

# Присъединяване на криогенна батерия към конвенционална енергопреобразуваща инсталация

С. Митева, Д. Попов

## Integration of Cryobattery into Conventional Energy Conversion System

S. Miteva, D. Popov

Department of Thermal and Nuclear Power Engineering, Technical University of Sofia, 8 Sveti Kliment Ohridski Blvd., 1756 Sofia, Bulgaria, dpopov@tu-sofia.bg

**Key Words:** Liquid air; energy storage; regenerative steam cycle; feed water; waste heat.

**Abstract.** The aim of the present study is to evaluate an option of integration of liquid air energy storage (LAES) into regenerative steam turbine cycle. The waste heat from LAES discharge is used for feed water preheating. Thermodynamic analysis shows that the newly proposed hybrid LAES system has a round-trip efficiency of 16% higher than the standalone LAES.

### Въведение

Съвременните енергийни системи трябва да са в състояние да урівновесят производството и консумацията на електрическа енергия по всяко време в денонощието. Все по-широкото използване на възобновяеми енергийни източници създава нови предизвикателства пред тяхното ефективно и рационално управление. Действието на вятърните и фотоволтаичните електроцентрали се съпровожда от значителна неравномерност в производството на електрическа енергия. Системите за съхранение и по-специално тези с голям капацитет са в състояние да изглаждат неравномерното производство и консумация на електрически ток. По този начин те могат да осигуряват стабилност на електрозахранването и така да улеснят все по-широкото навлизане на възобновяемите енергийни източници в борбата за предотвратяване и ограничаване на климатичните промени.

В изследване на Министерството на енергетиката на САЩ се твърди, че към края на 2030 г. нарастването на потребностите от нов капацитет за електроенергийно съхранение в световен мащаб ще бъде от 2.4 до 4 TWh годишно, което е три до пет пъти повече от сегашния темп на нарастване от 800 GWh на година [1]. Най-широко приложение понастоящем намират помпено-акумулиращите електроцентрали (ПАВЕЦ), като над 90% от съхранената електрическа енергия в света идва от тях.

Помпено-акумулиращите електроцентрали са съоръжени с обратими хидрогенератори/помпи. Те са гравитационни системи за съхранение на електрическа енергия. В часовете на нощния минимум на потребление на електрическа енергия мощни помпи използват за задвижването си евтина електрическа енергия, за да прехвърлят вода от долен в горен воден резервоар. В периоди на сутрешна и вечерна максимална консумация на електрическа енергия водата под действието на гравитацията се спуска към турбина и електроцентралата генерира скъпа електрическа енергия. Ефективността на тези електроцентрали е около 70-85%. Развитието на ПАВЕЦ се ограничава от необходимостта да се използва, съответно намира естествен релеф с голяма разлика във височините, както и от екологични ограничения.

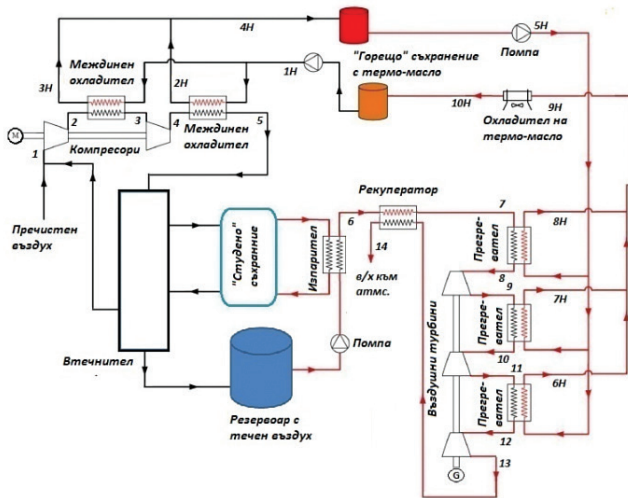
Следващата технология с подобен мащаб е съхраняването на електрическа енергия чрез компресиране на въздух (Compressed Air Energy Storage – CAES). То се извършва с помощта на мощни компресори с електрическо задвижване, които нагнетяват въздух в подземни кухни. Нагнетяването се извършва в часовете с минимално ниво на консумация на електрическа енергия. В часовете на максимална консумация натрупаният компресиран въздух се използва за задвижване на въздушна турбина. Основни пречки пред развитието на технологията CAES е намирането за целта на подходящи и плътни подземни кухни, както и ниската ефективност, достигаща 54% [10].

Компресирането на въздух е в основата и на една новъзникваща технология – така нареченото криогенно съхранение [11]. В периоди с ниско потребление се втечня въздух, който се съхранява в добре изолирани съдове при много ниски температури. В периоди с високо потребление и висока цена на електрическата енергия втечненият въздух се привежда в прегрято газообразно състояние и се пропуска през турбина, задвижваща електрогенератор, който захранва електрическата мрежа. Криогенното съхранение има съществени преимущества пред

ПАВЕЦ и CAES, тъй като не изисква специфични места за разполагане и има многократно по-голяма плътност от тях. Основен негов недостатък е ниската ефективност, която за първата изградена полупромишлена инсталация се равнява на 36% [2]. В статията е представено изследване, насочено към повишаване на ефективността без съществено усложняване на технологичната схема и нейната експлоатация. За целта е извършено математично моделиране на система за енергийно съхранение с втечен въздух, присъединена към конвенционална енергопреобразуваща инсталация.

## Математично моделиране на система за енергийно съхранение с втечен въздух

В техническата литература инсталациите за криогенно съхранение напоследък започват да се наричат криогенни батерии – термин, който е възприет и в това изложение. Термодинамичните характеристики и ефективността на криогенните батерии са изследвани от нарастващ брой научни колективи, особено след 2015 г. Въпреки някои структурни и параметрични различия, почти всички наскоро предложени криогенни батерии имат обща архитектура [2-8]. Типична конфигурация на самостоятелно разположена и действаща криогенна батерия е показана на *фиг. 1*.



Фиг. 1. Принципна технологична схема на криогенна батерия

По време на зареждане на батерията въздухът се компресира в компресори ниско и високо налягане с двукратно междинно охлаждане. Освободената топлина от компресията се предава на термомасло, което се съхранява при относително висока температура в секцията за горещо съхранение, имаща два резервоара с висока и по-ниска температура. Сгъстеният въздух след това се охлажда от връщания се въздух от въздушния сепаратор

на втечнителната секция и от студените флуиди, подавани от секцията за студено съхранение, преди да попадне в криотурбината. Разширяването в турбината произвежда двуфазна смес пари-течност, която се събира и разделя на газов поток и поток течност във въздушен сепаратор. Произведеният течен въздух се съхранява в топлоизолиран резервоар при температура приблизително 80 K и атмосферно налягане.

По време на етапа на разреждане (съответно производство на електрическа енергия) течният въздух се изпомпва от резервоара до високо налягане и се нагрява до температура, близка до околната среда от студената течност, циркулираща между резервоари за студено съхранение и изпарителя. Както бе посочено, студеното съхранение се използва за охлаждане по време на етапа на втечняване, с което се повишава съществено добивът на втечен въздух. Изпомпваният въздух преминава през рекуператор, където се нагрява от въздуха, излизащ от въздушните турбини. Разширяването на въздуха се извършва в три последователно разположени турбини с междинно прегряване, като за целта се използва термично масло от резервоарите за горещо съхранение. След това термичното масло се охлажда в топлообменник и се връща в секцията за горещо съхранение при температура на околната среда. Този топлообменник по същество е единственият компонент в инсталацията, където топлинна енергия се изхвърля към околната среда, тъй като в другия такъв – рекуператора, въздухът напуска с температура, много близка до тази на околната среда.

Предмет на това изследване е стационарният режим на работа на така описаната система. За определяне на нейните термодинамични характеристики и ефективност е необходимо да се състави и пресметне система от нелинейни алгебрични уравнения, съответстващи на материалните и топлинните баланси на всички нейни елементи при фиксирани стойности на ограничен брой входни параметри. За целта си послужихме със софтуерния продукт Thermoflex®, комерсиално разработван и предлаган от софтуерната компания Thermoflow Inc. Компютърната програма Thermoflex е широко използвана в научни изследвания и инженерни приложения [9]. Това изследване в много голяма степен е базирано, съответно повтаря математичното моделиране на стационарният режим на работа на описаната по-горе криогенна батерия, представено от Sciacovelli et al. в [4]. Причината за този подход е обстоятелството, че посоченият труд е единственото от многобройните изследвания в тази област, в което резултатите от изчислителния анализ са валидирани, съответно сравнени с данни от експериментално изследване, в случая това на Morgan et al. [2]. Резултатите от нашето изследване са верифицирани, съответно сравнени с резултати на Sciacovelli et al. В табл. 1 е представено сравнение между изчислителни резултати, получени от нас (колонка А), и тези на Sciacovelli et al. (колонка Б). Те касаят моделирането на въздушния тракт при компресията и разширението съответно на компресорната и турбинната част.

Табл. 1

№ поток	Дебит		Налягане		Температура	
	(kg/s)		(Bar)		(K)	
	А	Б	А	Б	А	Б
1	92.33	92.33	1.09	1.09	286.11	286.11
2	92.33	92.33	14.2	14.2	642.3	642.1
3	92.33	92.33	14.06	14.06	298.8	298.8
4	92.33	92.33	183.1	183.2	673.4	673.4
5	92.33	92.33	181.3	181.3	299.7	299.7
6	211.88	211.88	74.24	74.25	268.5	268.5
7	211.8	211.8	73.5	73.51	437.7	437.7
8	211.8	211.8	72.77	72.77	613.9	613.9
9	211.8	211.8	19.75	19.75	454.3	454.7
10	211.8	211.8	19.56	19.56	619.6	619.6
11	211.8	211.8	5.309	5.31	459.7	459.7
12	211.8	211.8	5.261	5.26	621.1	621.1
13	211.8	211.8	1.43	1.43	461.1	461.1
14	211.8	211.8	1.41	1.41	281.1	277.9

Сравнението показва пълно съвпадение на двата варианта с анализираниите най-важни параметри на въздушните потоци – дебит, налягане и температура. В табл. 2 е представено сравнение между изчислителни резултати, касаещи моделирането на масления тракт при охлаждането и подгръването на въздуха съответно в компресорната и турбинната част.

Табл. 2

№ поток	Дебит		Налягане		Температура	
	(kg/s)		(Bar)		(K)	
	А	Б	А	Б	А	Б
1Н	95.7	90.81	9.69	1.1	288.3	288.2
2Н	48.81	47.32	9.5	1.1	661.6	661.8
3Н	46.89	43.5	9.5	1.09	632.5	631.34
4Н	95.7	90.81	9.5	1.09	647.5	647.3
5Н	287.1	274	11.22	1.1	646	646
6Н	95.7	91.33	11	1.09	482.4	469.1
7Н	95.7	91.33	11	1.09	478.1	464.3
8Н	95.7	91.33	11	1.09	462.9	448.1
9Н	287.11	274	11	1.09	474.5	460.5
10Н	95.7	90.81	9.69	1.1	288.3	288.2

Получените от нас стойности са представени в колонка А, а тези на Sciacovelli et al. – в колонка Б. Наблюдаваната разлика, макар и минимална, може да се обясни по следния начин. В публикацията на Sciacovelli et al. не е посочена марката на прилаганото термомасло, а е записано най-общо, че се използва diathermic oil – диатермично масло. В нашето изследване се предлага използването на конкретна марка масло, а именно термомаслото Therminol® VP-1. Имаме две основания за този избор: препоръчваният от производителя на маслото подходящ температурен диапазон за приложение съвпада с този в това изследване; термомаслото Therminol® VP-1 се използва масово в соларната топлоенергетика, т.е. съ-

ществуват усъвършенствани конструкции на съоръжения за работа с такова масло като топлообменници, помпи и резервоари [12].

Математичното моделиране на системата за енергийно съхранение с втечен въздух дава възможност да се оцени нейната ефективност, съответно отношението между количеството електроенергия, произвеждана при разреждането на криогенната батерия и електроенергията, потребявана при нейното зареждане. За цикъл, състоящ се от 9 часа зареждане и 3 часа разреждане и за двете изследвания ефективността е около 47.5%. Основната причина за тази ниска стойност се корени в необходимостта да се осигурят подходящи, достатъчно ниски температури за процеса на втечняване. Това налага в резервоара с термомасло с по-ниска температура в секцията за горещо съхранение да постъпва термомасло с температура около 288 K (табл. 2, точка 10Н). За целта то се охлажда в охладителя на термомаслото с атмосферен въздух, при което температурата му се понижава със 186 K. Топлината, съответстваща на това температурно понижение, се губи безвъзвратно в околната среда. От техническата литература по темата са известни редица изследвания, в които се предлага частично използване на тази отпадна топлинна енергия чрез добавяне към криогенната батерия на допълнителна инсталация за нейното преобразуване в електрическа енергия. За целта най-често се изследва използването на органичен цикъл на Ренкин [5-8].

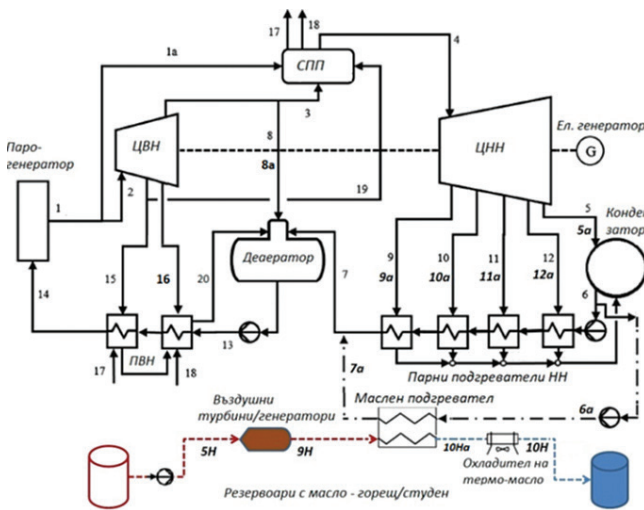
Добавянето на още една инсталация към и без това сложната технологична схема на криогенната батерия ще оскъпи значително начинанието и ще затрудни съществено експлоатацията, имайки предвид, че съоръженията ще трябва да се пускат и спират ежедневно. В този смисъл прилагането на органичен цикъл на Ренкин към криогенна батерия е само една теоретична възможност. В това изследване се предлага по-практично решение, при което системата за енергийно съхранение с втечен въздух се присъединява към постоянно действаща паротурбинна инсталация.

## Математично моделиране на паротурбинна инсталация от ЯЕЦ с присъединена криогенна батерия

В паротурбинните инсталации, работещи в ТЕЦ и ЯЕЦ, се реализира термодинамичният цикъл на Ренкин с работно тяло вода и водна пара. Парната турбина, която е основен елемент в тези инсталации, се явява топлинен двигател, в който топлинната енергия на парата се преобразува в механична работа, а тя от своя страна се използва за задвижване на електрически генератор. За подобряване на ефективността на термодинамичния цикъл се прилага регенеративно подгръване на подхранващата вода преди нейното постъпване в парогенератора. Регенеративното подгръване се извършва с пара, извеждана от проточната част на турбината и подавана към няколко последователно разположени топлообменника, наречени регенеративни под-

греватели. Общото подгриване в тях достига 200 до 250 К. Колкото е по-голямо е подгриването, толкова по-висок е КПД на паротурбинната инсталация.

На *фиг. 2* е показана принципната топлинна схема на паротурбинна инсталация за ЯЕЦ. Тя има типичната за ЯЕЦ структура, съдържаща турбината в две части – цилиндър високо и ниско налягане, кондензатор, две групи регенеративни подгреватели, съответно подгреватели ниско и високо налягане, парогенератор, деаератори, помпи и други. Към подгревателите се насочват потоци грееща пара по паропроводите 8, 9-12, 15, 16.



**Фиг. 2.** Принципна технологична схема на:

- а) паротурбинна инсталация от ЯЕЦ (с пълни линии);
- б) паротурбинна инсталация от ЯЕЦ с присъединена криогенна батерия (с прекъснати линии)

В това изследване се предлага част от подхранващата вода да се подгрива с използване на отпадната топлина от криогенна батерия. За тази цел част от общия поток подхранваща вода б след кондензатора – потока ба, се насочва към масления подгревател вместо към парните подгреватели ниско налягане. Подгриването с термомасло вместо с пара ще освободи парни потоци, които ще останат и се разширят в проточната част на турбината и в крайна сметка ще се стигне до производството на допълнителна електрическа мощност в електрическия генератор. За оценка на размера на допълнително произведената мощност е съставен математичен модел на паротурбинната инсталация в два варианта: вариант А – с присъединена криогенна батерия; вариант Б – без присъединена криогенна батерия. Както се вижда от схемата, точката на присъединяване по термомасло е след прегревателите на въздушните турбини и пред охладителя на термомаслото, охлаждащ с атмосферен въздух. Математичното моделиране е изпълнено също с програмния продукт Thermoflex®, който е особено подходящ за случая. Основните параметри на паротурбинната инсталация като дебит, налягане и температура на свежата пара са типични по стойности за последните поколения ядрени енергийни блокове с малка и средна мощност, в случая приблизително 300 000 kW.

В масления подгревател постъпва за подгриване подхранваща вода с ниска температура – 302.3 К. Това дава възможност в него да се постигне значително охлаждане на термомаслото съответно с 167.3 К. Постигането на този ефект е осъществено и чрез оптимизиране на дебита на подхранващата вода. В резултат температурата на термомаслото в т. 10 пред охладителя на термомаслото при варианта А е само 307.3 К и в него се налага незначителното охлаждане с 26.3 К, т.е. загубата на топлина е съществено по-малка, отколкото при самостоятелно разположение и действие на криогенната батерия.

В *табл. 3* са представени данни за регенеративните парототнемания за двата разглеждани случая. В случая с подгриването на подхранващата вода с термомасло вместо с пара парният поток, преминаващ през цилиндър ниско налягане на турбината, е с по-голям дебит. В резултат при вариант А се произвежда допълнителна мощност 16 360 kW при запазване на дебита на свежа пара на входа на турбината, т.е. без изменение на топлинната мощност на парогенератора и без използване на допълнителна топлинна енергия в цикъла.

**Табл. 3**

№ поток	Дебит (kg/s)		Налягане (Bar)		Температура (K)	
	A	Б	A	Б	A	Б
	8	10.09	22.29	11.89	11.39	458.8
9	8.768	13.69	6.3	6.3	476.9	479
10	13.14	20.5	3.4	3.4	418.6	418.6
11	10.98	17.13	0.926	0.926	370.6	370.6
12	8.743	13.7	0.248	0.248	338	338
5	280.44	247.22	0.04	0.04	302.1	302.1

## Заклучение

Присъединяването на система за енергийно съхранение с втечен въздух към конвенционална паротурбинна инсталация, в разглеждания случай от ядрен енергиен блок, дава възможност да се използва ефективно отпадна топлина от криогенната батерия чрез нейното преобразуване в електрическа енергия. Произведената допълнителна електрическа мощност води до повишаване на ефективността на енергийно съхранение с втечен въздух с 16%. Съвместното разполагане на двете инсталации ще даде възможност и за намаляване на размера на инвестицията за изграждане на системата за енергийно съхранение с втечен въздух, тъй като ще се използва в голяма степен наличната електропреносна и друга инфраструктура.

## Благодарности

Това изследване е финансирано от НИС при ТУ – София, по проект „Разработка на криогенна система за съхранение на енергия от ВЕИ с производство на електроенергия по комбиниран цикъл“, Договор № 211ИХБ0002-02.

## Литература

### Периодика

1. Energy Storage Grand Challenge: Energy Storage Market Report U.S. Department of Energy. – *Technical Report, December 2020*.
2. Morgan, R., S. Nelmes, E. Gibson & G. Brett. Liquid Air Energy Storage – Analysis and First Results from a Pilot Scale Demonstration Plant. – *Applied Energy*, 137, 2014, 845-853. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.109>.
3. Guizzi, G. L., M. Manno, L. M. Tolomei, R. M. Vitali. Thermodynamic Analysis of a Liquid Air Energy Storage System. – *Energy*, 93, 2015, 2, 1639-1647.
4. Sciacovelli, A., A. Vecchi, Y. Ding. Liquid Air Energy Storage (LAES) with Packed Bed Cold Thermal Storage – from Component to System Level Performance through Dynamic Modelling. – *Appl. Energy*, 190, 2017, 84-98.
5. She, X., X. Peng, B. Nie, G. Leng, X. Zhang, L. Weng, L. Tong, L. Zheng, L. Wang, Y. Ding. Enhancement of Round Trip Efficiency of Liquid Air Energy Storage through Effective Utilization of Heat of Compression. – *Appl. Energy*, 206, 2017, 1632-1642.
6. Hamdy, S., T. Morosuk, G. Tsatsaronis. Exergoeconomic Optimization of an Adiabatic Cryogenics-based Energy Storage System. – *Energy*, 183, 2017, 812-824
7. Tafone, A., Y. Li, E. Borri, Comodi, M. Broek, A. Romagnoli. Liquid Air Energy Storage Performance Enhancement by Means of Organic Rankine Cycle and Absorption Chiller. – *Appl. Energy*, 228, 2018, 1810-1821.
8. Peng, X., X. She, L. Cong, T. Zhang, C. Li, Y. Li, L. Wang, L. Tong, Y. Ding. Thermodynamic Study on the Effect of Cold and Heat Recovery

on Performance of Liquid Air Energy Storage. – *Appl. Energy*, 221, 2018, 86-99.

9. Martelli, E., F. Alobaid and C. Elsid. (2021) Design Optimization and Dynamic Simulation of Steam Cycle Power Plants: A Review. – *Front. Energy Res.*, 9, 2021, 676969, doi: 10.3389/fenrg.2021.676969.

### Конференции и симпозиуми

10. Finkenrath, M., S. Pazzi, M. D'Ercole, R. Marquardt, P. Moser, M. Klafki, S. Zunft. Status and Technical Challenges of Advanced Compressed Air Energy Storage (CAES) Technology. 2009 International Workshop on Environment and Alternative Energy.
11. Фикин, К., Б. Станков. Криогенно съхранение на енергия за възобновяем изкуствен студ и електрозахранване. 22-а научна конференция ЕМФ 2017, Технически университет – София, Созопол, 2017, том I.
12. Zoschke, T., S. Rohani, T. Fluri, Q. Hu, Q. Fang. Parabolic trough Plant Performance in China with Focus on Comparison of Heat Transfer Fluids HELISOL® 5A and Therminol® VP-1. AIP Conference Proceedings, 2033, 2018, 130017.

За контакти:

Проф. д-р инж. **Димитър Попов**  
 Катедра "Топлоенергетика и ядрена енергетика"  
 Технически университет – София  
 e-mail: dpopov@tu-sofia.bg