы аккумуляторов фазового перехода (САФП). Вытеснение регенеративного подогрева в ПВД также возможно и безаккумуляторным путем в газопаровом подогревателе (ГВП).

Предложены способы использования аккумулированной теплоты САФП в паротурбинном цикле в пиковый период:

**А** - обеспечение легкого перегрева свежего пара перед ЦВД;

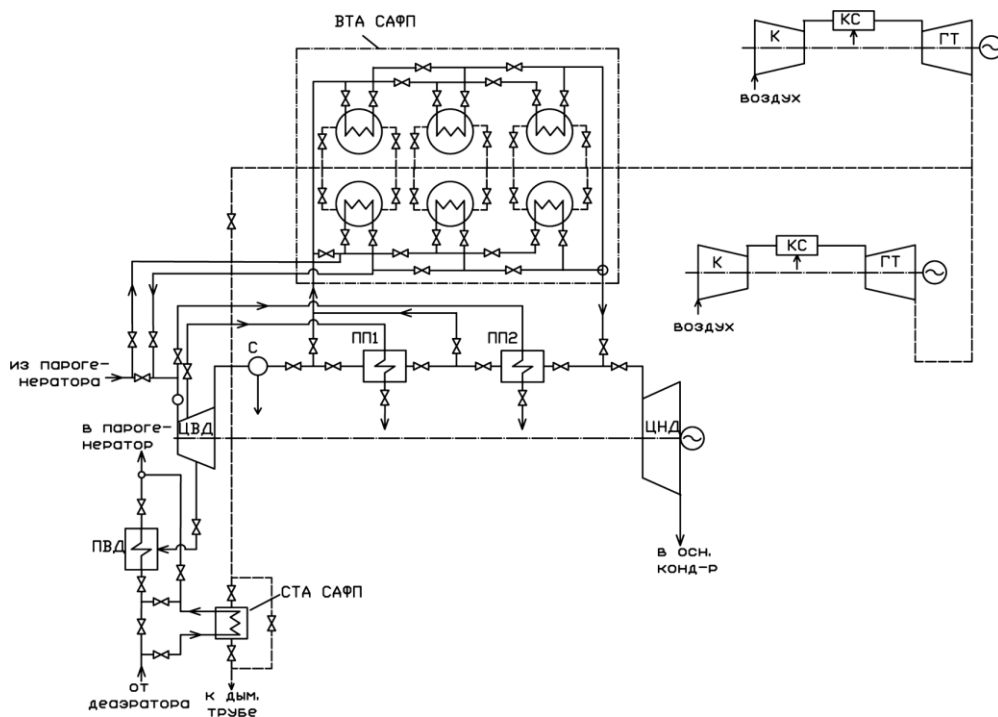


Рис. 1. Схема парогазовой установки на базе АЭС с системой аккумулирования фазового перехода (Пат. 2489574)

**В** - дополнительный перегрев промежуточного пара перед ЦНД выше проектного, но ниже уровня, требующего создания новой турбоустановки, т.е. не более чем на  $30 \div 35$  °С;

**С** - частичное или полное вытеснение паропарового перегрева промежуточного пара с дополнительным его перегревом перед ЦНД выше проектного;

**Д** - комбинирование способов А и В;

**Е** - комбинирование способов А и С;

**Ф** - комбинирование способа А с вытеснением промежуточного паропарового перегрева;

**А-FG** – комбинирование способов А-Ф с частичным или полным замещением регенеративного подогрева в ПВД.

Разработана методика расчета эффективности предложенного энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с САФП (далее энергокомплекс), по которой составлена расчетная блок-схема (рис. 2).

Проведена оценка эффективности ГТЭ-180 в составе энергокомплекса в зависимости от температуры наружного воздуха (табл. 1). Анализ результатов показал, что в зимние режимы при низких отрицательных температурах наружного воздуха потенциал теплоты уходящих газов ГТУ не обеспечивает потребную зарядку САФП. Для поднятия температуры уходящих газов до необходимого уровня предложено использование дожигавшего устройства. При расчете турбоустановки АЭС учтены: расходы пара, начальные давления и сухость, конечные недогревы по ступеням промперегрева и сухость пара за сепарационной частью СПП, давления в отборах, в конденсаторе и ряд других характеристик.

Таблица 1

Основные расчетные характеристики ГТУ

Параметры	Значение параметра при температуре наружного воздуха		
	-30	+15	+30
Температура уходящих газов $t_{\text{ух.г.}}$ , °C	522,5	544,7	555
Расход уходящих газов, $G_{\text{ух.г.}}$ , кг/с	620	602,6	590
Электрическая мощность ГТУ $N_3$ , МВт	219	180	163
Электрический КПД ГТУ $\eta_{\text{ГТУ}}$ , %	0,379	35,2	33,5

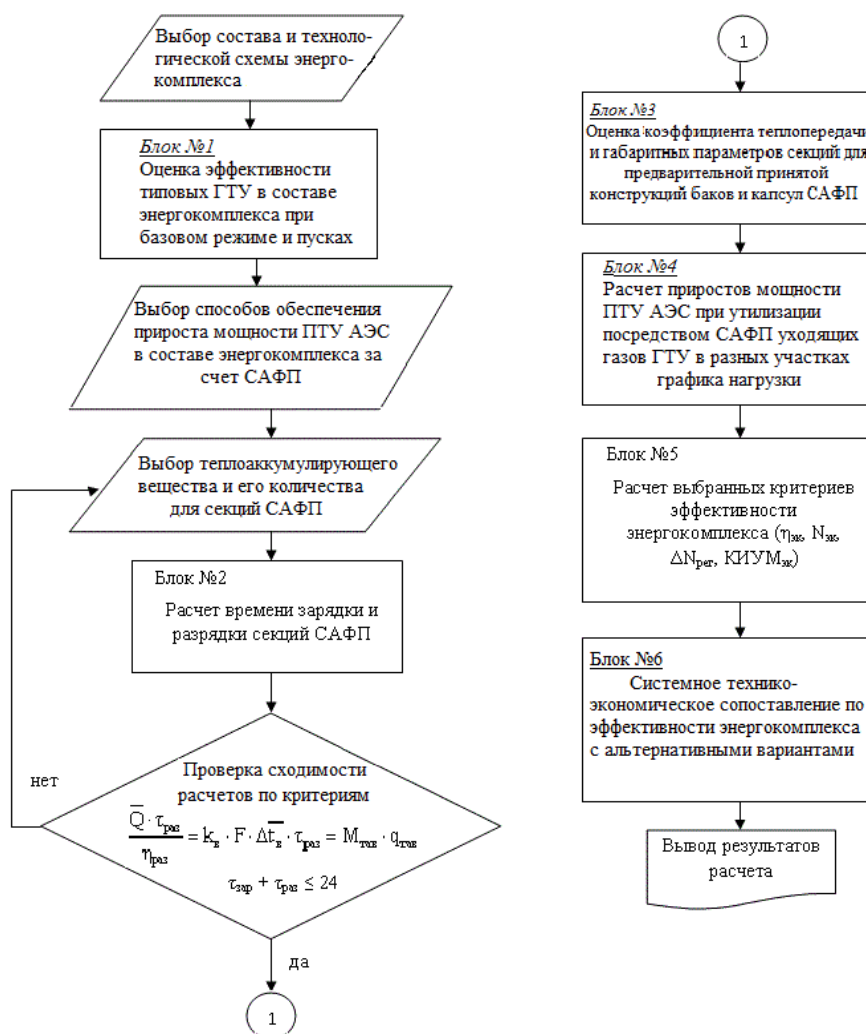


Рис. 2. Расчетная блок-схема оценки эффективности энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с САФП

Разработана формула обобщенного КПД энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией, включающая сумму всех приростов удельной работы в сравнении с расчетным номинальным значением в цикле ПТУ АЭС, обеспечиваемых порознь или совместно в разных сочетаниях принятыми способами утилизации теплоты отработавших газов ГТУ.

$$\eta_{\text{эк}} = \frac{I_{\Gamma} + d_{\text{п}} \cdot I_{\text{п}} + \Delta I_{\text{п}}^{\text{пер}} + \Delta I_{\text{спп}}^{\text{пер}} + \Delta I_{\text{отб}}^{\text{пвд}}}{q_{\Gamma} + d_{\text{п}} \cdot q_{\text{п}}}, \quad (1)$$



где  $l_r$  – удельная работа ГТУ, кДж/кг;  $d_n = D_0 / G_r$  – отношение базовых расходов рабочих тел в паровой и газовой турбинах;  $l_n$  – удельная работа ПТУ на расчетном номинальном режиме, кДж/кг;  $\Delta l_n^{\text{пер}}$  – прирост удельной работы ПТУ при перегреве свежего пара, кДж/кг;  $\Delta l_{\text{спп}}^{\text{пер}}$  – прирост удельной работы ПТУ при вытеснении ступеней СПП и перегреве пара СПП, кДж/кг;  $\Delta l_{\text{отб}}^{\text{пвд}}$  – прирост удельной работы ПТУ при вытеснении ПВД, кДж/кг;  $q_r$  – подводимая теплота в камере сгорания ГТ, кДж/кг;  $q_n$  – подводимая от реакторной установки теплота к паровой турбине, кДж/кг.

Результаты расчета приростов мощности на АЭС в составе энергокомплекса и КПД всего энергокомплекса приведены в табл. 2.

Таблица 2

Изменение прироста пиковой мощности  $\Delta N_{\text{пик}}$  на АЭС и  $\eta_{\text{ЭК}}$  энергокомплекса АЭС+ГТУ+САФП в вариантах его эксплуатации

Способы работы САФП		А	В	С	Д	Е	Ф
Без замещения ПВД	$\Delta N_{\text{пик}}$ , МВт	18,2÷73,5	10,4÷52,5	37,1÷126,7	28,7÷132,8	127÷222,6	72,9÷125,4
	$\eta_{\text{ЭК}}$ , %	36,15÷37,29	36÷36,87	36,53÷38,4	36,37÷38,54	38,41÷40,4	37,28÷39,21
С замещением ПВД (G)	$\Delta N_{\text{пик}}$ , МВт	35,2÷107,8	35,2÷86,6	80,2÷178,1	63,7÷163,4	172,4÷261,7	125,5÷202,1
	$\eta_{\text{ЭК}}$ , %	36,5÷38	36,5÷37,58	37,44÷39,48	37,1÷39,17	39,36÷41,22	38,3÷39,98

Наиболее полный эффект комбинирования АЭС и ГТУ обеспечивается совместным использованием всех способов утилизации теплоты уходящих газов газовой турбины, включая замещение регенеративного подогрева питательной воды в ПВД (варианты А-FG). Разработана методика оценки эффективности вытеснения ПВД в схеме энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ, которая является общей для случаев частичной или полной компенсации подогрева питательной воды как в газодводяном подогревателе (ГВП), так и в аккумуляторах фазового перехода (АФП).

В диапазоне изменения температуры наружного воздуха от -30 до +30 °С для принятых способов эксплуатации энергокомплекса его КПД изменяется от 35,1 до 42,15 % и мощность – от 1336 до 1700 МВт.

Рассмотрено два способа покрытия недельного графика нагрузки энергокомплексом ГТУ+АЭС+САФП. При первом способе *a* в рабочие дни недели для более глубокого снижения нагрузки комплекса в провальный период предполагается останов обеих ГТУ (рис. 3). САФП поделена на две одинаковые по объему секции ВТА, одна из которых (ВТА-1) к началу провала графика нагрузки полностью заряжена от ГТУ, и одну секцию СТА, которая заряжается в бездефицитный период  $\tau_{\text{пр}}$  от энергоблока АЭС. Реактор АЭС в течение суток работает на номинальном режиме. Зарядка СТА осуществляется свежим паром с  $t_0 = 275$  °С, образовавшийся конденсат сбрасывают в линию питательной воды.

К началу пикового периода графика нагрузки секция СТА полностью заряжена. В первую пиковую ступень графика нагрузки  $\tau_{\text{пик1}}$  для прироста

мощности АЭС вытесняется регенеративный подогрев в верхнем ПВД только за счет секции СТА. Зарядка второй высокотемпературной секции (ВТА-2) начинается со включением обеих газотурбинных установок на время  $\tau_{\text{пик}2} = 24 - \tau_{\text{пр}} - \tau_{\text{пик}1}$ . Уходящие газы после высокотемпературных аккумуляторов дополнительно утилизируются в газоводяном подогревателе (ГВП), который вытесняет регенеративный подогрев в верхнем ПВД паротурбинной установки АЭС. В период максимального спроса электроэнергии  $\tau_{\text{max}}$  разряжают первую секцию ВТА. Время  $\tau_{\text{max}}$  зависит от способа использования аккумулированной теплоты одной из секций ВТА САФП в паротурбинном цикле.

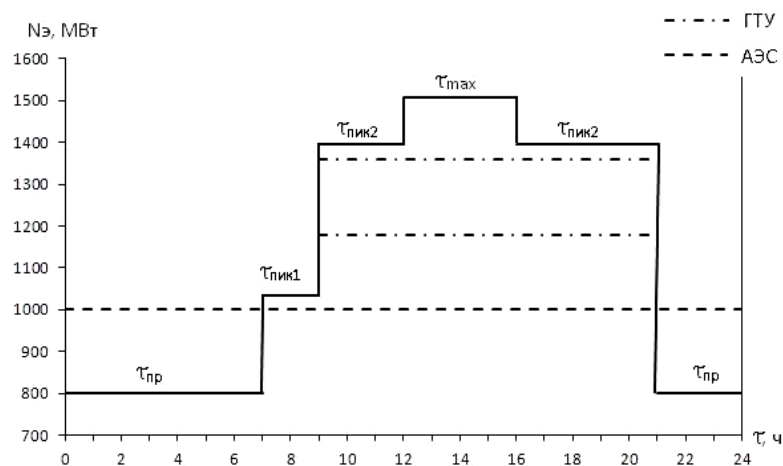


Рис. 3. Покрываемый энергокомплексом график нагрузки электроэнергии в рабочие дни (пн.-чт.) по способу *a*)

После прохождения пика нагрузки в пятницу обе ГТУ отключают на выходные дни, одна секция ВТА САФП заряжена, другая – разряжена. Реактор АЭС, как и ранее, работает на номинальной тепловой мощности. Зарядка секции СТА системы аккумуляторов осуществляется в провал графика нагрузки с воскресенья на понедельник (рис. 5*a*).

При втором способе *б* покрытия недельного графика нагрузки энергокомплексом в рабочие дни в период провала нагрузки в работе остается только одна ГТУ из двух (рис. 4). САФП так же как и в способе *a* поделена на две секции ВТА, одна из которых на момент прохождения провала графика нагрузки уже полностью заряжена. Половина второй секции аккумуляторов заряжается, утилизируя тепло уходящих газов работающей ГТУ. Некоторое повышение КИУМ и КПД ПТУ АЭС в составе энергокомплекса в бездефицитный период возможно частичным вытеснением регенеративного подогрева в верхнем ПВД за счет газоводяного подогревателя.

В пиковый период предполагается работа обеих ГТУ, при этом тепло уходящих газов утилизируется путем зарядки второй половины секции ВТА. Теплота уходящих газов после высокотемпературных аккумуляторов дополнительно утилизируется в газоводяном подогревателе. В период максимального спроса электроэнергии  $\tau_{\text{max}}$  разряжают первую секцию ВТА.

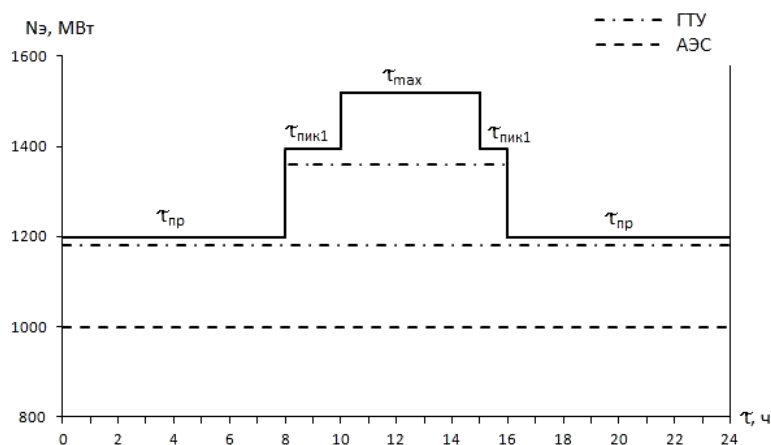


Рис. 4. Покрываемый энергокомплексом график нагрузки электроэнергии в рабочие дни (пн.-чт.) по способу б)

После прохождения пика нагрузки в пятницу обе ГТУ отключают на выходные дни, одна секция САФП заряжена, другая – разряжена, реактор АЭС работает на номинальной тепловой мощности. Одну ГТУ включают с воскресенья на понедельник, используя теплоту уходящих газов для подзарядки ранее заряженной секции САФП, а также для зарядки другой секции (рис. 5б).

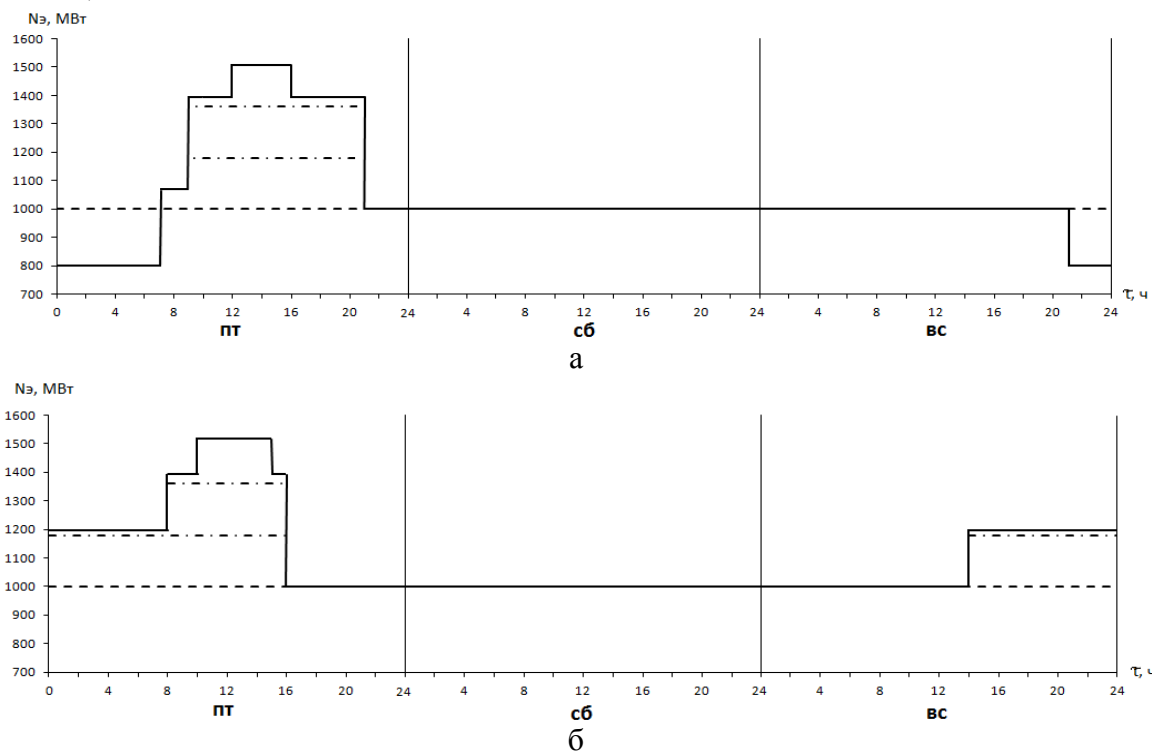


Рис. 5. Покрываемые энергокомплексом графики нагрузок в предвыходной (пятница) и выходные дни для способов а) и б)

В результате анализа расчетов эффективности по предложенной методике были выбраны массы теплоаккумулирующего вещества (ТАВ): для способа покрытия графиков нагрузки а) обе секции ВТА по 3750 т и СТА – 1782,6 т, а для способа б) – секции ВТА по 5000 т.

Параметры эффективности энергокомплекса  
на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией

Наименование	Обозначение	Способы покрытия графика нагрузки	
		а	б
Регулировочный диапазон, $\Delta N_{\text{рег}}$	МВт	697,8	519,3
КИУМ <sub>эк</sub> недельный	-	0,85035	0,889
КПД энергокомплекса $\eta_{\text{эк}}$ , осредненный за период:			
пн.-чт.	-	0,3563	0,3708
пт.	-	0,3569	0,3628
сб.	-	0,3415	0,3415
вс.	-	0,3410	0,3516
неделя в целом	-	0,3521	0,3627
Удельный расход условного топлива энергокомплекса $b_{\text{эк}}$ , осредненный за период:			
пн.-чт.	кг у.т/(кВт·ч)	0,3459	0,3324
пт.	кг у.т/(кВт·ч)	0,3454	0,3398
сб.	кг у.т/(кВт·ч)	0,3609	0,3609
вс.	кг у.т/(кВт·ч)	0,3614	0,3506
неделя в целом	кг у.т/(кВт·ч)	0,3500	0,3398
Среднегодовой уд. расход условного топлива энергокомплекса, $b_{\text{ср.эк}}$	кг у.т/(кВт·ч)	0,3499	0,3419

В третьей главе «Разработка методики оценки технико-экономических показателей энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с аккумуляцией теплоты» разработана экономико-энергетическая модель развития энергосистем вводом энергокомплексов АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов фазового перехода. Выявлены и обоснованы факторы, влияющие на конкурентоспособность энергокомплекса. Проведена оценка его технико-экономической эффективности в условиях покрытия недельной неравномерности графика электрических нагрузок и динамики ценовых показателей.

В процессе расчета показателей эффективности сравниваемых вариантов а и б) (табл. 4) учтено влияние:

- изменения стоимости топлива и тарифов на отпускаемую электрическую энергию в течение расчетного периода;
- горизонта расчета, состоящего из общего срока сооружения и службы объекта.

Удельные капиталовложения в энергоустановки энергокомплекса определены по формуле

$$K_{\text{уд}}^{\text{эк}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{аэс}} \cdot K_{\text{уд}}^{\text{аэс}} + N_{\text{уст}}^{\text{гту}} \cdot K_{\text{уд}}^{\text{гту}}}{N_{\text{уст}}^{\text{аэс}} + N_{\text{уст}}^{\text{гту}}}, \quad (1)$$

где  $K_{\text{уд}}^{\text{гту}}$ ,  $K_{\text{уд}}^{\text{аэс}}$  – удельные капитальные вложения в ГТУ и АЭС.

Дополнительно учтены  $K_{уд}^{вта}$  – удельные капвложения в высокотемпературную секцию САФП;  $K_{уд}^{ста+гвп}$  – среднетемпературную секцию САФП и в газовой подогревателе.

Таблица 4

Показатели общей эффективности энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с САФП и энергоустановок, входящих в него

Наименование	Способы работы покрытия графиков нагрузки энергокомплексом					
	а			б		
Энергоустановка	ГТУ	АЭС	ЭК	ГТУ	АЭС	ЭК
КИУМ годовой	0,3425	0,9857	0,8154	0,462	0,9929	0,8524
Уд. расход условного топлива на выработку ээ, кг у.т./кВт·ч	0,349	0,296	0,3500	0,3494	0,2933	0,3398
Число часов использования установленной мощности, ч/год	3000	8635	7143	4047	8698	7467
Выработка ээ, кВт·ч/год	1080000	8155900	9235900	1458000	8697685	10155685
Отпуск ээ с шин, кВт·ч/год	1036800	7699170	8735970	1399680	8210615	9610295

Приведены результаты расчетов технико-экономических показателей при разных темпах роста стоимости газа и ядерного горючего и тарифов на электроэнергию (табл. 5, 6).

Таблица 5

Показатели эффективности энергокомплекса при средних темпах роста ценовых показателей\*

Наименование	Значения для способа покрытия графика нагрузки а			Значения для способа покрытия графика нагрузки б		
	2500	3000	4000	2500	3000	4000
Уд. капиталовложения в энергокомплекс, долл./кВт	2500	3000	4000	2500	3000	4000
ЧДД, млн. руб.	148861	127832	85784	158670	137990	93384
Индекс доходности	2,64	2,1	1,5	3,0	2,5	1,8
Срок окупаемости, лет	18,1	21,1	28,2	17,4	20,2	27,5

\* темпы роста: 8% на тарифы отпускаемой электроэнергии, 5% и 8% на стоимость ядерного топлива и природного газа

Таблица 6

Показатели эффективности энергокомплекса  
при средних темпах роста ценовых показателей\*\*

Наименование	Значения для способа покрытия графика нагрузки <i>a</i>			Значения для способа покрытия графика нагрузки <i>б</i>		
	2500	3000	4000	2500	3000	4000
Уд. капиталовложения в энергокомплекс, долл./кВт	273513	252630	210582	306200	285520	240915
ЧДД, млн. руб.	4,06	3,34	2,44	4,91	4,05	2,9
Срок окупаемости, лет	16	18,2	22,6	15,1	17,1	21,3

\*\*темпы роста: 10% на тарифы отпускаемой электроэнергии, 7% и 10% на стоимость ядерного топлива и природного газа

**В четвертой главе** «Системная эффективность энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с аккумуляторами фазового перехода» показаны условия его конкурентоспособности в сравнении с альтернативными энергоисточниками.

Энергетическая сопоставимость вариантов достигается из условий совпадения во времени и по обеспечиваемой величине заданных ступеней изменения мощности включением (выключением) отдельных секций САФП и отдельных групп гидротурбин с выдачей части мощности АЭС (параллельно с зарядкой ГАЭС) в промышленную сеть (рис. 6).

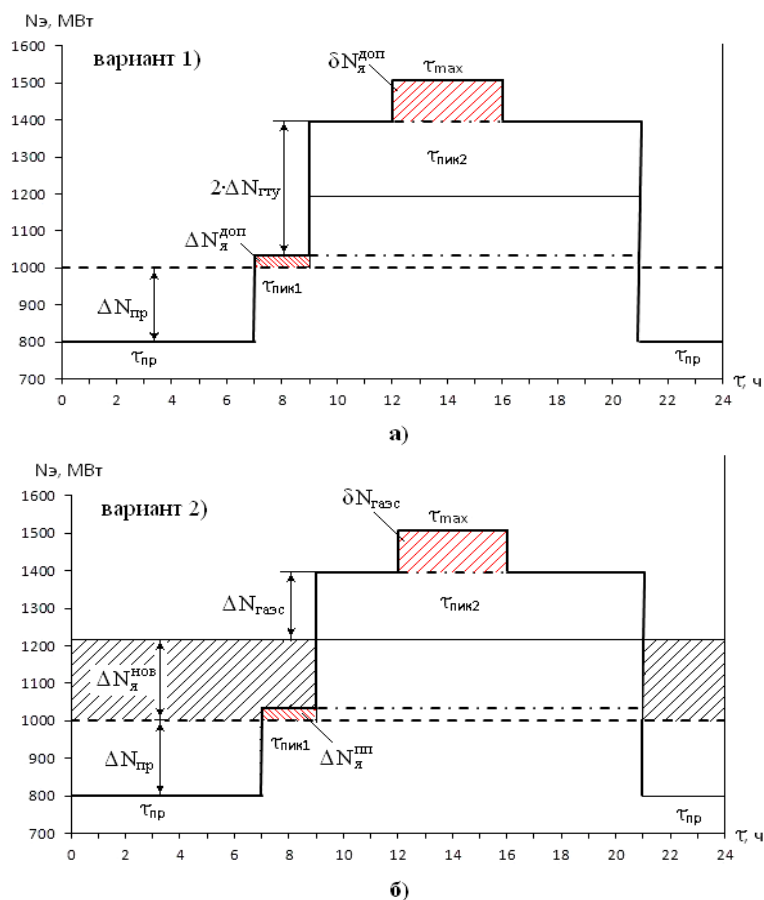


Рис. 6. Пример альтернативного покрытия многоступенчатого графика нагрузки энергокомплексами *a)* АЭС и ГТУ с САФП и *б)* АЭС и ГАЭС

На рис. 6:  $\Delta N_{я}^{доп}$  – дополнительно получаемая на турбоустановке блока АЭС мощность при вытеснении греющего потока пара в верхнем ПВД, МВт;  $\delta N_{я}^{доп}$  – дополнительно получаемая на турбоустановке блока АЭС мощность при вытеснении греющих потоков пара в СПП, легком перегреве свежего пара или других схемах утилизации тепла уходящих газов ГТУ, посредством их предварительной аккумуляции в САФП, МВт;  $\Delta N_{я}^{нов}$  – вновь вводимая (потребная замещаемая) мощность АЭС, требуемая для зарядки ГАЭС (при сопоставлении вариантов покрытия суточных графиков нагрузки различной конфигурации в расчетных экспериментах), МВт;  $\Delta N_{я}^{шт}$  – часть вновь вводимой мощности АЭС, направленная на покрытие полупика, МВт;  $\Delta N_{гаэс}$ ,  $\delta N_{гаэс}$  – постепенное включение отдельных групп гидротурбин для покрытия ступеней суточного графика нагрузки, МВт;  $\tau_{пр}$ ,  $\tau_{пик1}$ ,  $\tau_{пик2}$ ,  $\tau_{max}$  – время провала, полупика, пика и максимального пика суточного графика нагрузки, ч.

Разработана методика оценки и получены результаты сопоставления по эффективности предлагаемых вариантов энергокомплексов АЭС и ГТУ и АЭС с ГАЭС с учетом: замещения нового сооружения АЭС (под зарядку ГАЭС); потерь в процессе зарядки-разрядки; диапазона отпускных тарифов на электроэнергию; ценовых характеристик сооружения ГАЭС и новых АЭС.

В результате расчетов по разработанной методике сопоставления для способа *a* покрытия графиков нагрузки энергокомплексом с одной стороны и АЭС с ГАЭС с другой получено, что  $\Delta N_{гаэс} = 183,6$  МВт,  $\Delta N_{я}^{нов} = 211,6$  МВт.

По полученным данным и графику нагрузки (рис. 7) проведен расчет технико-экономических показателей энергокомплекса АЭС+ГАЭС. В табл. 7 представлены результаты оценки сопоставления конкурентоспособности предлагаемых вариантов энергокомплекса АЭС и ГТУ и АЭС с ГАЭС.

Таблица 7

Сравнение технико-экономических показателей эффективности покрытия графиков нагрузки энергокомплексами\*

Наименование	АЭС+ГТУ+САФП			АЭС+ГАЭС		
	2500	3000	4000	2500	3000	4000
Уд. капиталовложения в энергокомплекс, долл./кВт						
Годовой отпуск электроэнергии энергокомплексом, млрд. кВт·ч	8,736			8,732		
Погрешность баланса отпуска электроэнергии с шин энергокомплекса, %	—			0,046		
ЧДД, млн. руб.	148861	127832	85784	21805	7253	-8854
Индекс доходности	2,64	2,1	1,5	2,21	1,73	1,36
Срок окупаемости $T_{ок}$ , лет	18,1	21,1	28,2	26,6	36,3	более 45

\* расчет проведен для среднего темпа роста ценовых показателей (см. табл. 5)

Разработана методика и получены результаты сравнения эффективности регулирования нагрузки графика энергокомплексом АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией и типовыми энергоблоками АЭС ( $n_{бл}$ ). Экономия топлива в условном эквиваленте при прохождении провала графика путем раз-

грузки энергокомплекса с замещением снижения мощности типовых энергоблоков АЭС:

$$\Delta B_{\text{пр}} = \Delta B_{\text{эк}}^{\text{б-пр}} + \Delta B_{\text{б}}^{\text{догр}} \quad (2)$$

$$\Delta B_{\text{эк}}^{\text{б-пр}} = \tau_{\text{пр}} \cdot N_{\text{эк}}^{\text{б}} \cdot \left[ b_{\text{эк}}^{\text{б}} - 1 - \bar{N}_{\text{пр}} \cdot b_{\text{эк}}^{\text{пр}} \right] + n_{\text{бл}} \cdot N_0^{\text{аэс}} \cdot \left[ \bar{N}_{\text{аэс}}^{\text{пр}} \cdot b_{\text{аэс}}^{\text{пр}} - \bar{N}_{\text{аэс}}^{\text{б}} \cdot b_{\text{аэс}}^{\text{б}} \right]$$

при условии заданной «провальной» мощности графика нагрузок

$$\bar{N}_{\text{пр}} \cdot N_{\text{эк}}^{\text{б}} = n_{\text{бл}} \cdot N_0^{\text{аэс}} \cdot \left[ \bar{N}_{\text{аэс}}^{\text{пр}} - \bar{N}_{\text{аэс}}^{\text{б}} \right]$$

где  $\Delta B_{\text{эк}}^{\text{б-пр}}$  – изменение расхода топлива энергокомплекса при переходе с базового на «провальный» режим кг у.т/сут;  $\Delta B_{\text{б}}^{\text{догр}}$  – изменение расхода топлива АЭС при догрузке энергоблока в «провальный» период потребительского графика нагрузок, кг у.т/сут;  $N_0^{\text{аэс}}$  – установленная единичная мощность энергоблока АЭС, кВт;  $\bar{N}_{\text{аэс}}^{\text{пр}}$ ,  $\bar{N}_{\text{аэс}}^{\text{б}}$  – относительные мощности энергоблока АЭС при его разгрузке и догрузке, кВт;  $b_{\text{аэс}}^{\text{пр}}$ ,  $b_{\text{аэс}}^{\text{б}}$  – условные расходы топлива (в условном эквиваленте) при разгрузке и догрузке энергоблока АЭС, кг у.т/(кВт·ч).

При обеспечиваемом базовом режиме АЭС в течение  $\tau_{\text{б}}$  экономия топлива достигается за счет более высоких КПД энергокомплекса в сравнении с выработкой по неизменному заданному графику за тот же период на обычных (типовых) энергоблоках 1000 МВт с ВВЭР-1000 с показателем  $b_{\text{аэс}}^{\text{пр}}$ . Поэтому

$$\Delta B_{\text{б}} = \tau_{\text{б}} \cdot N_{\text{эк}}^{\text{б}} \cdot b_{\text{аэс}}^{\text{б}} - b_{\text{эк}}^{\text{б}} \quad (3)$$

Для суммарного эффекта необходимо найти средневзвешенные стоимости топлива (газа и ядерного горючего) в зависимости от соотношений их расходов при работе на ступенях регулировочного диапазона:  $\Pi_{\text{эк}}^{\text{б}}$ ,  $\Pi_{\text{эк}}^{\text{пр}}$ ,  $\Pi_{\text{эк}}^{\text{ст},i}$ . Для каждой из двух промежуточных ступеней графика, а также для провального и базового уровней нагрузки средневзвешенные значения определены аддитивно:

$$\Pi_{\text{эк}} = \frac{b_{\text{эк}}^{\text{гту}} \cdot \Pi_{\text{г}} \cdot N_{\text{эк}}^{\text{гту}} + b_{\text{эк}}^{\text{аэс}} \cdot \Pi_{\text{я}} \cdot N_{\text{эк}}^{\text{аэс}}}{N_{\text{эк}} \cdot b_{\text{эк}}} \quad (4)$$

Эффект от введения энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с САФП определяется

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}^{\Sigma} = \Delta B_{\text{пр}} \cdot \Pi_{\text{эк}}^{\text{пр}} + \Delta B_{\text{б}} \cdot \Pi_{\text{эк}}^{\text{б}} + \sum_{i=1}^n \Delta B_{\text{ст},i} \cdot \Pi_{\text{эк}}^{\text{ст},i} \quad (5)$$

где  $i$  – количество покрываемых промежуточных ступеней графика нагрузки ( $i=2$ );  $\Delta B_{\text{ст},i}$  – экономия топлива при прохождении промежуточных ступеней графика (по формуле (3)).



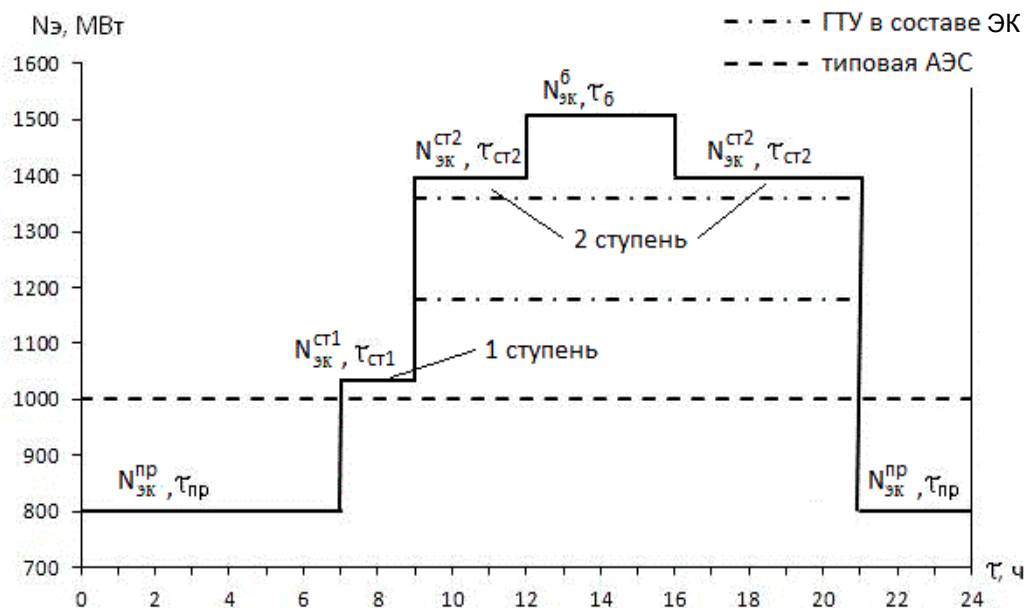


Рис. 7. Покрытие графика нагрузки рабочих суток энергокомплексом и типовыми энергоблоками АЭС

Расчетная экономия топлива и исходные данные для обоснования приведены в табл. 8.

Таблица 8

Обоснование расчетной экономии ввода энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с САФП в энергосистемы с высокой долей АЭС

Наименование	Значения	
Принятая базовая (максимальная) мощность энергокомплекса $N_{ЭК}^б$ , МВт	1506,4	
Относительная мощность энергокомплекса при его разгрузке до принятого «провального» (минимального) уровня 808,6 МВт, $\bar{N}_{пр}$	0,537	
Относительная мощность энергокомплекса при его разгрузке до промежуточных ступеней мощности 1035,2 и 1395,2 МВт, $\bar{N}_{ст,i}$	0,687	0,926
Суточная длительность базовой нагрузки $\tau_б$ , ч	4	
Суточная длительность «провальной» нагрузки $\tau_{пр}$ , ч	10	
Суточная длительность нагрузки промежуточных ступеней $\tau_{ст,i}$ , ч	2	8
Удельный расход топлива на базовой нагрузке энергокомплекса $b_{ЭК}^б$ , кг у.т/(кВт·ч)	0,317	
Удельный расход топлива на «провальной» нагрузке энергокомплекса $b_{ЭК}^{пр}$ , кг у.т/(кВт·ч)	0,365	
Удельный расход топлива на покрываемых промежуточных ступенях нагрузки энергокомплекса $b_{ЭК}^{ст,i}$ , кг у.т/(кВт·ч)	0,348	0,337
Установленная единичная мощность энергоблока АЭС $N_0^{аэс}$ , МВт	1000	
Относительная (допустимая) мощность типового энергоблока АЭС при его предельной разгрузке $\bar{N}_{аэс}^{пр}$ , МВт	0,80	
Относительная мощность типового энергоблока АЭС при его догрузке до номинальной мощности $\bar{N}_{аэс}^б$ , МВт	1,0	
Количество типовых энергоблоков АЭС условно участвующих в разгрузке $n_{бл}$ , шт.	3,49	

Наименование	Значения	
Удельный расход топлива при разгрузке до $\bar{N}_{\text{аэс}}^{\text{пр}} = 0,8$ типового энергоблока АЭС $b_{\text{аэс}}^{\text{пр}}$ , кг у.т/(кВт·ч)	0,3727	
Удельный расход топлива при догрузке типового энергоблока АЭС $b_{\text{аэс}}^{\text{б}}$ , кг у.т/(кВт·ч)	0,3618	
Экономия топлива при разгрузке энергокомплекса и догрузке типовых энергоблоков АЭС $\Delta V_{\text{пр}}$ , кг у.т/сут	8064	
Экономия топлива энергокомплекса при работе в базовом режиме $\Delta V_{\text{б}}$ , кг у.т/сут	270658	
Экономия топлива энергокомплекса в часы прохождения промежуточных ступеней нагрузки $\Delta V_{\text{ст.и}}$ , кг у.т/сут	74516	430393
Коэффициент дисконтирования, $E_{\text{д}}$ , отн. ед.	0,1	
Осредненная эквивалентная стоимость ядерного топлива $\text{Ц}_{\text{я}}$ , руб./кг у.т	1,5	
Осредненная эквивалентная стоимость газа $\text{Ц}_{\text{г}}$ , руб./кг у.т	6,0	
Средневзвешенная эквивалентная стоимость топлива энергокомплекса для работы в провальной нагрузке $\text{Ц}_{\text{эк}}^{\text{пр}}$ , руб./кг у.т	1,5	
Осредненная эквивалентная стоимость топлива энергокомплекса для работы в базовой нагрузке $\text{Ц}_{\text{эк}}^{\text{б}}$ , руб./кг у.т	2,88	
Средневзвешенная эквивалентная стоимость топлива энергокомплекса для прохождения ступеней нагрузки $\text{Ц}_{\text{эк}}^{\text{ст.и}}$ , руб./кг у.т	1,56	2,758
Экономия топлива от введения энергокомплекса $\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}^{\Sigma}$ , млн. руб./год	422,5	

## ВЫВОДЫ

1. Предложена приоритетная схема энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с системой аккумуляторов теплоты. На схему энергокомплекса с глубокой утилизацией теплоты уходящих газов ГТУ получен патент РФ № 2489574 от 10.08.2013 г.

2. Разработана методика и предложен алгоритм оценки реализуемости и эффективности способов эксплуатации энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией, учитывающий длительности пиковой и провальной частей графиков нагрузки, потребный объем аккумуляции и число остающихся в работе ГТ при прохождении провалов нагрузки. Расчетными экспериментами получена корреляционная связь между числом ГТУ, находящихся в работе, и глубиной утилизации их теплоты уходящих газов, достижимыми КПД и пиковой мощностью всего энергокомплекса при разных вариантах комбинирования.

3. Результаты расчетов по предложенной методике в зависимости от схемы вытеснения паропарового перегрева и степени перегрева пара перед ЦВД и ЦНД паротурбинной установки АЭС следующие: прирост пиковой мощности на АЭС  $10 \div 222$  МВт, а КПД энергокомплекса  $36 \div 40,4$  %.

4. Разработана методика и проведена оценка эффективности вытеснения ПВД в схеме энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с полной компенсацией подогрева за счет теплоты уходящих газов ГТУ. Учтен эффект частичного подогрева питательной воды в корпусе ПВД, отключенного по

греющему пару основного отбора за счёт сброса горячего дренажа второй ступени СПП. Прирост мощности ПТУ АЭС составляет 35,2 МВт.

5. При эксплуатации энергокомплекса с замещением регенеративного подогрева в ПВД в зависимости от схемы вытеснения паропарового перегрева и степени перегрева пара перед ЦВД и ЦНД паротурбинной установки АЭС КПД энергокомплекса составляет  $36,5 \div 41,22$  %, а прирост мощности на АЭС –  $35,2 \div 261$  МВт.

6. Предложены и проанализированы два способа покрытия недельной неравномерности графиков нагрузки данным энергокомплексом. Один из способов с более глубокой разгрузкой энергокомплекса в провальный период времени  $\Delta N_{\text{рег}} = 697,8$  МВт, реализуется при полном останове обеих ГТУ и разгрузке АЭС, путем аккумуляции тепла свежего пара в среднетемпературном аккумуляторе. При этом достигаются осредненные показатели КПД энергокомплекса 35,2 % и его  $\text{КИУМ}_{\text{эк}} = 0,85$ . Другой способ с менее глубокой разгрузкой – 519,3 МВт, может быть реализован без разгрузки ПТУ АЭС и останове только одной ГТУ. При этом КПД энергокомплекса 36,3 %, а его  $\text{КИУМ}_{\text{эк}} = 0,899$ .

7. Выполнено технико-экономическое сопоставление эффективности энергокомплексов на базе АЭС и ГТУ с САФП и АЭС с ГАЭС, учитывающее ввод новой мощности АЭС под зарядку ГАЭС, а вне периода зарядки – для генерации на рынок. Определены основные технико-экономические показатели эффективности энергокомплексов. Так, показано, что в зависимости от способа эксплуатации, капиталовложений и тарифов на электроэнергию и стоимости топлива срок окупаемости составляет от 18,1 до 28,2 лет для исследуемого энергокомплекса, тогда как для АЭС с ГАЭС – от 26,6 и более лет. Эффект экономии топлива от введения маневренного энергокомплекса на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией в связи с более высокой загрузкой типовых АЭС составляет 422,5 млн./руб.

### **Основные положения диссертации опубликованы в следующих печатных работах:**

#### ***Публикации в изданиях, рекомендованных перечнем ВАК РФ***

1. Новикова З.Ю. Повышение эффективности эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 путем модернизации тепловых схем / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталева, А.С. Наумов // Вестник Саратовского государственного технического университета. 2011. №1(54). С. 165-174.

2. Новикова З.Ю. Об эффективности комбинирования ГТУ и АЭС с ВВЭР / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталева // Труды Академэнерго. 2012. № 3. С. 66-75.

3. Новикова З.Ю., Хрусталева В.А. Эффективность вытеснения ПВД в схеме ПГУ на базе АЭС // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2012. №9-10. С. 69-77.

4. Новикова З.Ю. Повышение эффективности ПГУ на базе ГТУ и АЭС с ВВЭР / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталева, А.С. Наумов // Вестник Саратовского государственного технического университета. 2013. №1(69). С. 131-137.

#### ***Патент***

5. Пат. 2489574 РФ, МПК F 01 K 23/10, F 24 H7/00. Парогазовая установка на базе АЭС / Хрусталева В.А., Новикова З.Ю., Наумов А.С.; заявители и патентообладатели Фе-

деральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.» (СГТУ имени Гагарина Ю.А.) –№ 2012101904/06; заявл. 19.01.2012; опублик. 10.08.2013, Бюл. № 22. – 12 с.: 1 ил.

#### *Публикации в других изданиях*

6. Новикова З.Ю. Повышение экономичности турбинного оборудования АЭС с ВВЭР-1000 / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталеv // Проблемы энергетики: сб. науч. тр. Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2010. №1. С. 18-22.

7. Новикова З.Ю. Об одном способе кратковременной поддержки собственных нужд при полном обесточивании АЭС / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталеv // Проблемы энергетики: сб. науч. тр. Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2010. № 1. С. 22-27.

8. Новикова З.Ю. Вопросы повышения маневренности на основе комбинирования схем АЭС и ГТУ / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталеv // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: сб. науч. тр. Вып. 6. Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения: материалы Междунар. науч. конф. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2011. С. 162-170.

9. Новикова З.Ю. Increased maneuverability based on combined schemes: nuclear power plant with gas turbine / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталеv // Молодые ученые за инновации: создавая будущее. Материалы международной научно-практической Интернет-конференции в рамках международного Интернет-фестиваля молодых ученых, 27-29 апреля 2011 г. Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2011. С. 129-133.

10. Новикова З.Ю. Об одном способе кратковременной поддержки собственных нужд при полном обесточивании АЭС / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталеv // Математические методы в технике и технологиях – ММТТ-24: сб. тр. XXIV Междунар. науч. конф. / под общ. ред. А. А. Большакова. Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2011. С. 96-98.

11. Новикова З.Ю. Об эффективности ГТУ и АЭС с ВВЭР / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталеv, В.А. Михальчук // Повышение эффективности, надежности и безопасности работы энергетического оборудования ТЭС и АЭС: сб. докл. Национальной конф. / ИТАЭ. М.: Изд-во МЭИ, 2012. С. 51-54

12. Новикова З.Ю. Эффективность парогазовой установки на базе АЭС с системой аккумуляторов фазового перехода / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталеv // Участники школы молодых ученых и программы У.М.Н.И.К. : сб. тр. XXV Междунар. науч. конф. / под общ. ред. А.А. Большакова. Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2012. С. 351-354.

13. Новикова З.Ю. Эффективность энергокомплексов на базе АЭС с воздушно-аккумулирующей установкой / З.Ю. Новикова, В.А. Хрусталеv // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: сб. науч. тр. Вып. 7. Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения: материалы Междунар. науч. конф. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2012. С. 37-45.

Подписано в печать 04.10.13

Бум. офсет.

Тираж 100 экз.

Усл. печ. л. 1,0

Заказ 152

Формат 60×84 1/16

Уч.-изд. л. 1,0

Бесплатно

Саратовский государственный технический университет

410054, Саратов, ул. Политехническая, д. 77.

Отпечатано в Издательстве СГТУ. 410054, Саратов, ул. Политехническая, д. 77.

Тел.: 99-87-39, E-mail: izdat@sstu.ru