

Годовой экономический эффект в случае внедрения теплоаккумулирующей системы на АЭС при оптимальном трехставочном тарифе за 1 кВт·ч пиковой электроэнергии на расчетный период 2011, 2015 и 2020 гг. составит соответственно $(4,24 - 1,29) \cdot 10^3 \times 1320 = 3,89$; $(7,94 - 1,29) \cdot 10^3 \times 1320 = 8,78$ и $(10,21 - 1,29) \cdot 10^3 \times 1320 = 11,77$ млн. руб. (в пересчете на 1 МВт (э) пиковой мощности).

Сэкономим?

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОАККУМУЛИРУЮЩИХ СИСТЕМ В АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

В настоящее время ведутся работы по созданию маневренных АЭС с теплоаккумулирующей системой (ТАС), с использованием высокой удельной энергоемкости высокотемпературных теплоносителей (на уровне 50–70 МВт·ч/м³ в пересчете на электроэнергию).

Особенностью ТАС с высокотемпературными теплоносителями является возможность хранения теплоты при температурах 300–400°C, что осуществляется в технологических баках под атмосферным давлением

Для ЛГАЭС выручка в год от потребителей за мощность:

а) при тарифе прочих потребителей — 1560 тыс. кВт х 4140 руб./кВт = 6,46 млрд. руб.

б) при тарифе для АЭС — 1560 тыс. кВт х 4995,2 руб./кВт = 7,792 млрд. руб.

Такой же эффект будет получен и в случае применения теплоаккумулирующей системы, например, на ЛАЭС-II.

Тарифы, дифференцированные по временным зонам в электроэнергетике

Уровень спроса на электроэнергию претерпевает резкие изменения в зависимости от времени суток, дней недели и сезонов года. Обычно сутки делятся на три периода — три временные зоны: пиковую, дневную (полупиковую) и ночную. Для покрытия спроса в разных временных зонах используются различные типы электростанций, или генерирующих установок.

Эти электростанции также делятся на три группы: 1) базовые, которые работают во всех трех зонах суток (атомные — АЭС и конденсационные — КЭС), 2) полупиковые, работающие в дневной и пиковой зонах (парогазовые установки — ПГУ), 3) пиковые, которые подключаются на периоды пиковых нагрузок (газотурбинные установки — ГТУ).

Для выделения временных зон суточный график нагрузки преобразуется в график нагрузки по продолжительности,

Владимир
ЧАХОВСКИЙ, д.т.н.,
ОАО «ВНИИАЭС»



Константин
СОПЛЕНКОВ, к.ф.-м.н.,
ОАО «ВНИИАЭС»



поскольку для определения периодов работы генерирующих установок и затратных характеристик имеет значение не порядок временных единиц (систем, получасовых отрезков) с тем или иным уровнем спроса, а только их общее количество (общая продолжительность). График продолжительности нагрузки получается из исходного графика суточной нагрузки путем перестановки временных единиц.

В таблицах 1 и 2 приведены значения оптимальных тарифов при разных значениях цены на природный газ p .

Часто спрос на энергию в ночной зоне существенно меньше, чем совокупная мощность действующих базовых электростанций («ночной провал»), и по техническим причинам их нагрузка не может быть снижена до уровня потребности. В такой ситуации «излишка» энергии в ночной зоне ее оптимальный тариф равен 0. Это ситуация, в которой наиболее эффективно применение аккумуляторов энергии.

При возникновении дополнительного спроса в ночной зоне могут быть разные возможности его покрытия, в зависимости от наличия не полностью загруженных действующих электростанций разных типов. Но чаще проблемой является не создание дополнительных мощностей, а их разгрузка — допустимая техническими условиями работа на уровне ниже нормативной мощности.

Табл. 1. Варианты прогнозов экспортных цен на газ и соответствующие им длительности работы ЭС и оптимальные тарифы

Цены на газ, долл.												
Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3			Вариант 4			
Год	2011	2015	2020	2011	2015	2020	2011	2015	2020	2011	2015	2020
за тыс. м ³ газа	504	594	720	378	396	432	277	290	317	189	198	216
за кг. у. т.	0.44	0.52	0.63	0.33	0.35	0.38	0.24	0.25	0.28	0.16	0.17	0.19
Число часов работы в год, Т _г												
ГТУ	402	341	282	536	512	469	732	699	640	1073	1024	939
ПГУ	1227	1038	853	1650	1573	1438	2279	2172	1980	3411	3246	2960
Оптимальный тариф на 1 кВт·ч с учетом рассчитанных часов работы, с												
Пиковая зона												
руб	15,28	18,00	21,82	11,46	12,00	13,09	8,40	8,79	9,61	5,73	6,00	6,55
доллар	0,48	0,56	0,68	0,36	0,38	0,41	0,26	0,27	0,30	0,18	0,19	0,20
Дневная зона												
руб	7,28	8,59	10,43	5,43	5,70	6,22	3,96	4,15	4,54	2,67	2,80	3,06
доллар	0,23	0,27	0,33	0,17	0,18	0,19	0,12	0,13	0,14	0,08	0,09	0,10
Ночная зона												
руб	4,50	5,30	6,43	3,37	3,54	3,86	2,47	2,59	2,83	1,69	1,77	1,93
доллар	0,14	0,17	0,20	0,11	0,11	0,12	0,08	0,08	0,09	0,05	0,06	0,06
Ночная зона												
руб	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Табл. 2. Основной вариант (вариант 0): прогноз МЭР РФ внутренних цен на газ, длительности работы электростанций и оптимальные тарифы

Цены на газ, долл.			
Вариант 0			
Год	2011	2015	2020
за тыс. м ³ газа	140	262	337
за кг. у. т.	0,12	0,23	0,29
Число часов работы в год, Т _г			
ГТУ	1448	774	602
ПГУ	4717	2415	1858
Оптимальный тариф на 1 кВт·ч с учетом рассчитанных часов работы, с			
Пиковая зона			
руб	4,24	7,94	10,21
доллар	0,13	0,25	0,32
Дневная зона			
руб	1,95	3,74	4,83
доллар	0,06	0,12	0,15
Ночная зона			
руб	1,25	2,34	3,01
доллар	0,04	0,07	0,09
Ночная зона			
руб	0,08	0,08	0,08

* в случае занижающей АЭС ночной тариф равен полновесной составляющей АЭС, а при избыточной мощности тариф на ночную электроэнергию принимается равным нулю.

Табл. 3. Основные характеристики ТАС без твердого наполнителя (ТН) и с ТН

Тип установки	Удельные показатели				Нормативный эффект на 1 кВт·ч НК/Т _г	
	K _г		K _т		по ТН	руб
	долл/кВт·ч	тыс. руб/кВт·ч	по ТН	руб/кВт·ч		
ТАС, j = 1	490	14,2	148,48	43,03	4,46	1,291 ^{*)}
	211	6,32	63,94	18,54	3,92	0,556
	279	8,08	84,54	24,49	2,54	0,735
ТАС с ТН ^{*)} , j = 2	279	8,14	84,55	24,66	2,55	0,74
	211	6,32	63,94	18,54	3,92	0,556
	68	2,02	20,61	6,32	0,635	0,184

* числитель – затраты на оборудование АЭС, включая строительные сооружения и СМР; знаменатель – затраты на ТН-120.

** числитель – затраты на оборудование ТАС, включая строительные сооружения и СМР; знаменатель – затраты на ТН-120 с твердым наполнителем.

Если имеются действующие мощности тепловых электростанций, но создавать новые мощности этих ЭС для покрытия ночного спроса невыгодно (поскольку цена топлива слишком велика), может иметь место слишком много различных ситуаций.

В качестве основных (типичных) вариантов будем рассматривать следующие два:

1) замыкающим типом электростанций служит АЭС, и $r_3 = Q_3$;

2) замыкающим типом служит КЭС, и $r_3 = P_{K4}$.

В таблице 1 представлены дифференцированные по зонам суток оптимальные тарифы на электроэнергию для разных вариантов прогнозных цен на газ.

В таблице 2 представлены оптимальные тарифы в соответствии с прогнозными данными МЭР РФ исходя из внутренних цен на природный газ.

Количественные показатели ТАС с разными наполнителями (жидкими и твердыми) приведены в таблице 3 с учетом данных по объектным сметам затрат на ТАС, разработанных ОАО «АЭП» применительно к НВАЭС-II.

Согласно данным таблиц 2 и 3 годовой экономический эффект в случае внедрения теплоаккумулирующей системы на АЭС при оптимальном трехставочном тарифе за 1 кВт·ч пиковой электроэнергии на расчетный период 2011, 2015 и 2020 гг. составит соответственно $(4,24 - 1,29) \cdot 10^3 \times 1320 = 3,89$; $(7,94 - 1,29) \cdot 10^3 \times 1320 = 8,78$ и $(10,21 - 1,29) \cdot 10^3 \times 1320 = 11,77$ млн. руб. (в пересчете на 1 МВт (э) пиковой мощности).

В случае отказа от внедрения ТАС на АЭС из-за вынужденного ограничения мощности системного оператора — центрального диспетчерского управления (СО ЦДУ) — снижение мощности на АЭС в пересчете на 1 МВт (э) приведет к экономическим потерям от недопроизводства электроэнергии соответственно в размере 5,6, 10,48 и 13,48 млн. руб. за год (при длительности пиковой нагрузки 1320 часов в году).

В настоящее время в России действует двухставочный тариф, который состоит из платы за потребленную энергию и платы за подключенную мощность в часы пик (за участие в максимуме нагрузки).

Оценка эффективности применения ТАС на АЭС по двухставочному тарифу

Для количественных расчетов будем использовать значения тарифа на энергоносители 2009 года для одного из регионов РФ на примере объединенной энергосистемы (ОЭС) Центра.

Для некоторых наиболее крупных «прочих» потребителей устанавливаются специальные тарифные ставки за подключение мощности и потребление электроэнергии:

- плата за мощность — 345 руб./кВт в месяц или 4140 руб./кВт в год,

- плата за электроэнергию — 94 коп./кВт·ч.
- Тариф для АЭС на 2009 год:
- плата за мощность — 412,93 руб./кВт в месяц или 4955,2 руб./кВт в год;
- плата за электроэнергию — 16,5 коп./кВт·ч.

Оценим эффективность создания ТАС для перемещения 1 кВт·ч энергии из зоны ночного провала спроса в пиковую зону по действующему двухставочному тарифу. Допустим, что потребитель заявляет о подключении дополнительной мощности в 1 кВт, участвующей в максимуме нагрузки. Обычно считается, что длительность пиковой зоны составляет 4 часа в сутки. Чтобы дополнительно созданная аккумулирующая установка могла взять на себя ответственность за покрытие дополнительного спроса, она должна запасать и перемещать в пиковую зону ежедневно 4 кВт·ч (в пересчете на электроэнергию).

Капитальные затраты на создание ТАС двух типов — $j = 1$ и $j = 2$ — такого объема согласно таблице 2 составят $K_1 = 490$ \$/кВт или 14200 руб./кВт без ТН и $K_2 = 279$ \$/кВт или 8140 руб./кВт с ТН. Постоянные затраты, связанные с такими капиталовложениями (включая нормативный эффект, позволяющий окупить капиталовложения), составят соответственно $N_k K_1 = 1704$ руб./кВт·год и 977 руб./кВт·год. Суммарные (постоянные и текущие) затраты, связанные с применением ТАС₁ с учетом КПД ТАС = 0,8 — 2130 руб. и ТАС₂ = 1221 руб. в год. Сравнивая эти величины с годовыми платежами за подключенную мощность (4140 или 4900 рублей за 1 кВт в год), видим, что применение теплоаккумулирующей системы вполне эффективно для потребителя и при действующем двухставочном тарифе.

Суммарные затраты с учетом издержек на топливо, связанные с применением ТАС, включающие нормативный эффект от капиталовложений, равны 2262 и 1352 руб./кВт·год. Как видим, годовые платежи за участие в максимуме нагрузки (4140 или 4900 рублей) почти вдвое (для $j = 1$) и вчетверо (для $j = 2$) превосходят эти величины в случае применения ТАС.

Таким образом, использование действующего двухставочного тарифа, так же как и оптимальных дифференцированных по зонам суток тарифов, свидетельствует об эффективности применения ТАС.

В качестве конкретного примера оценим годовой экономический эффект, который получит компания от создания Ленинградской ГАЭС (ЛГАЭС) с эффектом от создания ТАС такой же «мощности».

Для ЛГАЭС выручка в год от потребителей за мощность:

а) при тарифе прочих потребителей — 1560 тыс. кВт х 4140 руб./кВт = 6,46 млрд. руб.

б) при тарифе для АЭС — 1560 тыс. кВт х 4955,2 руб./кВт = 7,792 млрд. руб.

Такой же эффект будет получен и в случае применения теплоаккумулирующей системы, например, на ЛАЭС-П.

Капитальным вложениям на создание ЛГАЭС и двух типов ТАС, эквивалентных ей по «мощности», соответствуют годовые размеры нормативных затрат при норма-

График спектральной нагрузки АЭС в маневренном режиме при совместной работе с ТАС (КИУМ = 0,794), диапазон регулирования мощности — 27%

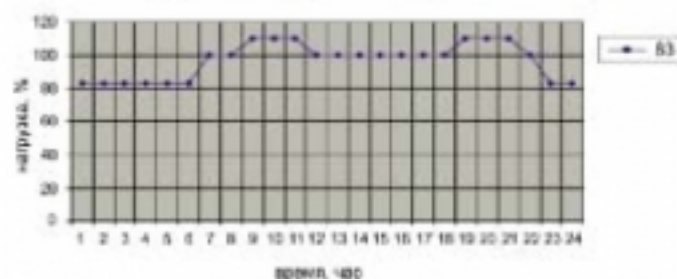


Рис. 1. Режимные параметры АЭС с ТАС с диапазоном изменения мощности 27%

График нагрузки энергоблока и РУ маневренной АЭС без ТАС

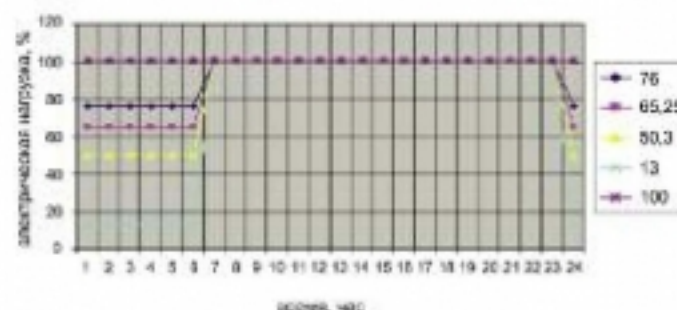


Рис. 2. Режимные параметры АЭС без ТАС с разной ночной разгрузкой энергоблока (вар. 1 — 76%, вар. 2 — 65,25%, вар. 3 — 50,3%, вар. 4 — 13%, вар. 5 — базисная нагрузка 100%)

КИУМ маневренной АЭС с ТАС и без ТАС

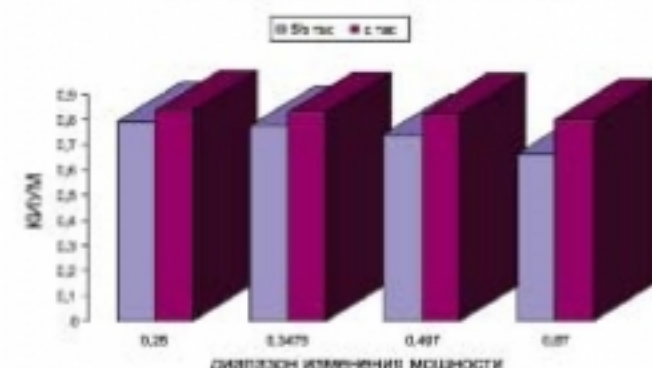


Рис. 3. КИУМ для АЭС с ТАС и без ТАС в зависимости от диапазона изменения мощности

тивной прибыли — 13% от капиталовложений: ГАЭС = 13,3; для ТАС = 3,1 млрд. руб. Сравнение этих величин с доходом от применения данных аккумулирующих систем по действующему двухставочному тарифу (для тарифа (а) — 6,46 или тарифа (б) — 7,792 млрд. руб.) свидетельствует, что этот доход не окупает нормативного эффекта для ГАЭС, но окупает для ТАС.

График ночной нагрузки энергоблока при разных КПД САТЭ в режиме зарядки

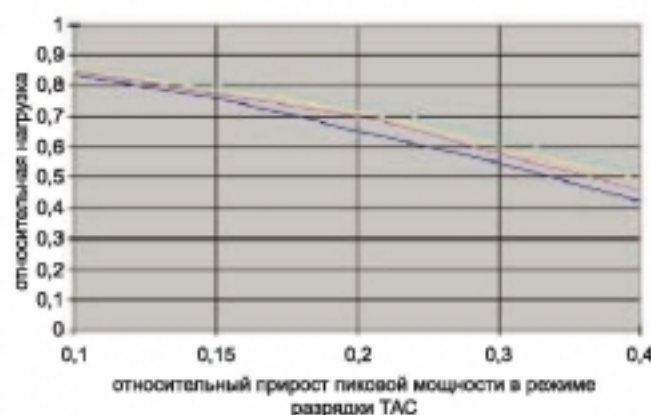


Рис. 4.

График ночной разгрузки энергоблока при разных КПД САТЭ в режиме зарядки

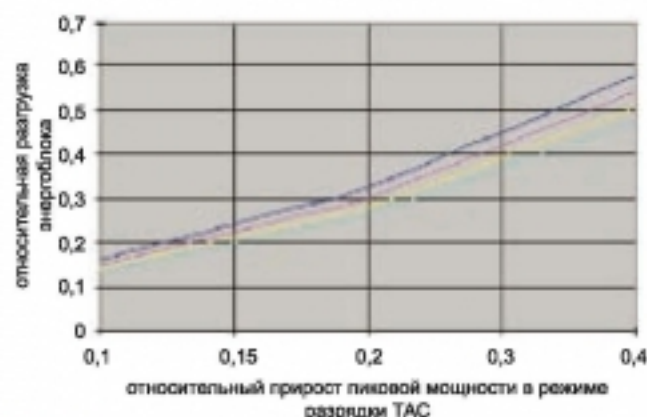


Рис. 5.

КПД САТЭ и удельный расход пара 80 т/МВт·ч пиковой энергии в зависимости от температуры питательной воды замещаемых отборов пара

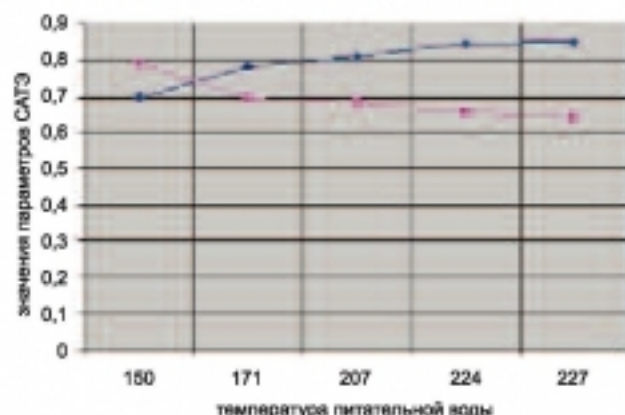


Рис. 6.

Для иллюстрации приведем данные удельных капиталовложений для ГТУ — 23,9 тыс. руб./кВт и ПГУ — 36,6 тыс. руб./кВт. Тогда с учетом топливных издержек нормативные затраты для ГТУ составят 4265 руб./кВт в год, а для ПГУ — 5830 руб./кВт в год. При сравнении нормативных

эффектов для ТАС с ГТУ и ПГУ видно, что ТАС так же превосходит по всем показателям ГТУ и ПГУ, как и ГАЭС.

Режимные параметры атомного энергоблока с использованием ТАС на АЭС

На экономическую эффективность АЭС, работающих в маневренных режимах, существенное влияние оказывает диапазон изменения мощности энергоблока в этих режимах. На рисунках 1 и 2 показаны возможные режимы работы АЭС с ТАС и без ТАС в переменной зоне графика электрических нагрузок и их сравнительные характеристики.

Внедрение теплоаккумулирующей системы на АЭС решает одну из важнейших задач — обеспечение оптимального ядерного топливного цикла с глубоким выгоранием независимо от режима работы атомного энергоблока в энергосистеме.

На рисунке 3 приведены сравнения КИУМ для АЭС с ТАС и АЭС с маневренными твэлами без ТАС.

Анализ результатов экономической эффективности применения ТАС в электроэнергетике и на АЭС

Эффективность теплоаккумулирующей системы существенно различается в зависимости от того, являются ли замыкающими в ночной зоне АЭС (с очень низкими топливными затратами на запасаемую ночную энергию) или действующими КЭС (с более высокими затратами).

Замыкающие в ночной зоне — АЭС. В этом случае уже при цене выше 57 долл./1000 м³ (то есть уже при нынешней внутренней цене) создание ТАС с жидким наполнителем с целью перемещения ночной энергии в пиковую зону оказывается более эффективным, чем создание дополнительной мощности ГТУ.

При прогнозных ценах на 2015–2020 годы оказывается выгодным применение ТАС для перемещения ночной энергии также в дневную зону. Уже начиная с уровня цены газа в 125 долл./1000 м³, ТАС более эффективна, чем создание дополнительных мощностей ПГУ. Системы АЭС + ТАС также выгоднее, чем создание новых мощностей ПГУ, если цена газа выше 217 долл./1000 м³.

Размер экономии от применения ТАС проиллюстрирован на конкретном примере. При цене на газ 262 долл./1000 м³ (прогноз МЭР РФ на 2015 год) объем ночной энергии, перемещаемой из ночной зоны в пиковую, соответствует масштабам Ленинградской ГАЭС мощностью 1560 МВт.

В ситуации, когда цена газа составляет 262 долл./1000 м³ и объем энергии, перемещаемой в пиковую зону, соответствует мощности Ленинградской ГАЭС, при ночном тарифе, равном топливной составляющей затрат действующих КЭС, замыкающих ночную зону, прибыль от применения составит 6,46 млрд. рублей. Когда замыкающие электростанции в ночной зоне — АЭС, прибыль значительно больше. ТАС обоих типов имеют гораздо более низкую капиталоемкость, чем намечаемые сейчас к строительству ГАЭС. Так, капиталовложения на создание двух рассматриваемых типов ТАС

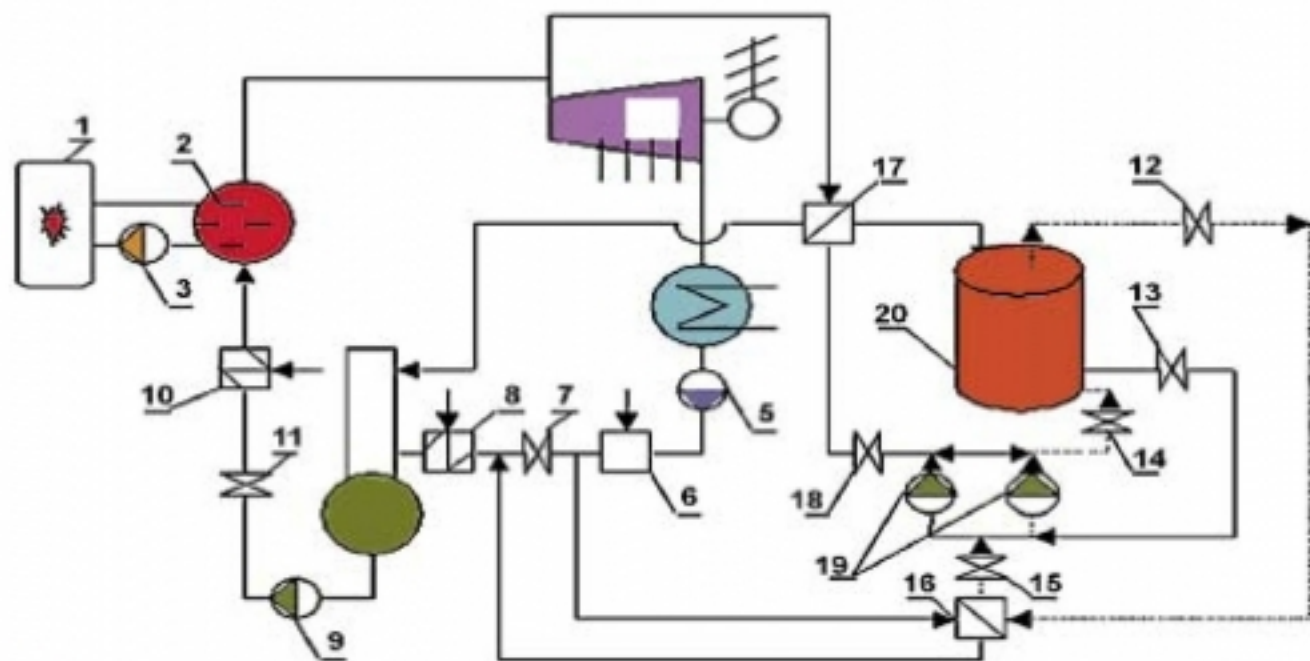


Рис. 7.

(эквивалентных по «мощности» Ленинградской ГАЭС) составляют 22,15 и 12,7 млрд. рублей. В то время как на создание ГАЭС требуется 102 млрд. рублей.

Повышению экономической выгодности и привлекательности теплоаккумулирующей системы для инвесторов будет способствовать введение тарифов на электроэнергию, дифференцированных по времени суток. Имеется практический опыт применения дифференцированных тарифов. Как показывают расчеты прибыли от применения ТАС, они экономически эффективны и в условиях действующего двухставочного тарифа, хотя эффект оказывается значительно заниженным. Точную оценку прибыли от применения ТАС и эффекта от соответствующих инвестиций дают расчеты по оптимальному трехставочному тарифу.

Выводы

1. В условиях неопределенности исходных данных на перспективу до 2020 года была установлена экономическая целесообразность применения тепловых аккумуляторов на АЭС и подтверждена высокая устойчивость эффективности полученных результатов.

2. Применение ТАС на АЭС позволит сохранить высокий КИУМ атомного энергоблока при работе АЭС в маневренных режимах, обеспечить оптимальный режим достижения глубокого выгорания ядерного горючего и свести к минимуму число глубоких термических циклов для РУ и оборудования первого контура, так как теплоаккумулирующие системы обеспечивают сохранение постоянной тепловой мощности РУ в маневренных режимах.

3. Применение ТАС на АЭС обеспечит высокую прибыльность на оптовом рынке электроэнергии и мощности на основании результатов, определенных по разным тарифным методикам: двухставочного тарифа на электро-

энергию и мощность и многозонного тарифа на электроэнергию и мощность.

Срок окупаемости теплоаккумулирующей системы оценивается на уровне от 3 до 5 лет в зависимости от соотношения длительности циклов пиковых и полупиковых нагрузок и от диапазона регулирования мощности. Чем больше диапазон регулирования мощности, тем выше эффект от применения ТАС на АЭС.

По истечении срока окупаемости теплоаккумулирующей системы дальнейший эффект от ТАС способствует сокращению срока окупаемости атомного энергоблока в целом.

4. Применение ТАС в составе АЭС наделяет атомный энергоблок новыми коммерческими свойствами, в том числе:

- повышенной конкурентоспособностью АЭС на объединенном рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) из-за устранения потерь от недовыработки электроэнергии при работе АЭС в маневренном режиме;
- получением дополнительного эффекта от производства пиковой и полупиковой энергии за счет притока мощности энергоблока в часы «пик» и «полупик»;
- обеспечением более экономичного режима использования топливного цикла.

Кроме того, применение теплоаккумулирующей системы позволит повысить уровень безопасности работы АЭС при возникновении нештатных или аварийных ситуаций в ОЭС.

5. Анализ режимных параметров АЭС с ТАС указывает на широкие возможности их участия в покрытии переменной зоны графика суточных электрических нагрузок в ОЭС практически без каких-либо ограничений.

Примечательно, что использование теплоаккумулирующей системы на АЭС дает возможность обеспечить диапазон регулирования более 100% номинальной мощности энергоблока при постоянной тепловой мощности РУ. **РЭА**