

Научная статья

УДК 620.93

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.29202>



А.В. Федюхин ✉

Национальный исследовательский университет "МЭИ",  
Москва, Россия

✉ [FedyukhinAV@yandex.ru](mailto:FedyukhinAV@yandex.ru)

## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ВОЗДУХО-АККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

*Аннотация.* Переход к низкоуглеродной энергетике с использованием возобновляемых источников энергии большой мощности возможен только при наличии маневренных мощностей в структуре энергосистемы. Эту задачу способны решить, как традиционные электростанции, использующие органическое топливо в паро- и газотурбинных циклах, так и перспективные установки на базе водорода или накопителей энергии. В качестве одного из вариантов покрытия пиковых нагрузок энергосистемы может рассматриваться внедрение воздухо-аккумулирующих электростанций (ВАЭС). В настоящей статье проведен анализ тепловых схем ВАЭС различной конфигурации, предложены варианты компоновки ВАЭС большой мощности для условия ОЭС Юга и ОЭС Центра, выполнен расчет режимов работы ТЭЦ в комбинации с ВАЭС, предложены подходы для создания системы аккумулирования энергии для объединенной энергосистемы Российской Федерации.

*Ключевые слова:* низкоуглеродная энергетика, воздухо-аккумулирующая электростанция, аккумулирование энергии, возобновляемые источники энергии, когенерация.

*Благодарности:* Исследование выполнено за счет средств гранта Российского научного фонда No. 22-29-00700, <https://rscf.ru/project/22-29-00700/>

*Для цитирования:*

Федюхин А.В. Особенности разработки воздухо-аккумулирующих электростанций большой мощности // Глобальная энергия. 2023. Т. 29, № 2. С. 19–31. DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.29202>



A.V. Fedyukhin ✉

National Research University "Moscow Power Engineering Institute",  
Moscow, Russia✉ [FedyukhinAV@yandex.ru](mailto:FedyukhinAV@yandex.ru)

## FEATURES OF LARGE-SCALE COMPRESSED AIR ENERGY STORAGES DEVELOPMENT

*Abstract.* Transition to low-carbon electric power using high-capacity renewable energy sources is possible only if there are flexible-load units in the energy system structure. This problem can be solved both by traditional power plants using fossil fuels in steam and gas turbine cycles, and by advanced plants based on hydrogen or energy storage systems. As one of the options for covering the peak loads of the energy system, the application of compressed air energy storages (CAES) can be considered. In this article, the author analyzed thermal schemes of various CAES configurations; proposed equipment solutions of high-capacity CAES for the conditions of the unified energy systems of South and Center of the Russian Federation; calculated the operating modes of the CCPP in combination with the CAES; proposed approaches for creating an energy storage system for the unified energy system of the Russian Federation.

*Keywords:* low carbon electric power, compressed air energy storages, energy storage, renewable energy sources, cogeneration.

*Acknowledgements:* The study was supported by a grant from the Russian Science Foundation no. 22-29-00700, <https://rscf.ru/project/22-29-00700/>

*Citation:*

A.V. Fedyukhin, Features of large-scale compressed air energy storages development, *Global Energy*, 29 (02) (2023) 19–31, DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.29202>

**Введение.** Целевой сценарий Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (распоряжение Правительства Российской Федерации № 3052-р от 29 октября 2021 г.) предполагает снижение нетто-выбросов парниковых газов с 1584 (данные за базовый 2019 г.) до 630 млн. тонн эквивалента углекислого газа к 2050 г. Достижимость заявленной величины обуславливается, примерно в равной степени, как снижением валовых выбросов парниковых газов (с 2119 до 1830 млн. тонн экв. CO<sub>2</sub>), так и увеличением поглощающей способности зеленых насаждений (с 535 до 1200 млн. тонн экв. CO<sub>2</sub>). Экономическими инструментами для перехода к низкоуглеродной экономике должны стать торговля эмиссионными квотами, углеродные налоги, государственные закупки экологичной продукции, инвестиции в энергосбережение и экологическую инфраструктуру. Применительно к электроэнергетике в документе делается акцент на развитии парогазовой генерации, атомных электростанций, гидроэлектростанций и возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В то же время рост установленной мощности объектов генерации на основе ВИЭ повышает риски возникновения аварийных ситуаций системного характера. Эффективное и безопасное ведение режимов энергосистемы с учетом нынешнего технологического уровня развития электроэнергетики возможно только при наличии маневренных источников энергии на органическом топливе и крупных накопителях. При этом крупные накопители энергии на базе гидро- и воздухоаккумулирующих электростанций, электрохимических систем не рассматриваются в Стратегии в качестве перспективного направления в электроэнергетике. Целью настоящей публикации является

анализ опыта применения, потенциала и перспектив создания крупных накопителей энергии на базе воздушно-аккумулирующих электростанций (ВАЭС).

### Теоретическая база

К странам-лидерам по внедрению крупных сетевых накопителей можно отнести США, Китай и Германию [1]. В настоящее время основной технологией хранения энергии в больших объемах является гидроаккумулирование. К примеру, в США первая гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) была введена в эксплуатацию в конце 60-х годов XX века, в наши дни суммарная мощность ГАЭС в этой стране составляет 20 ГВт [2]. В энергосистеме Германии функционируют свыше 6 ГВт гидроаккумулирующих мощностей, в то время как крупнейшие ВАЭС страны (Хунторф и Штасфурт), имеют установленную мощность 290 и 200 МВт соответственно [3, 4]. В 2022 г. в городском округе Чжанцзякоу на севере Китая была запущена ВАЭС мощностью 100 МВт. Интересно, что станция позиционируется как адиабатическая (А-ВАЭС), т.е. в которой не происходит сжигание топлива, как это реализовано в топливных схемах крупных адиабатических ВАЭС (Д-ВАЭС). Крупнейшую в мире ВАЭС (350 МВт) планируется построить в 2024 году в провинции Шаньдун. Сообщается о планах соорудить в Китае нескольких десятков ВАЭС суммарной мощностью около 40 ГВт к 2030 году [5].

Отечественный опыт строительства крупных аккумулирующих станций на сегодняшний день ограничен внедрением ГАЭС, среди которых стоит выделить Загорскую ГАЭС, Кубанскую ГАЭС и Зеленчукскую ГЭС-ГАЭС [6, 7]. Суммарная мощность установок в насосном режиме составляет около 1,5 ГВт. Такие технологии как маховики, проточные накопители электроэнергии, аккумуляторы водорода, лифты твердых грузов существуют в России только в виде лабораторных образцов. Поэтому использование достаточно простых по конструкции и работающих на протяжении нескольких десятилетий воздушно-аккумулирующих электростанций является перспективным решением. Мировой опыт эксплуатации ВАЭС вкупе с заметной тенденцией к развитию данной отрасли (проекты ВАЭС United Technologies, Seneca, Матагорда, Нортон и пр.) показывает большую заинтересованность в использовании подобных пиковых или околопиковых установок [8, 9].

ВАЭС подразделяются на адиабатические (Д-ВАЭС), адиабатические (А-ВАЭС) и изотермические станции (И-ВАЭС). В адиабатическом цикле, тепловая энергия, образующаяся в результате сжатия воздуха, отводится в окружающую среду, в то время как в контуре разрядки нередко осуществляется сжигание топлива для повышения энтальпии рабочего тела на входе в турбину [10, 11]. В адиабатических установках [12, 13] тепловая энергия сжатия, как правило, сохраняется в накопителях тепловой энергии на базе материалов с фазовым переходом [14, 15]. Это тепловая энергия используется при расширении, тем самым исключив потребность во внешних источниках в период разрядки воздушного аккумулятора. В отличие от Д-ВАЭС и А-ВАЭС, в И-ВАЭС образование тепловой энергии при сжатии должно быть сведено к минимуму либо отсутствовать [16]. Специалистами НИУ МЭИ в компьютерной программе Aspen HYSYS выполнено моделирование тепловых схем приоритетных ВАЭС: Seneca-1A, ВАЭС United Technologies, ВАГТЭ Матагорда и др. Задача моделирования заключалась в составлении материальных и тепловых балансов с целью определения ключевых параметров работы различных ВАЭС для восполнения информации об установках, отсутствующей в открытом доступе. По итогам моделирования были определены ключевые технологические параметры работы установок, представленные в табл. 1 и 2.

На основании информации, представленной в табл. 1 и 2 можно заключить, что в настоящее время ВАЭС большой мощности (свыше 100 МВт) проектируется преимущественно на основе адиабатического цикла. Дополнительно стоит отметить тот факт, что все ВАЭС рассматриваются в качестве установок для ведения суточных режимов энергоузла с учетом времени зарядки/разрядки в пределах нескольких часов.

Таблица 1

Сравнение технологических параметров Д-ВАЭС

Table 1

Comparison of D-CAES technological parameters

Технологические параметры	Хунторф [3]	Макинтош [3]	United Technologies [3]	Матагорда [3]	Seneca [17]
Стадия разработки	В работе	В работе	Проект	Проект	Проект
Время зарядки, ч/сутки	8	8	-	8	8
Время разрядки, ч/сутки	2	8	20	16	10
Мощность вырабатываемая, МВт	290	110	250	135	220
Мощность, потребляемая, МВт	60	50	203	-*	180
Давление после компрессора низкого давления, МПа	0,6	-*	1,6	-*	4,69
Давление после компрессора высокого давления, МПа	6	6	6,75	6,4	10,34
Расход воздуха через компрессор, кг/с	108	91	-*	-*	270
Давление перед турбиной высокого давления, МПа	4,3	4,2	6,6	4,9	7,3
Температура перед турбиной высокого давления, °С	550	540	540	-*	620
Расход воздуха через турбину, кг/с	417	155	-*	185	125
Давление перед турбиной низкого давления, МПа	1,1	1,5	1,1	-*	1,8
Температура перед турбиной низкого давления, °С	825	870	1095	-*	850
Температура отработавших газов, °С	390	370	-*	-*	430
Регенерация тепловой энергии	нет	да	да	да	да

\*-данные отсутствуют в открытом доступе

Таблица 2

Сравнение технологических параметров А-ВАЭС и И-ВАЭС

Table 2

Comparison of A-CAES and I-CAES technological parameters

Технологические параметры	Тип ВАЭС			
	Адиабатическая ВАЭС			Изотермическая ВАЭС
	ТИСС-500 [18]	ВАЭС (тригенерация) [10]	ВАЭС (когенерация) [19]	GLIDES [13]
Стадия разработки	В работе	Проект	Проект	Проект
Время зарядки, ч/сутки	6	2	-*	0,5
Время разрядки, ч/сутки	1	0,5	-*	1,0

Окончание таблицы 2

Мощность вырабатываемая, МВт	0,5	1,0	100	0,8
Мощность, потребляемая, МВт	_*	_*	_*	1,4
Давление после компрессора низкого давления, МПа	11	_*	_*	9,5
Давление после компрессора высокого давления, МПа		_*	8	
Расход воздуха через компрессор, кг/с	0,5	1,3	_*	_*
Давление перед турбиной высокого давления, МПа	_*	_*	8	7
Температура перед турбиной высокого давления, °С	_*	_*	240	25
Расход воздуха через турбину, кг/с	_*	3 – 6	_*	0,582
Давление перед турбиной низкого давления, МПа	_*	_*	_*	9,5
Температура перед турбиной низкого давления, °С	_*	_*	_*	25
Температура отработавших газов, °С	_*	_*	_*	25
Регенерация тепловой энергии	нет	да	нет	нет

\*-данные отсутствуют в открытом доступе

### Результаты

В качестве прототипа схемы Д-ВАЭС большой мощности (от нескольких десятков до нескольких сотен МВт) для условий Российской Федерации (ОЭС Центра и ОЭС Юга) может быть рассмотрена установка по американскому проекту NYSEG SENECA [17]. Проект был заказан Министерством Энергетики США у компании NYSEG для последующего строительства в штате Нью-Йорк. На этапе предпроектной проработки специалистами были разработаны 2 технологические схемы, отличающиеся составом и номинальными характеристиками включенного оборудования. Схема SENECA-1 была номинально рассчитана на 136 МВт электрической мощности при разгрузке, а схема SENECA-1A – на 210–220 МВт. Обе технологии SENECA 1/1A были разработаны инженерами корпорации Dresser-Rand Corporation и концептуально представляют собой значительно модернизированную ВАЭС Макинтош, построенную в Алабаме в 1991 году. NYSEG провела оценку двух схемных решений, приоритетной из которых по технико-экономическим показателям считалась схема SENECA-1A (рис. 1). Среди особенностей схемы можно выделить: возможность запуска компрессоров с помощью частотно-регулируемого привода, чтобы свести к минимуму воздействие пусковой нагрузки на систему электроснабжения; высокая мобильность установки (возможность переключения режимов работы, т.е. с режима сжатия на генерацию или наоборот в течение 10 минут); применение модернизированных паровых турбин, способных работать на сжатом воздухе. К сожалению, до настоящего момента данное решение не нашло физического воплощения ввиду экономических сложностей инвестора проекта.

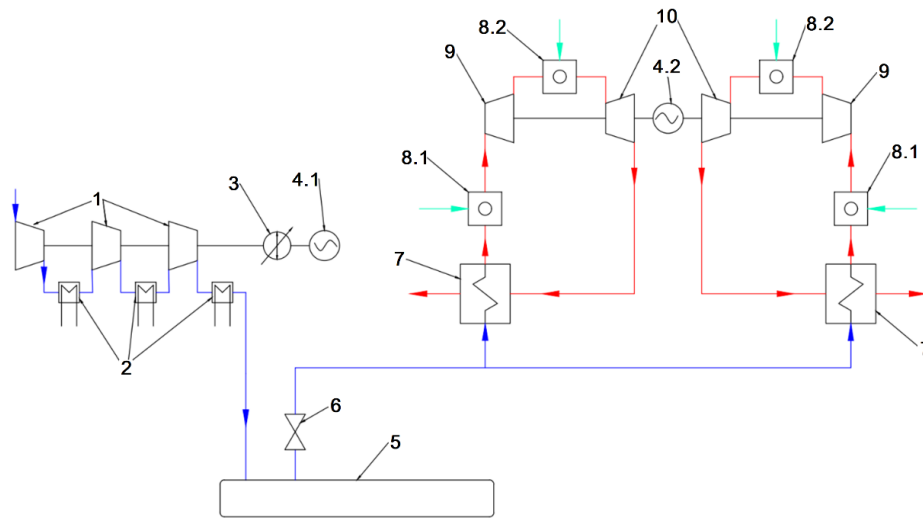


Рис. 1. Технологическая схема Д-ВАЭС: 1 – компрессор, 2 – охладитель воздуха, 3 – регулируемая гидромуфта, 4.1 – электродвигатель, 4.2 – электрогенератор, 5 – хранилище сжатого воздуха, 6 – дроссель, 7 – рекуператор, 8.1 – камера сгорания высокого давления, 8.2 – камера сгорания низкого давления, 9 – турбина высокого давления, 10 – турбина низкого давления  
 Fig. 1. Technological scheme of D-CAES: 1 – compressor, 2 – air cooler, 3 – adjustable hydraulic coupling, 4.1 – electric motor, 4.2 – electric generator, 5 – compressed air storage, 6 – throttle, 7 – recuperator, 8.1 – high-pressure combustion chamber, 8.2 – low-pressure combustion chamber, 9 – high-pressure turbine, 10 – low-pressure turbine

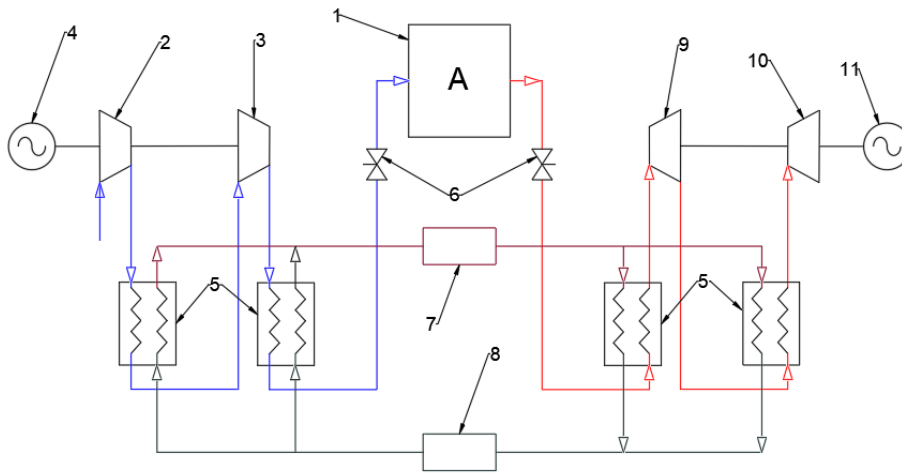


Рис. 2. Технологическая схема А-ВАЭС: 1 – хранилище сжатого воздуха, 2 – компрессор высокого давления, 3 – компрессор низкого давления, 4 – электродвигатель, 5 – рекуператор, 6 – дроссель, 7 – бак горячего теплоносителя, 8 – бак холодного теплоносителя, 9 – турбина высокого давления, 10 – турбина низкого давления, 11 – электрогенератор  
 Fig. 2. Technological scheme of A-CAES: 1 – compressed air storage, 2 – high-pressure compressor, 3 – low-pressure compressor, 4 – electric motor, 5 – recuperator, 6 – throttle, 7 – hot fluid tank, 8 – cold fluid tank, 9 – high-pressure turbine, 10 – low-pressure turbine, 11 – electric generator

Прототипом А-ВАЭС (от нескольких МВт до нескольких десятков МВт) может служить установка, разработанная китайскими специалистами [18]. Особенностью тепловой схемы, разработанной Институтом Физической Химии Университета Цинхуа совместно с Китайской Академи-

ей Наук и Китайским Исследовательским Институтом электроэнергетики, является применение контура с промежуточным теплоносителем (минеральное масло) для рекуперации тепловой энергии между блоками сжатия и расширения (рис. 2).

В условиях санкционных ограничений важнейшим вопросом является доступность оборудования в Российской Федерации. Технологическая схема ВАЭС включает в себя следующие крупные узлы: компрессоры, турбины, теплообменники, электродвигатели/генераторы. Номинально в стране имеются производители перечисленных узлов: АО «Уральский турбинный завод», АО «Силовые машины» (турбины высокого и низкого давления); АО «Казанькомпрессормаш», АО «РЭП Холдинг» (компрессоры высокого, среднего и низкого давлений); Концерн «Русэлпром», НПО ПАО «Элсиб» (электродвигатели и генераторы); АО «Борхиммаш», ООО «Термо Северный Поток» (рекуператоры, промежуточные и концевые охладители). В то же время для строительства первой крупной российской ВАЭС потребуются проведение ряда НИОКР (в частности, по разработке воздушных турбин на базе компетенций в проектировании паровых турбин высокого давления) и оптимизация схемы с учетом имеющихся возможностей серийного производства (к примеру, максимальная производительность компрессоров, выпускаемых АО «Казанькомпрессормаш» не превышает 1500 м<sup>3</sup>/мин, что при адаптации схемы SENECA-1A потребует проектирования нескольких линий нагнетания параллельно для обеспечения требуемого расхода воздуха – 13 000 м<sup>3</sup>/мин). Таким образом, ВАЭС мощностью 50–250 МВт может быть создана с учетом компетенций российской промышленности при проведении комплекса целевых НИОКР.

В настоящей работе для расчета режимных параметров ТЭЦ была использована разработанная компанией АО «НБИ» информационно-аналитическая платформа «EMAS» – цифровой инструмент прогнозирования энергопотребления, планирования, мониторинга и оптимизации режимов работы предприятий для повышения эффективности производства и сбыта продукции. В основе платформы «EMAS» лежит создание цифровых двойников объектов энергетики для последующей оптимизации режимов работы оборудования по критерию максимизации прибыли от реализации конечной продукции, с учетом технологических, рыночных и инфраструктурных ограничений. Оптимизационная модель представляет собой комплекс математических уравнений (набор связанных между собой компонентов), характеризующих работу предприятия. Одни из которых будут параметрами для целевой функции, влияющими на эффективность, а другие – ограничениями на оптимизируемые величины. Целевая функция – целочисленная функция нескольких переменных, подлежащая оптимизации (минимизации или максимизации) в целях решения некоторой оптимизационной задачи.

Для оценки эффекта использования ВАЭС для сглаживания пиковых нагрузок была произведена серия расчетов режимов работы типовой ТЭЦ, работающей в ОЭС Юга. Рассматривалась электростанция блочного типа с 2 энергоблоками, включающими по одной турбине типа ПТ-100. В условиях построения математической модели ТЭЦ целевой функцией является маргинальная прибыль – набор переменных, формирующих доходную и расходную часть в часовом разрешении ( $h$ ). Рассмотрим пример целевой функции ( $P$ ) с доходной ( $R_h$ ) и расходной ( $C_h$ ) составляющей:

$$P = \sum_{h=0}^n (R_h - C_h) = \sum_{h=0}^n \left( (Q_h^T \cdot \Pi_h^T + Q_h^{\text{ПП}} \cdot \Pi_h^{\text{ПП}} + N_h^{\ominus} \cdot \Pi_h^{\ominus}) - (B_h^T \cdot \Pi_h^T + N_h^{\text{CH}\ominus} \cdot \Pi_h^{\ominus} + \Delta_{\text{шт}} + \Delta_{\text{неб}}) \right),$$

где доходная часть:  $Q_h^T$  – отпуск тепла с сетевой водой;  $\Pi_h^T$  – тариф на тепло с сетевой водой;  $Q_h^{\text{ПП}}$  – отпуск тепла в паре промышленным потребителям;  $\Pi_h^{\text{ПП}}$  – тариф тепло пара промышленным потребителям;  $N_h^{\ominus}$  – объем продажи электроэнергии;  $\Pi_h^{\ominus}$  – цена электроэнергии.

Расходная часть:  $B_h^T$  — расход топлива;  $C_h^T$  — цена топлива;  $N_h^{CH_3}$  — объем покупки СН по электроэнергии;  $\Delta_{шт}$  — стоимость штрафов за переброс нагрузки,  $\Delta_{неб}$  — стоимость небалансов в модели.

Расчеты проводились для двух характерных режимов — летнего и зимнего. В качестве исходных данных для летнего режима принято: в работе один энергоблок, низкая тепловая нагрузка со станции и отпуск электроэнергии в диапазоне 50–70 МВт в часовом разрешении в соответствии с суточным графиком нагрузки. Для зимнего режима было принято: в работе два энергоблока, тепловая нагрузка близкая к максимальной по двум турбоагрегатам и отпуск электроэнергии варьируется от 150 до 190 МВт.

Уравнения с помощью генератора матриц преобразуются в вид, необходимый для работы решателя и отправляются в «Решатель», где происходит поиск минимума целевой функции. «Решатель» — программа (математическое ядро), реализующая решение заданных уравнений. Полученное решение преобразуется в график нагрузок компонентов модели. Результаты расчета выгружаются в отчет. В общем виде постановка задачи оптимизации для каждого элемента оборудования для каждого момента времени формируются матрицы зависимости переменных с учётом зависимостей между параметрами элемента, ограничений на динамику их изменений во времени, а также топологических связей с другими элементами модели. На принципиальном уровне поиск решений линейных экстремальных задач сводится к последовательному перебору угловых точек множества допустимых решений. Решение задачи оптимизации идет с применением двух методов: метода линейного программирования и метода линейного смешанного-целочисленного программирования.

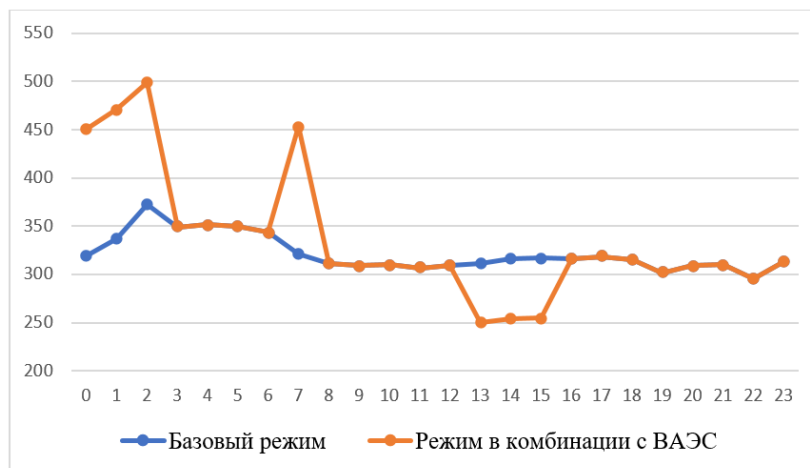
Для каждого режима также проводилось по два расчета, первый позволял просчитать текущий режим работы станции по заданным нагрузкам при отсутствии ВАЭС, второй учитывал работу ТЭЦ в комбинации с ВАЭС с учетом 60% КПД аккумулирующей установки (рис. 3). Таким образом, для обоих режимов был рассчитан оптимальный режим при учете возможности зарядки ВАЭС в часы с низкой стоимостью электроэнергии на ОРЭМ и ее разрядке в часы пиков, когда стоимость электроэнергии значительно выше.

С точки зрения приоритетного распределения нагрузок для зарядки ВАЭС в летнем режиме был выбран период с 0 до 2 часа и 7 час, поскольку в данные ночные часы имеет место большая тепловая нагрузка. Часы разрядки — с 13 по 15 час, с наибольшей ценой за МВт·ч в течение рассматриваемых суток. Анализ результатов показывает, что в часы зарядки значительно повышается удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической энергии. В свою очередь, разрядка ВАЭС увеличила отпуск электроэнергии в сеть в пиковые дневные часы, что позволило снизить удельные расходы топлива. По среднесуточным показателям применение режима ТЭЦ в комбинации с ВАЭС приводит к увеличению УРУТ на отпуск электрической энергии на 14 г/кВт·ч. В денежном эквиваленте это привело к снижению в летнем режиме (в работе одна турбина ПТ-100) суточного маржинального дохода на 31 976 руб.

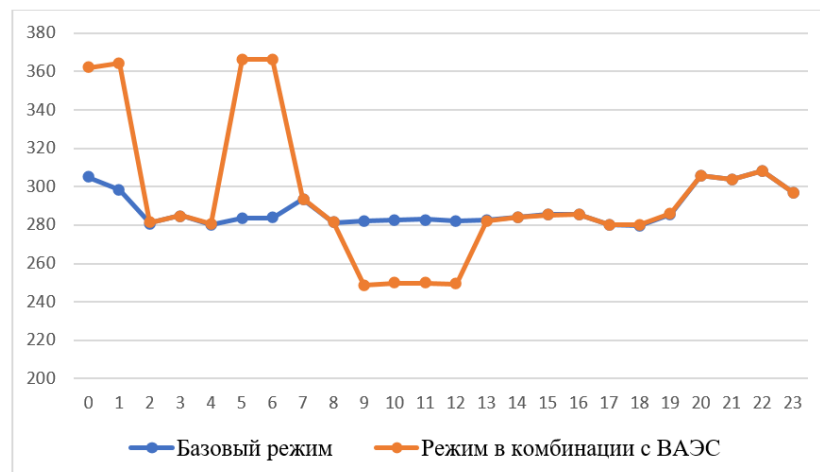
В ночные часы с 0 по 1 и с 5 по 6 для зимнего режима наблюдается наибольший отпуск тепла, поэтому данный период выбран оптимальным для зарядки ВАЭС. Часы разрядки выбраны из соображений максимизации маржинальной прибыли, поэтому разрядка происходит с 9 по 12 часы, когда цена электроэнергии максимальная. По среднесуточным показателям применение режима ТЭЦ в комбинации с ВАЭС приводит к увеличению УРУТ на отпуск электрической энергии на 6,5 г/кВт·ч. В денежном эквиваленте это привело к снижению в зимнем режиме (в работе обе турбины ПТ-100) суточного маржинального дохода на 23 103 руб.

Из результатов моделирования следует, что для летнего режима повышение УРУТ более существенное, чем для зимнего режима. Это можно объяснить относительно малой когенерационной выработкой ввиду низкой тепловой нагрузки станции на летнем режиме, а также работой всего одного блока ПТ-100. В свою очередь, для зимнего режима, когда в работе два блока





а) Летний режим (в работе одна турбина ПТ-100)  
 a) Summer mode (one PT-100 turbine is in operation)



б) Зимний режим (в работе две турбины ПТ-100)  
 b) Winter mode (two PT-100 turbines are in operation)

Рис. 3. Результаты расчета удельного расхода условного топлива (г/кВт·ч) на отпуск электроэнергии для летнего (а) и зимнего (б) режима работы ТЭЦ  
 Fig. 3. Calculation results of the specific reference fuel consumption (g/kWh) for the electricity supply for summer (a) and winter (b) power plant operation modes

ПТ-100, модель более эффективно перераспределяет нагрузки по агрегатам с учетом изменения выработки для зарядки или разрядки ВАЭС.

### Обсуждение

Исходя из приведённого анализа требуемого и доступного оборудования для Д-ВАЭС мощностью 50–250 МВт можно заключить, что на отечественном рынке отсутствует прямые аналоги компрессорного оборудования, применяемого в крупных установках типа Seneca-1A, ВАЭС United Technologies, ВАГТЭ Матагорда. В этом случае предлагается модернизация схемы зарядки хранилища с разделением ее на несколько параллельных веток с учетом российских компрессоров доступных типоразмеров, как правило, до 1500 м<sup>3</sup>/мин (АО «Казанькомпрессормаш»,

АО «РЭП Холдинг»). Турбинная часть схемы ВАЭС может быть укомплектована машинами производства АО «Уральский турбинный завод» (турбины высокого давления, 30–100 бар) и АО «Силовые машины» (турбины низкого давления, до 30 бар).

В связи с особенностями отдельных энергосистем Российской Федерации, является целесообразным разработка различных (адаптированных к конкретному региону и потребителей) вариантов схем ВАЭС: со сжиганием природного газа, с тепловым аккумулятором и пр.). Для оценки возможности реализации ВАЭС в условиях энергетического рынка Российской Федерации представляется актуальным математическое моделирование различных схемных решений с разработкой возможных путей их оптимизации и повышения энергетической эффективности.

С точки зрения формального подхода к функционированию рынка электроэнергии применение комбинированной схемы ТЭЦ и ВАЭС зачастую экономически нецелесообразно. Однако такая связка может поставлять услуги общесистемного характера, повышающие надежность и маневренность энергосистемы, в которой существенную долю генерации составляют ВЭС и СЭС. В таком случае оценка экономического эффекта должна основываться не только на стоимости предоставляемых коммерческих услуг по отпуску электрической энергии отдельной электростанцией, но и на стоимости системных услуг, повышающих надежность и маневренность рассматриваемой энергетической системы. Потенциал применения крупных накопителей для ведения режимов энергосистемы Российской Федерации оценивается в 15–20 ГВт (около 10 % от потребляемой мощности в энергосистеме). Современный подход к интегрированию систем аккумулирования энергии на сжатом воздухе может быть рассмотрен в виде следующей иерархической структуры:

Глобальный подход – создание единой системы аккумулирования энергии для объединенной энергосистемы Российской Федерации.

Региональный подход – внедрение ВАЭС высокой мощности для аккумулирования энергии крупных источников со слабыми возможностями регулирования отпускаемой в сеть электроэнергии (например, АЭС), замена крупных пиковых энергоустановок, использование комбинированных схем работы воздушных аккумуляторов с действующими крупными ТЭЦ и региональными ГРЭС, а также совместная работа с установками возобновляемой энергетики (ветроэнергетическими установками и солнечными батареями).

Локальный подход – сочетание ВАЭС с иными современными энергоэффективными системами в рамках общей энергосистемы локального потребителя, оперативно реагирующего на изменение тарифов (т.н. «активный пользователь»).

### Заключение

Специалистами НИУ МЭИ выполнено моделирование тепловых схем приоритетных ВАЭС: Seneca-1A, ВАЭС United Technologies, ВАГТЭ Матагорда. Задача моделирования заключалась в составлении материальных и тепловых балансов с целью определения ключевых параметров работы различных ВАЭС для восполнения информации об установках, отсутствующей в открытом доступе. По итогам моделирования в компьютерной программе Aspen HYSYS были определены ключевые параметры, среди которых: суммарная мощность компрессоров, расход воздуха через компрессоры, расчетный объем хранилища, расчетная температура в хранилище, максимальное давление в хранилище, суммарная мощность турбин, расход рабочего тела через одну турбину высокого и низкого давления, давление воздуха перед турбиной высокого и низкого давления, период полной зарядки/разрядки, суммарный расход природного газа, температура уходящих газов, КПД по отпуску электроэнергии. Результаты расчета использованы для разработки перспективных тепловых схем и выбора оборудования ВАЭС для применения в энергосистеме Российской Федерации.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры. Экспертно-аналитический отчет / Инфраструктурный центр EnergyNet, Москва, 2019, – 158 с.
- [2] Global energy storage database // URL: <https://www.eesea.ec.europa.eu/> (дата обращения: 16.02.2022).
- [3] **Ольховский Г.Г., Казарян В.А., Столяревский А.Я.** Воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции (ВАГТЭ) – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 358 с.
- [4] **Мельникова С.И., Яковлева Д.Д.** Энергетика Германии: Череда парадоксов // Экологический вестник России, 10/2018, с. 18–27.
- [5] Special Plastic Vision // URL: <https://zshq.zuiyouliao.com/zixun/detail-d7f78c087aeb457c89b-f935a786f0455.html> (дата обращения: 16.02.2022).
- [6] **Веремеенко Е.С.** Экологические риски на предприятии Зеленчукской ГЭС-ГАЭС филиала ПАО «Русгидро» // Сборник научных статей по материалам Всероссийской научно-практической конференции. Ставропольский государственный аграрный университет. Ставрополь, 2021, с. 51–56.
- [7] **Малега А.А., Бородулин А.А., Панов В.Н., Пастухов В.В., Филатова О.В., Подвысоцкий А.А.** Комплексная реконструкция и модернизация Кубанской ГАЭС // Гидротехническое строительство – 2020 – № 8, с. 27–35.
- [8] **Budt M., Wolf D., Span R., Yan J.** A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments // Applied Energy. – 2016. – № 170. – P. 250–268.
- [9] **King M., Jain A., Bhakar R., Mathur J., Wang J.** Overview of current compressed air energy storage projects and analysis of the potential underground storage capacity in India and the UK // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – № 139.
- [10] **Li P., Hu Q., Han Z., Wang C., Wang R., Han X., Wang Y.** Thermodynamic analysis and multi-objective optimization of a trigenerative system based on compressed air energy storage under different working media and heating storage media // Energy. – 2022. – № 239 (2). 122252.
- [11] **Soltani M., Kashkooli F.M., Jafarizadeh H., Hatefi M., Fekri H., Gharali K., Nathwani J.** Diabatic Compressed Air Energy Storage (CAES) Systems: State of the Art, Encyclopedia of Energy Storage, Elsevier, 2022, Pp. 173–187.
- [12] **Mucci S., Bischì A., Briola S., Baccioli A.** Small-scale adiabatic compressed air energy storage: Control strategy analysis via dynamic modelling // Energy Conversion and Management. – 2021. – № 243. 114358.
- [13] **Zhou Q., Du D., Lu C., He Q., Liu W.** A review of thermal energy storage in compressed air energy storage system // Energy. – 2019. – № 188.
- [14] **Mousavi S.B., Adib M., Soltania M., Razmi A.R., Nathwani J.** Transient thermodynamic modeling and economic analysis of an adiabatic compressed air energy storage (A-CAES) based on cascade packed bed thermal energy storage with encapsulated phase change materials // Energy Conversion and Management. – 2021. – № 243. 114379.
- [15] **Li J., Lu W., Luo Z., Zeng Y.** Synthesis and thermal properties of novel sodium nitrate microcapsules for high-temperature thermal energy storage. Sol Energy Mater Sol Cells 2017; 159:440 – 6.
- [16] **Zhao P., Lai Y., Xu W., Zhang S., Wang P., Wang J.** Performance investigation of a novel near-isothermal compressed air energy storage system with stable power output // Energy Research. – 2020. – № 44 (3). – P. 11135–11151.
- [17] NYSEG SENECA // Compressed air energy storage (CAES) demonstration project, Final Phase 1 Technical Report. September 2012. – 66 P.
- [18] **Chen L., Wang Y., Xie M., Ye K., Mohtaram S.** Energy and exergy analysis of two modified adiabatic compressed air energy storage (A-CAES) system for cogeneration of power and cooling on the base of volatile fluid // Journal of Energy Storage. – 2021. – № 42. 103009.
- [19] **Sarmast S., Fraser R.A., Dusseault M.B.** Performance and cyclic heat behavior of a partially adiabatic Cased-Wellbore Compressed Air Energy Storage system // Journal of Energy Storage. – 2021. – № 44(7):103279.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

**ФЕДЮХИН Александр Валерьевич** – доцент, Национальный исследовательский университет "МЭИ", канд. техн. наук.

E-mail: FedyukhinAV@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1819-0450>

## REFERENCES

- [1] Primenenie sistem nakopleniya energii v Rossii: vozmozhnosti i bar'ery. Ekspertno-analiticheskij otchet [Application of energy storage systems in Russia: opportunities and barriers. Expert-analytical report] / Infrastrukturnyj centr EnergyNet, Moskva, 2019, – 158 с.
- [2] Global energy storage database // URL: <https://www.eeseaec.org/> (access date: 16.02.2022).
- [3] **G.G. Ol'hovskij, V.A. Kazaryan, A.Ya. Stolyarevskij**, Vozdushno-akkumuliruyushchie gazoturbinnye elektrostancii (VAGTE) [Air-accumulating gas turbine power plants (AAGTPP)] – Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovanij, 2011. – 358 s.
- [4] **S.I. Mel'nikova, D.D. Yakovleva**, Energetika Germanii: Chereda paradoksov [Germany's Energy Sector: A series of Paradoxes] // Ekologicheskij vestnik Rossii, 10/2018, s. 18–27.
- [5] Special Plastic Vision // URL: <https://zshq.zuiyouliao.com/zixun/detail-d7f78c087aeb457c89b-f935a786f0455.html> (access date: 16.02.2022).
- [6] **E.S. Veremeenko**, Ekologicheskie riski na predpriyatii Zelenchukskoj GES-GAES filiala PAO «Rusgidro» [Environmental risks at the enterprise of the Zelenchukskaya HPP-PSPP branch of PJSC Rushydro] // Sbornik nauchnyh statej po materialam Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii. Stavropol'skij gosudarstvennyj agrarnyj universitet. Stavropol', 2021, с. 51–56.
- [7] **A.A. Malega, A.A. Borodulin, V.N. Panov, V.V. Pastuhov, O.V. Filatova, A.A. Podvysockij**, Kompleksnaya rekonstrukciya i modernizaciya Kubanskoj GAES [Comprehensive reconstruction and modernization of the Kuban HPP] // Gidrotekhnicheskoe stroitel'stvo – 2020 – № 8, с. 27–35.
- [8] **M. Budt, D. Wolf, R. Span, J. Yan**, A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments // Applied Energy. – 2016. – № 170. – P. 250–268.
- [9] **M. King, A. Jain, R. Bhakar, J. Mathur, J. Wang**, Overview of current compressed air energy storage projects and analysis of the potential underground storage capacity in India and the UK // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – № 139.
- [10] **P. Li, Q. Hu, Z. Han, C. Wang, R. Wang, X. Han, Y. Wang**, Thermodynamic analysis and multi-objective optimization of a trigenerative system based on compressed air energy storage under different working media and heating storage media // Energy. – 2022. – № 239 (2). 122252.
- [11] **M. Soltani, F.M. Kashkooli, H. Jafarizadeh, M. Hatefi, H. Fekri, K. Gharali, J. Nathwani**, Diabatic Compressed Air Energy Storage (CAES) Systems: State of the Art, Encyclopedia of Energy Storage, Elsevier, 2022, Pp. 173–187.
- [12] **S. Mucci, A. Bisch, S. Briola, A. Baccioli**, Small-scale adiabatic compressed air energy storage: Control strategy analysis via dynamic modelling // Energy Conversion and Management. – 2021. – № 243. 114358.
- [13] **Q. Zhou, D. Du, C. Lu, Q. He, W. Liu**, A review of thermal energy storage in compressed air energy storage system // Energy. – 2019. – № 188.
- [14] **S.B. Mousavi, M. Adib, M. Soltania, A.R. Razmi, J. Nathwani**, Transient thermodynamic modeling and economic analysis of an adiabatic compressed air energy storage (A-CAES) based on cascade packed bed thermal energy storage with encapsulated phase change materials // Energy Conversion and Management. – 2021. – № 243. 114379.

[15] **J. Li, W. Lu, Z. Luo, Y. Zeng**, Synthesis and thermal properties of novel sodium nitrate microcapsules for high-temperature thermal energy storage. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2017; 159:440 – 6.

[16] **P. Zhao, Y. Lai, W. Xu, S. Zhang, P. Wang, J. Wang**, Performance investigation of a novel near-isothermal compressed air energy storage system with stable power output // *Energy Research*. – 2020. – № 44 (3). – P. 11135–11151.

[17] NYSEG SENECA // Compressed air energy storage (CAES) demonstration project, Final Phase 1 Technical Report. September 2012. – 66 P.

[18] **L. Chen, Y. Wang, M. Xie, K. Ye, S. Mohtaram**, Energy and exergy analysis of two modified adiabatic compressed air energy storage (A-CAES) system for cogeneration of power and cooling on the base of volatile fluid // *Journal of Energy Storage*. – 2021. – № 42. 103009.

[19] **S. Sarmast, R.A. Fraser, M.B. Dusseault**, Performance and cyclic heat behavior of a partially adiabatic Cased-Wellbore Compressed Air Energy Storage system // *Journal of Energy Storage*. – 2021. – № 44(7):103279.

### INFORMATION ABOUT AUTHOR

**Alexander V. FEDYUKHIN** – *National Research University "Moscow Power Engineering Institute"*.

E-mail: FedyukhinAV@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1819-0450>

Поступила: 21.02.2023; Одобрена: 28.03.2023; Принята: 28.03.2023.

Submitted: 21.02.2023; Approved: 28.03.2023; Accepted: 28.03.2023.