

# Развитие бизнес-направления электротеплоснабжения от Билибинской АЭС и ПАТЭС

А.А. Анисимов, компания «Энергоресурс-СТЭ», А.В. Кацай, компания «Сверхпроводник»

*В настоящее время уровень загрузки энергоблоков Билибинской АЭС и ПАТЭС является весьма низким – порядка 50%. При этом одним из главных пунктов энергопотребления потребителей региона является отопление жилых и нежилых помещений. Энергоблоки БилАЭС и ПАТЭС вырабатывают также и тепловую энергию, однако протяженность систем централизованного отопления невелика.*

Одним из наиболее перспективных способов увеличения электрической нагрузки энергоблоков, в том числе для выравнивания дневной и ночной нагрузки, может стать применение электрообогреваемых тепловых аккумуляторов на территории, куда имеются проложенные линии электропередач от атомных станций.

## Принцип действия и описание ТТА

Тепловой аккумулятор позволяет потреблять электроэнергию на нагрев твердотельных теплоаккумулирующих элементов (ТТА) в течение ночи (8 часов) и выдавать запасенную энергию в виде тепла в дневное время (16 часов). Также в дневное время возможен догрев ТТА. Распределение тепла осуществляется воздухом, который нагревается при пропуске по внутренним каналам ТТА. Передача теплого воздуха по помещениям может осуществляться естественной конвекцией или по воздуховодам. Примененные в конструкции теплоаккумулятора материалы являются экологически чистыми (талькохлорит). Этот материал имеет высокую теплоемкость, малый коэффициент теплопередачи, спектр инфракрасного излучения близкий к естественному спектру человеческого тела.

Мощность единичных ТТА может быть выбрана из выпускаемого диапазона: 1,



3, 5, 9, 18, 27 кВт или их сочетания. Также могут выпускаться модули ТТА существенно большей мощности (до нескольких МВт(э)).

## Концепция увеличения сбыта электроэнергии малых АЭС

Реальные условия работы энергоблоков малых АЭС приводят к их существенному недогрузу. Билибинская АЭС в 2019 г. выработала свыше 205 млн кВтч электроэнергии при плановом задании Федеральной антимонопольной службы России 194,450 миллионов кВтч. КИУМ БилАЭС за 2019 г. составил 65% при установленной мощности станции 36 МВт – первый из четырех энергоблоков выведен из эксплуатации. Блоки ПАТЭС тоже работают в режиме полезного отпуска электрической и тепловой энергии после пуска этой стан-

ции в эксплуатацию в 2019 г. Повысить экономическую эффективность работы этих двух станций возможно за счет повышения загрузки энергоблоков. Однако при существующем положении дел в экономике и жилом секторе все процессы являются более-менее устойчивыми и немедленный резкий рост энергопотребления невозможен.

В то же время энергопотребители Чаун-Билибинского района Чукотки помимо энергии от АЭС потребляют электроэнергию и тепло, производимую на других электростанциях: ТЭЦ, малых электростанциях. Основными видами топлива для них являются добываемый в регионе уголь и привозное дизтопливо. В силу этого стоимость электроэнергии для потребителей является одной из самых высоких в стране. Замещение электроэнергии от «тепловой» генерации



возможно за счет атомной. Но в населенных пунктах, где имеется электрическая связь с БилАЭС и ПАТЭС, сбыт тепловой энергии с АЭС практически невозможен. В настоящее время реализуется проект по прокладке линии электропередач из Певека в Билибино. Помимо этого, наращивание сбыта электроэнергии АЭС в регионе возможно за счет изменения структуры потребления тепловой энергии у конечных потребителей – в жилых и нежилых помещениях поселений, связанных линиями электропередачи с атомными станциями.

Такое замещение тепла, получаемого от сжигания углеводородов, возможно получить за счет применения электрического обогрева от АЭС.

Ранее для региона прорабатывался вариант создания водогрейных электродогрейных котельных, пример использования которых имеется на Кольской АЭС. Однако для такого варианта требуется создание и поддержание «тяжелой» инфраструктуры в виде котельных, систем водоподготовки, теплотрасс, тепловых пунктов, диспетчерских, ремонтно-эксплуатационных бригад и т.д. Инвестиции и оборотные средства для такого проекта найти достаточно тяжело и экономический эффект будет неоднозначным.

Альтернативой этому подходу является оснащение отапливаемых помещений электроотопительными системами ТТА. Выполняя тот же объем тепловой работы, что и ранее использовавшиеся системы централизованного отопления, ТТА будет потреблять электроэнергию, вырабатываемую АЭС. К примеру, при зарядке одного накопителя в течение восьми часов на мощности 9 кВт накопитель сможет поддерживать в течение 16 часов комнатную температуру в помещении площадью 60 м<sup>2</sup>.

### **Концепция электроотопительного бизнеса и повышения продаж электроэнергии Билибинской АЭС и ПАТЭС**

Организация бизнеса по увеличению продаж электроэнергии:

Филиалы концерна «Росэнергоатом» БилАЭС и ПАТЭС формируют у себя парк теплоаккумуляторов и предоставляют потребителям услугу по поддержанию температуры помещений (нежилых или жилых). Системы электроотопления с накопителями тепла устанавливаются в помещениях потребителей и подключаются к однофазной бытовой электросети. Обслуживание (главным образом осмотр



и проверка работоспособности) производится «летучими» бригадами поставщика услуг.

Формирование платы за услуги производится следующим образом.

Поставщик услуг устанавливает у потребителя устройства ТТА и подключает их к системе энергоснабжения потребителя. Поскольку ТТА потребляют энергию ночью, то перегрузки электросетей зданий потребителя не будет.

По данным платежных документов потребителя прошлых периодов определяется база оплаты при отоплении традиционным для него способом. Определяется объем потребления тепло-ресурса при определенной температуре.

Организация регистрируется в региональном органе по тарифам как поставщик услуг по отоплению конечных потребителей с распространением на него тарифа на поставки тепла.

Далее, по формулам или практически, определяется объем потребления электроэнергии для работы ТТА для поддержания аналогичной температуры в помещении при аналогичных внешних

условиях. Учитывая тарифы на электроэнергию и возврат инвестиций на установку ТТА, определяется размер платы потребителя.

Размер оплаты за выдаваемое электроотопителем ТТА тепло сравнивается с таковым при традиционном централизованном отоплении. Поскольку плата за потребленную для выработки тепла электроэнергию ниже, чем за потребленную тепловую энергию, то для обеспечения интереса потребителя устанавливается дисконт.

В итоге, поступления теплового бизнеса АЭС состоят из:

$O_3$  – оплаты за повышенный относительно ситуации до запуска бизнеса объем электроэнергии (потребляемой на электроотопление),

$O_T$  – оплаты за поставленную услугу по поддержанию температуры,

$O_{ВИ}$  – возврата инвестиций за установку ТТА.

Затраты при этом состоят из следующих статей:

$Z_3$  – затраты на производство электроэнергии на АЭС,





$Z_{куп}$  – затраты на закупку электроэнергии у энергосбыта,

$Z_{эксп}$  – затраты на эксплуатацию отопителей,

$Z_{тта}$  – затраты на закупку ТТА для установки у потребителя.

Экономический эффект  $C$  определяется следующим уравнением:

$$C = O_3 + O_T + m - Z_3 - Z_{куп} - Z_{эксп} - Z_{тта}$$

Даже если величина  $C$  будет равна нулю, при этом экономический эффект для АЭС будет больше нуля, поскольку собственное сальдо АЭС (без учета эффекта от сбыта этой услуги по поддержанию тепла за счет ТТА) будет положительным, так как практически при тех же затратах производство электроэнергии вырастет существенно.

На 2018 г. средневзвешенный по округу тариф на тепловую энергию составляет 6789 руб. за гигакалорию (Гкал, <https://www.ks87.ru/37/7816.html>). За год величина тарифа также будет проиндексирована на 7,5%. В итоге, на 2019 г. средневзвешенный по округу тариф на тепловую энергию составляет 7298,175 руб. за гигакалорию (Гкал). Кстати, уровень оплаты населением за услугу отопления в целом по округу не превышает 12,4% от экономически обоснованной стоимости (см. там же). То есть бюджет субсидирует более 87% от стоимости подаваемого тепла в квартиры жителей Чукотки. При этом тепло-трассы в теплое время года отключают от подачи тепла на один месяц с сохранением оплаты за тепло.

В 2017 г. отпуск тепла населению и организациям ЖКХ составил 427 000 Гкал, из которых 26% приходится на дизельные ТЭЦ (<https://www.economy.gov.ru/>

[material/file/6f420547cf9ff60f79133cec6d6ef495/191219\\_CHAO.pdf](material/file/6f420547cf9ff60f79133cec6d6ef495/191219_CHAO.pdf)). С учетом средневзвешенного тарифа на тепло 7298,175 руб/Гкал и субсидирование отопления из бюджета в 87,4% размер бюджетных субсидий составляет 2,723 млрд руб. в год. При переводе на электроотопление от АЭС 25% коммунальных потребителей размер бюджетной субсидии в регионе на отопление населения снизится на 681 млн руб. в год при сохранении (улучшении) услуг по отоплению помещений и увеличении доходов малых АЭС.

На Чукотке тариф на электроэнергию у обычных потребителей коммунальных услуг в ночные часы в 2020 г. составил 5,24 руб/кВтч. В сельских населенных пунктах, а также в домах, оборудованных электроплитами и (или) электроотопительными установками, – 3,67 руб/кВтч. В итоге, при применении электроотопления от ТТА стоимость затрат на 1 Гкал тепла составит – см. табл.

Другими словами, при переходе на электроотопление помещений у потребителей услуга отопления как минимум

не ухудшится (качественно улучшится), при этом потребители и бюджет будут тратить на услуги отопления существенно меньшие средства и доход атомных электростанций вырастет пропорционально увеличению объемов энергопотребления.

## Расчет экономики электроотопительного бизнеса Билибинской АЭС

Для производства 1 Гкал тепла требуется потребление 1163,00 киловаттчасов электроэнергии. При установке отопителей ТТА суммарной мощностью 1000 кВт (111 штук отопителей мощностью по 9 кВт) понадобятся инвестиции в объеме ~35 млн рублей. При зарядке по 8 часов еженосно в течение года будет потреблено 2,92 млн кВтч электроэнергии. Из этого объема электроэнергии будет выработан объем тепла 2513 Гкал (0,61% от общего годового теплопотребления на Чукотке). Цена этого объема по тарифам на тепло 2019 г. составит 18,34 млн руб., из которых величина бюджетной субсидии составит 16,066 млн руб.

Тариф Билибинской АЭС на электроэнергию на начало 2020 г. составляет 1,8541 руб/кВтч (<https://www.rosenergoatom.ru/upload/iblock/c56/c56cd07eb6748a1951f188cd5dcd26e2.pdf>).

При реализации предлагаемой схемы данного бизнеса оборот по услуге отопления за год (в текущих ценах) составит 18,34 млн руб. В данном расчете централизованное обслуживание ТТА после установки (ежегодный осмотр, проверка электроизоляции) примем за 0 рублей. Помимо этого Билибинская АЭС получит доход за дополнительный сбыт электроэнергии в объеме, превышающем указанное энергопотребление ТТА на коэффициент потерь в сетях, превышающий 12%. Дополнительная выработка составит  $2,92 \times 1,2 = 3,27$  млн кВтч и АЭС получит за этот дополнительный сбыт порядка

Таблица 1. Эффект от применения электроотопления от ТТА

	В домах с централизованным отоплением (ЦО)	В сельской местности и домах с электроотоплением от ТТА (ЭО)
Ночной тариф за 1 кВтч ээ, руб/кВтч	5,24	3,67
Цена за 1 Гкал электрогенерируемого тепла, руб. (2019-2020 гг.)	6094,12	4268,21
Тариф за 1 Гкал «традиционного» тепла, руб. (2019 г.)	7298,175	
Разница за 1 Гкал тепла, руб.	1204,055	3029,965
Экономия при переходе на электроотопление, %	16,49%	41,52%

6,064 млн руб. Суммарный оборот электротеплового бизнеса БилАЭС составит (в текущих ценах) 24,4 млн руб. Размер платы за мощность не изменится.

Основные затраты будут состоять в закупке электроэнергии по ночному тарифу для указанных типов потребителей энергии. Эти затраты составят 10,716 млн руб.

Итоговая годовая прибыль электротопительного бизнеса составит (поступления минус закупка энергии у сбытовиков) 13,68 млн руб. Срок окупаемости инвестиций (в текущих ценах) составит 2,55 года.

При сроке службы отопителей в 20 лет прибыль за минусом первоначальных капзатрат (в текущих ценах) составит 238,7 млн рублей. Первоначальные инвестиции окупятся 7,8 раза за указанный срок службы в 20 лет (если затраты АЭС на установку электроотопителей у потребителей не будут учтены в тарифе). В первые несколько лет операционную прибыль можно направить на дальнейшее расширение электротопительного бизнеса.

В 2017 г. плановый отпуск электроэнергии Билибинской АЭС составил 160,130 млн кВтч. Исходя из этого показателя вышеописанной модели электроотопления на 1 МВт(э) при увеличении отпуска энергии на 3,27 млн кВтч полезный отпуск увеличится на 2,04%, а КИУМ увеличится почти на 1,5%.

Следует отметить, что установка обычных, например, масляных электроотопителей (без функции теплоаккумуляции) существенно ухудшит параметры бизнеса и затраты населения и бюджета региона, поскольку их нужно будет топить, главным образом, в дневное время по пиковому и полупиковому тарифам, первый из которых превышает ночной тариф более чем вдвое.

Аналогичная экономическая картина будет и при реализации данного проекта для ПАТЭС.

Кроме указанного бизнеса на внедрении в регионе электроотопления при помощи ТТА дополнительную экономическую прибыль концерну могут принести использование по аналогичной схеме наших маховичных накопителей энергии НКЭ-3Г в качестве балансирующих накопителей в энергосетях потребителей (пиковая мощность и управляемая нагрузка). Для малых АЭС их применение будет означать появление в энергосистеме бестопливных пиковых генерирующих мощностей, что позволит резко улучшить режимы работы энергоблоков (выравнивание графиков нагрузки).



#### Выводы:

- Суть нового бизнеса для Билибинской АЭС и ПАТЭС состоит в оказании населению и организациям услуги по поддержанию требуемой температуры в помещениях при помощи электроотопления (теплоаккумуляторов).

- Наиболее привлекательные районы для реализации бизнеса – населенные пункты Чукотки, присоединенные по электропитанию к Билибинской АЭС и ПАТЭС, где имеются потребители, оплачивающие за электроэнергию по дифференцированному по зонам суток тарифу, особенно потребители с электроплитами и электроотоплением (БилАЭС: Островное, Илirianей, Омолон, Кепервеем, Анойск, Билибино, Песчанка, Черский (Якутия); ПАТЭС: Ярпанай, Апапельгино, Валькумей, Рыткучи, Комсомольский, Южный, Быстрый, Гама, Гремучий, Певек и далее по всей длине ЛЭП Певек-Билибино (запуск – 2023 год). Для поддержки необходимости сохранения ЛЭП Билибино-Черский желателен оперативно начать проект с п. Черский. При этом содействие по инвестициям может быть оказано администрацией респ. Саха (Якутия). Запуск Баимского ГОКа намечен на 2026 г.

- Возможно получение субсидии на первоначальные капзатраты по установке ТТА от бюджета региона за счет будущего снижения нагрузки на бюджет на поддержку бытовых потребителей тепла (компенсация разницы между средне-взвешенным тарифом на тепло и тарифом, выставляемым потребителю). Это означает резкое снижение перекрестного субсидирования в сфере теплоснаб-

жения, причем сделанного без ущерба (а с прибылью) для конечных потребителей тепла. Высвобожденные бюджетные средства могут быть направлены на другие социально значимые проекты в регионе.

- Первоначальные капитальные затраты на ТТА суммарной мощностью 1 МВт составят ~35 млн рублей.

- Срок окупаемости капзатрат составит 2,55 года при сроке службы ТТА в 20 лет.

- Прибыль после окупаемости затрат за срок службы ТТА указанной суммарной мощности составит 238,7 млн рублей.

- Для реализации проекта возможен запуск пилотного проекта с ТТА суммарной мощностью 200-300 кВт(э).

- При запуске проекта электроотопления одновременно для БилАЭС и ПАТЭС, а также после пуска в эксплуатацию линии электропередачи, связывающей гг. Певек и Билибино, масштабы бизнеса могут вырасти в несколько раз.

- Для ВНИИАЭС данная тематика также может стать плодотворной темой, например, для развития систем распределенного учета потребления электроэнергии и контроля за работой ТТА. ●

