

A concept of an electricity storage system with 50 MWh storage capacity

Authors

Józef Paska
 Mariusz Kłos
 Paweł Antos
 Grzegorz Błajszczak

Keywords

electricity storage systems, battery energy storage system, compressed air storage system

Abstract

Electricity storage devices can be divided into indirect storage technology devices (involving electricity conversion into another form of energy), and direct storage (in an electric or magnetic field). Electricity storage technologies include: pumped-storage power plants, BES Battery Energy Storage, CAES Compressed Air Energy Storage, Supercapacitors, FES Flywheel Energy Storage, SMES Superconducting Magnetic Energy Storage, FC Fuel Cells reverse or operated in systems with electrolysers and hydrogen storage.

These technologies have different technical characteristics and economic parameters that determine their usability.

This paper presents two concepts of an electricity storage tank with a storage capacity of at least 50 MWh, using the BES battery energy storage and CAES compressed air energy storage technologies.

1. Electricity storage technologies

All electricity storage devices can be divided into indirect storage devices (involving electricity conversion into another form of energy, such as kinetic, chemical) and direct storage devices (in electric or magnetic field). A well-known electricity storage device is the chemical battery. Batteries, connected in serial-parallel groups in order to obtain the appropriate voltage-current relevant parameters, together with power electronics converters form battery energy storage systems with capacities in excess of tens of megawatts (BES, Battery Energy Storage). The power sector has long been using energy storage systems (BES), such as system hydroelectric pump stations. New electricity storage enabling technologies include: [5, 6]:

- **CAES Compressed Air Energy Storage.** The idea of compressed air energy storage is very similar to the energy storage in hydroelectric pump stations. Only the medium has changed, which here is air. The compressed air energy storage technology involves compression, in an off-peak period, of large air volumes in a sealed underground cavern, such as old mine workings. In a peak period the previously compressed air is released and directed to turbine blades of a turbine-generator set that generates electricity.
- **Supercapacitors.** The supercapacitor operating principle is similar to the classical model of electrolytic capacitors. The vast area of the electrodes (pads) provides high capacity, more than one farad. Owing to their good design, supercapacitors can be charged very quickly. A supercapacitor is made up of two carbon pads (porous electrodes) separated by an electrolyte, whereby a separator is set as a membrane permeable only to positive charges – ions. Once voltage is supplied to the electrodes, they attract electrical charges that accumulate on them.
- **Flywheel Energy Storage.** An electric motor converts electricity into mechanical energy. The rotor of an electric motor coupled to a flywheel shaft accelerates it and thus transfers energy to the flywheel. Energy is stored in the flywheel's rotating mass. Kinetic energy storage begins to give energy back when the flywheel shaft is coupled to the rotor of a generator,

in which mechanical energy is converted into electricity.

- **SMES Superconducting Magnetic Energy Storage.** Energy is stored in the magnetic field induced in a DC powered superconducting coil. The coil obtains superconductor properties after cooling it to the superconductivity temperature with liquid helium or liquid nitrogen.
- **FC Fuel Cells.** Hydrogen is stored in artificial reservoirs. Hydrogen can be stored in a gaseous or liquid state, or it may be trapped in a chemical compound (e.g. methanol). The easiest way to obtain hydrogen is water electrolysis (loading the storage). The chemical fuel obtained this way (hydrogen) is reconverted back to electricity in a fuel cell (storage unloading).

2. Energy storage applications

Electricity storage technologies can contribute to improving the performance of the power system’s various sub-sectors. It is assumed that the greatest benefits can be accomplished by applying energy storage technologies in hybrid systems to enhance performance of unstable sources using renewable energy resources. But this is not the only area of applying these technologies in the power sector.

The main areas of application can be arranged in four groups [5, 6]:

- support for renewable energy sources
- support for end-customers
- support for the generation sub-sector, including increase in the system reserve (“hot standby”)
- support for the electricity transmission and distribution sub-sector.

Energy storage technology	Application area			
	RES	ER	G&SR	T&D
SMES Superconducting Magnetic Energy Storage	not	yes	not	yes
Supercapacitors	yes	yes	not	not
BES Battery energy storage – various technologies	yes	yes	yes	yes
FC Fuel Cells – various technologies	yes	yes (UPS)	yes	yes
Hydroelectric pump stations	yes	not	yes	yes
CAES Compressed air energy storage	yes	not	yes	yes
FES Flywheel Energy Storage	yes	yes	not	not

RES – support for RES, ER – end-customers, G&SR – generation and system reserve, T&D – support for transmission and distribution

Tab. 1. Energy storage technology application areas [6]

Further in the paper, two concepts of an energy storage system with an assumed capacity (≥ 50 MWh) are presented, using the following technologies:

- BES Battery Energy Storage
- CAES Compressed Air Energy Storage.

According to the authors, these technologies at their present stage of development are the most suitable for long-term electricity storage for the power system.

3. Battery energy storage concept

Battery energy storage can be implemented using the topology of DC subsystems adopted from UPS technology, whereby DC subsystems (batteries and rectifiers) play an important, if not the most important, role, influencing UPS technology’s applicability. Tab. 2 presents four topologies that, in the author’s opinion, enable battery energy storage implementation with the assumed capacity [1, 3, 5, 6].

It should be remembered that the waveform of a current input from, or output to, the network should be sinusoidal (or quasi – sinusoidal with minimal harmonic content). Both converters can be procured using multi-pulse (12- or 24-pulse) thyristor or transistor technology.

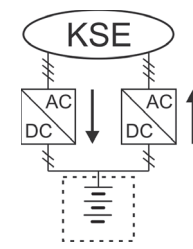
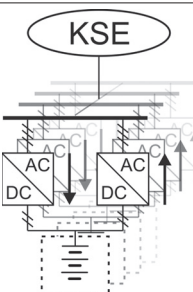
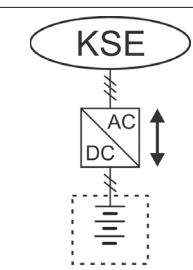
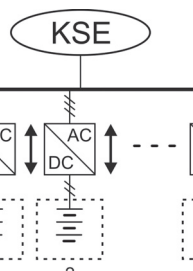
When selecting solutions for the inverter design, the following two questions have to be answered:

1. Is the inverter intended only for synchronous operation with the network at a symmetrical load?
2. Should the inverter operate in a power supply system without power network voltage presence? In other words, is its insular (island) operation at a symmetrical and asymmetrical load expected?

As regards the first point, it can be noted that this is the normal operation of a system supplying energy generated, for example, by a synchronous generator, to a network. In this case a thyristor or transistor based inverter may be used. The inverter’s current protection can be set just above its nominal current. High current, necessary to trigger the short-circuit current protection, may be drawn from the power system.

It is quite different regarding insular (island) operation of the node, to which the energy storage system is connected. Requirements for an inverter for insular operation are:

- If there is a voltage in the network, the inverter operates as in point 1. However, if the voltage has disappeared and the system has proceeded to insular operation, the inverter must guarantee an appropriate voltage with required parameters of electricity quality in the node.
- In addition, in the event of overload the inverter’s own current limiter must protect it against overcurrent. At the same time, in the event of a short-circuit the inverter must provide high current, such as $I_{wy} = (6-10)I_N$ in a short term. Such high current is necessary to ensure the protection’s appropriate selectivity.
- The inverter must be made in transistor technology. Transistors with high current ratings must be used for this.

BES topology	Schematic diagram	Technical characteristics
I		BES made up of two power electronic converters (rectifier and inverter) and a storage battery. In this setup the rectifier ensures proper charging current waveforms, while the inverter enables the network's supply from the battery.
II		This is a parallel technology of a storage made up of n topology I storages. All individual storages operate as those in topology I. Their parallel setup increases reliability of the entire system. To comply with parameters required in the point of connection with the National Power System (NPS), n smaller energy storage units may be used.
III		This BES topology utilises a bi-directional power electronic converter and a storage battery. The bi-directional converter requires more advanced control systems that may increase the unit capital expenditure for such converters.
IV		This is a parallel technology of a storage made up of n topology III storage units. Their parallel setup increases the reliability of entire system. To comply with parameters required in the point of connection with the NPS, n smaller energy storage units may be used.

Tab. 2. Topologies enabling the implementation of battery energy storage with the assumed capacity [6]

A storage design that employs both semiconductor technologies, e.g. thyristor rectifier and transistor inverter, is possible. As regards the choice of battery technology, it seems that a lead-acid accumulator with armour plate, well suited for cyclic operation, would be optimal here.

Battery energy storage technical specifications are as follows [6]:

- power: 10÷50 MW
- DC voltage: 500÷1,000 V
- discharge time: 1÷5 h
- number of monoblocks (2 V) in "chain": depends on the storage battery operating voltage
- number of "chains": depends on the storage power (capacity)
- accumulator type: lead-acid

- storage enclosure: building or steel structure
- air conditioning: required due to the lead-acid battery properties
- power electronic converter design: thyristor (SCR, GTO) and/or IGBT transistor technology
- connection to the NPS: new Main Supply Point, existing Main Supply Point, tap
- master control and supervision system (from the system operator level): required.

Tab. 3 lists energy storages procured in various battery technologies [1, 3, 6].

Name, location	Technology	Power, MW	Energy, MWh	Battery configuration
Southern California Edison, Chino, California, USA	lead-acid batteries	10	40	8,256 × 2,600 Ah, 8 parallel chains of 1,032 cells
Golden Valley Electric Association (GVEA), Fairbanks, Alaska, USA	nickel-cadmium batteries	40	6.5	13,760 cells, 4 chains of 3,440 cells
Metlakatla Power and Light (MP&L), Alaska, USA	VRLA lead-acid batteries	1	1.4	1,134 cells, 100 A75 modules per chain
Pacificorp Castle Valley, Utah, USA	vanadium redox flow batteries	0.250	2	5 modules of 50 kW
AEP Sodium Sulphur Distributed Energy Storage System at Chemical Station, Charleston, West Virginia, USA	sodium-sulphur batteries	1	7.2	20 modules of 50 kW
Long Island, New York Bus Terminal Energy Storage System, NY, USA	sodium-sulphur batteries	1.2	6.5	20 modules of 60 kW
Brockway Standard Lithography Plant, Homerville, Georgia, USA	lead-acid batteries	2	0.055	2,000 cells, 8 modules of 250 kW
Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) Battery System, Sabana Llana, Puerto Rico	lead-acid batteries	20	14	6,000 × 1,600 Ah, 6 parallel chains of 1,000 cells
Futamata, Prefecture Aomori, Japan	sodium-sulphur batteries	34	238	?
Sumitomo Densetsu Office, Osaka, Japan	vanadium redox flow batteries	3	0.8	60 modules of 50 kW
Berliner Kraft- und Light (BEWAG), Berlin, Germany	lead-acid batteries	17 (8.5)*	14	7,080 × 1,000 Ah, 12 chains of 590 cells
* 8.5 MW – at 60 min frequency regulation mode, 17 MW – at 20 min reserve mode				

Tab. 3. Battery energy storages in operation

4. CAES compressed air energy storage concept

Compressed air energy storage is designed to store high “energy volumes” for long periods. As in the case of hydro pumped plants, the peak-pump operation is assumed here that enables load levelling in the power system. So far, two such facilities, interoperable with a power network, have been designed, commissioned, and tested. The first facility with 290 MW capacity was commissioned in Huntorf, Germany, in December 1978. The facility can operate at full power for three hours. Its unit heat consumption is 6,050 Btu/kWh (6,383 kJ/kWh). Compressed air is stored in two salt caverns with a capacity of 150,000 m³ each, located 600 m and 800 m beneath the ground surface. The air is stored there under pressure of 70 bar (7 MPa), and it takes 8 hours to fill up the caverns with a 60 MW compressor. The other operated facility is 110 MW CAES MacIntosh, built in the United States, in Alabama, and commissioned in June 1991. The facility can operate at full power for 26 hours.

The both facilities’ topologies are similar, except that the US system has an additional recuperator using waste heat to preheat the being expanded air, thus reducing the fuel consumption by almost 25%. The solutions incorporated there may be described as “First Generation CAES” [2, 4, 5, 6, 7].

To this day, many CAES storage topologies have been developed to enable power applications’ implementation, both large and small scale. The power range typical for this technology is 15 to 600 MW and is highly dependent on the CAES system topology. The solutions proposed can be described as

“Second Generation CAES”. All topologies, classic and new alike, use waste heat to improve thermodynamic processes.

The basic devices which CAES storage is typically made up of, include:

- gas turbine set (except adiabatic CAES systems)
- turbine set pneumatic (expansion) engine – generator (expander – generator)
- compressed air storage
- set of compressed air cooling elements (coolers)
- indirect combustion chamber(s), (optionally, depending on the topology)
- multi-stage compressor
- recuperator (heat exchanger)
- supervision and control system
- auxiliaries (switchgear, electrical wiring, computer system, etc.).

The following compressed air storage accommodation options are taken into account:

- Geological formations, such as:
 - salt excavation (salt cavern)
 - post-mining pit (solid rock)
 - aquifers
 - depleted gas deposits
- artificial reservoirs (geological structure independent).

In a CAES system with a gas turbine, the turbine power accounts for ca. 30÷35% of the system capacity.

A CAES storage system with an assumed capacity can be implemented using two topologies, the brief technical characteristics

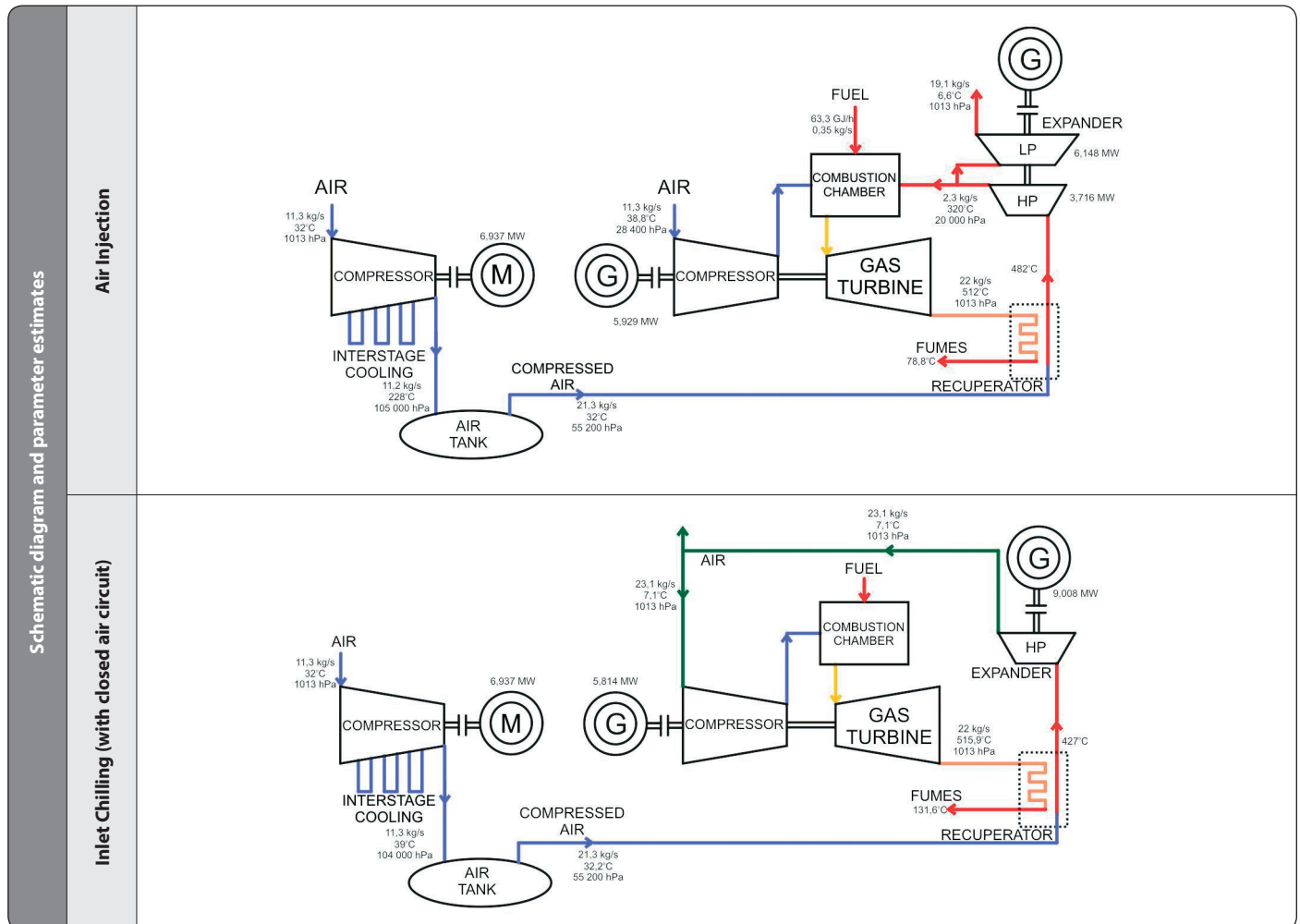
of which are summarized in Tab. 4 [4, 6].

In either case the facility's footprint will be ca. 2,340 m².

The systems are made up of:

- gas turbine, e.g. 5.9 MW Taurus CT
- WP compressor
- NP compressor

- recuperator
- WP and NP 9.9 MW expansion engine
- compressed air pipe storage 10 × 10³ m³
- auxiliaries (switchgear)
- electrical wiring, computer system, etc.



Tab. 4. Topologies enabling the implementation of compressed air energy storage with an assumed capacity

5. Summary

Long-term energy storage technologies can be widely used in all sub-sectors of the power system.

Capital expenditures for the proposed storage solutions with a capacity of at least 50 MWh are: ca. 40 million PLN for the battery storage, and ca. 70 million PLN for the compressed air storage [2, 4, 5, 6, 7]. It should be noted that these are cost estimates. The battery storage technology's capital expenditures are lower than those of the CAES technology. It should be noted, however, that battery systems are very troublesome operation-wise. Inappropriate operation may result in a drastic reduction in the storage battery's life, which can enforce its replacement

earlier than stated by the manufacturer. Given that the storage battery accounts for a major share in the capital expenditures, its economic advantage may be illusory.

Future applications of CAES technology and its technical and economic optimization will require a very painstaking geological exploration, covering the area of operation of the power system operator, relating to the locations of geological formations that may possibly be suitable for storage accommodation. This is because of large differences in the capital expenditures between natural and man-made compressed air storage facilities, arguing clearly in favour of the former.

REFERENCES

1. Doughty D.H. et al., Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage. The Electrochemical Society Interface, 2010.
2. Gardner J., Haynes T., Overview of Compressed Air Energy Storage. Office of Energy Research, Policy and Campus Sustainability, December 2007.
3. Garimella N., Nirmal-Kumar C.N., Assessment of Battery Energy Storage Systems for Small-Scale Renewable Energy Integration, 2009.
4. Nakhamkin M. i in., Second Generation of CAES Technology – Performance, Operations, Economics, Renewable Load Management, Green Energy, POWER-GEN International, Las Vegas, December 2009.
5. Paska J., Kłos M., Techniczne i ekonomiczne aspekty magazynowania energii dla poprawy efektywności wykorzystania OZE na przykładzie elektrowni wiatrowych [Technical and economic aspects of energy storage to improve the RES use efficiency in the example of wind power plants], Conference proceedings “Aktualne problemy w elektroenergetyce APE 2009” [Current problems in the power sector APE 2009], Jurata, June 2009.
6. Paska J. et al., Możliwości budowy w warunkach polskich magazynów energii przyłączonych do sieci elektrycznych o pojemności powyżej 50 MWh i czasie przechowywania powyżej 5 godzin [Available in the Polish conditions, construction options of over 50 MWh capacity and over 5 h storage time energy storage facilities connected to the power network], Study commissioned by PSE Operator SA, Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology, Warsaw, December 2010.
7. Pedrick G., Compressed Air Energy Storage Engineering and Economic Study, New York State Energy Research and Development Authority, December 2009.

Józef Paska

Warsaw University of Technology
 e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Employed at the Institute of Electrical Power Engineering, Warsaw University of Technology. His scientific interests are focused on power generation, including distributed generation and RES use, electrical power management and economics, power system reliability and power supply security.

Mariusz Kłos

Warsaw University of Technology
 e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Employed at the Institute of Electrical Power Engineering, Warsaw University of Technology. His scientific interests are generally concentrated on the means of effective integration of generation units operated in various technologies (especially alternative and RES), and the integration of energy storages with the power system with the use of electronic power circuits.

Paweł Antos

PSE Operator
 e-mail: Pawel.Antos@pse-operator.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering at Warsaw University of Technology (2000). His occupation is related to the transmission operations of the Transmission System Operator in Poland.

Grzegorz Błajszczak

Emerson Process Management Power & Water Solutions
 e-mail: grzegorz.blajszczak@gmail.com

A former scientific employee at the Warsaw University of Technology. Currently employed at Emerson Process Management Power & Water Solutions in the field of power plant control systems. An expert in electrical power quality.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 32–37. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Koncepcja zasobnika energii elektrycznej o zdolności magazynowania 50 MWh

Autorzy

Józef Paska
Mariusz Klos
Paweł Antos
Grzegorz Błajszczak

Słowa kluczowe

magazynowanie energii elektrycznej, bateryjny zasobnik energii, pneumatyczny zasobnik energii

Streszczenie

Urządzenia umożliwiające magazynowanie energii elektrycznej dzielimy na: urządzenia technologii magazynowania pośredniego (z udziałem konwersji energii elektrycznej na inny rodzaj energii) i magazynowania bezpośredniego (w polu elektrycznym lub magnetycznym). Do technologii umożliwiających magazynowanie energii elektrycznej należą: elektrownie wodne pompowe; akumulatory (BES – ang. *Battery Energy Storage*); pneumatyczne zasobniki energii (CAES – ang. *Compressed Air Energy Storage*); superkondensatory (ang. *Supercapacitors*); kinetyczne zasobniki energii (FES – ang. *Flywheel Energy Storage*); nadprzewodzące zasobniki energii (SMES – ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage*); ogniwa paliwowe (FC – ang. *Fuel Cells*) rewersyjne lub pracujące w układach z elektrolizatorami i magazynowaniem wodoru.

Technologie te charakteryzują się różnymi właściwościami technicznymi i parametrami ekonomicznymi, warunkującymi możliwości ich zastosowania.

W artykule przedstawiono dwie koncepcje zasobnika energii elektrycznej o zdolności magazynowania co najmniej 50 MWh, wykorzystującą magazynowanie elektrochemiczne (BES) oraz wykorzystującą magazynowanie w postaci sprężonego powietrza (CAES).

1. Podział technologii zasobników energii elektrycznej

Wszystkie urządzenia umożliwiające magazynowanie energii elektrycznej można podzielić na: urządzenia technologii magazynowania pośredniego (z udziałem konwersji energii elektrycznej na inny rodzaj energii, np.: kinetyczną, chemiczną) i magazynowania bezpośredniego (w polu elektrycznym lub magnetycznym). Powszechnie znanym urządzeniem służącym do magazynowania energii elektrycznej jest akumulator. Akumulatory, połączone w grupy szeregowo-równoległe w celu uzyskania odpowiednich parametrów napięciowo-prądowych, tworzą wraz z przetwornicami energoelektronicznymi bateryjne zasobniki energii o mocach przekraczających dziesiątki megawatów (BES – ang. *Battery Energy Storage*). W energetyce od dawna wykorzystuje się zasobniki energii (ZE), jakimi są systemowe elektrownie wodne pompowe. Do nowych technologii umożliwiających magazynowanie energii elektrycznej należą [5, 6]:

- **Pneumatyczne zasobniki energii** (CAES – ang. *Compressed Air Energy Storage*). Idea magazynowania energii w pneumatycznych zasobnikach energii jest bardzo podobna do magazynowania energii przez elektrownie wodne pompowe. Zmianie ulega jedynie medium, którym jest tu powietrze. W pneumatycznych zasobnikach energii, w czasie dolin energetycznych, następuje sprężanie dużych mas powietrza w uszczelnionych grotach podziemnych, np. starych wyrobiskach kopalnianych. W czasie szczytów

energetycznych sprężone wcześniej powietrze jest uwalniane i kierowane na łopatki turbiny turbozespołu, który generuje energię elektryczną.

- **Superkondensatory** (ang. *Supercapacitors*). Zasada działania superkondensatora jest podobna do modelu funkcjonowania klasycznych kondensatorów elektrolitycznych. Olbrzymia powierzchnia elektrod (okładzin) zapewnia dużą pojemność, która wynosi powyżej jednego Farada. Dzięki odpowiedniej budowie superkondensatory mogą być bardzo szybko ładowane. Superkondensator jest zbudowany z dwóch okładzin (elektrod porowatych) węglowych, przedzielonych elektrolitem, w którym jest umieszczony separator w postaci membrany przepuszczającej tylko ładunki dodatnie – jony. Doprowadzenie napięcia stałego do elektrod powoduje zgromadzenie się na nich ładunku elektrycznego.
- **Kinetyczne zasobniki energii** (FES – ang. *Flywheel Energy Storage*). Silnik elektryczny zamienia energię elektryczną na energię mechaniczną. Wirnik silnika elektrycznego, sprzęgnięty z wałem koła zamachowego, rozpędza je i w ten sposób przekazuje energię do koła zamachowego. Energia zostaje zmagazynowana w masie wirującego koła zamachowego. Zasobnik kinetyczny zaczyna oddawać energię w chwili, gdy wał koła zamachowego zostaje sprzęgnięty z wirnikiem generatora, w którym energia mechaniczna jest zamieniana na energię elektryczną.

- **Nadprzewodzące zasobniki energii** (SMES – ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage*). Energia jest tu magazynowana w polu magnetycznym indukowanym w cewce nadprzewodzącej zasilanej prądem stałym. Cewka uzyskuje właściwości nadprzewodnika po schłodzeniu jej do temperatury nadprzewodnictwa za pomocą ciekłego helu lub ciekłego azotu.
- **Ogniwa paliwowe** (FC – ang. *Fuel Cells*). Magazynowanie wodoru odbywa się w zbiornikach sztucznych. Wodór może tu być magazynowany w stanie gazowym, ciekłym lub też może być uwięziony w związkach chemicznych (np. metanol). Najprostszym sposobem pozyskania wodoru jest przeprowadzenie elektrolizy wody (proces ładowania zasobnika). Tak otrzymane paliwo chemiczne (wodorowe) jest przekonwertowywane z powrotem na energię elektryczną w ogniwie paliwowym (proces rozładowania zasobnika).

2. Obszary zastosowań zasobników energii

Technologie zasobników energii elektrycznej mogą przyczynić się do usprawnienia funkcjonowania poszczególnych podsektorów systemu elektroenergetycznego. Zakłada się, że największe korzyści można odnieść, wykorzystując technologie ZE w układach hybrydowych do usprawnienia pracy źródeł niestabilnych wykorzystujących, odnawialne zasoby energii. Nie jest to jednak jedyny obszar zastosowania tych technologii w sektorze elektroenergetycznym.

Główne obszary zastosowań można zestawić w cztery grupy [5, 6]:

- wsparcie dla odnawialnych źródeł energii
- wsparcie dla odbiorcy końcowego
- wsparcie dla podsektora wytwórczego, w tym zwiększenie rezerwy systemowej („gorącej rezerwy”)
- wsparcie dla podsektora przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

W tab. 1 zestawiono obszary aplikacyjne dla technologii ZE [6].

Technologie ZE	Obszary aplikacyjne			
	OZE	OF	GiRS	PiD
Nadprzewodzące zasobniki energii	nie	tak	nie	tak
Superkondensatory	tak	tak	nie	nie
Bateryjne zasobniki energii – różne technologie	tak	tak	tak	tak
Ogniwa paliwowe – różne technologie	tak	tak (UPS)	tak	tak
Elektrownie wodne pompowe	tak	nie	tak	tak
Pneumatyczne zasobniki energii	tak	nie	tak	tak
Kinetyczne zasobniki energii	tak	tak	nie	nie

OZE – wsparcie dla OZE, OF – użytkownicy końcowi, GiRS – generacja i rezerwa systemowa, PiD – wsparcie dla przesyłu i dystrybucji

Tab. 1. Zestawienie obszarów aplikacyjnych dla technologii ZE

W dalszej części artykułu przedstawiono dwie koncepcje zasobnika energii o założonej pojemności (≥ 50 MWh), wykorzystujące technologie:

- bateryjnych zasobników energii (BES – ang. *Battery Energy Storage*)
- pneumatycznych zasobników energii (CAES – ang. *Compressed Air Energy Storage*).

Wymienione technologie na obecnym etapie zaawansowania są, zdaniem autorów, najbardziej predysponowane do budowy długookresowych magazynów energii elektrycznej na potrzeby systemu elektroenergetycznego.

3. Koncepcja bateryjnego zasobnika energii

Układ zasobnika bateryjnego można zrealizować, wykorzystując topologie podukładów DC zapożyczone z technologii UPS, w których podukłady DC (baterie i prostowniki) pełnią istotną, jeśli nie najważniejszą rolę, wpływając na możliwości aplikacyjne technologii UPS. W tab. 2 zaprezentowano cztery topologie umożliwiające, zdaniem autorów, realizację układu bateryjnego zasobnika energii o założonej pojemności [1, 3, 5, 6].

Należy pamiętać, że prądy pobierane i wprowadzane do sieci powinny mieć przebieg sinusoidalny (bądź quasi-sinusoidalny z jak najmniejszą zawartością wyższych harmonicznych). Obie przetwornice można wykonać z wykorzystaniem wielopulsowej (12- bądź 24-pulsowej) technologii tyrystorowej lub tranzystorowej.

Przy doborze rozwiązań na potrzeby budowy falownika należy odpowiedzieć na dwa pytania:

1. Czy falownik jest przeznaczony tylko do pracy synchronicznej z siecią przy obciążeniu symetrycznym?
2. Czy falownik powinien pracować

w układzie zasilania bez obecności napięcia sieci elektroenergetycznej? Inaczej mówiąc, czy jest przewidywana praca wyspowa z obciążeniem symetrycznym i asymetrycznym?

W odniesieniu do punktu pierwszego można zauważyć, że jest to typowa praca układu przekazującego do sieci energię wyprodukowaną, np. w generatorze synchronicznym. Użyty w tym przypadku falownik może być falownikiem tyrystorowym lub tranzystorowym. Zabezpieczenie prądowe falownika może być dobrane do prądu nieznacznie przekraczającego prąd nominalny falownika. Duży prąd, konieczny do wyzwolenia zabezpieczeń prądowych przy zwarcu, może być pobrany z systemu elektroenergetycznego.

Zupełnie inaczej przedstawia się sytuacja dla pracy wyspowej węzła, do którego jest przyłączony układ zasobnika. Wymagania dla falownika pracującego w układzie wyspowym są następujące:

- Jeśli w sieci istnieje napięcie, to współpraca zasobnika wygląda jak w punkcie 1. Jeżeli jednak napięcie to zaniknie i układ przejdzie do pracy wyspowej, to falownik musi gwarantować odpowiednie napięcie o wymaganych parametrach jakościowych energii elektrycznej w węźle.
- Dodatkowo w czasie przecięcia ograniczenie prądowe własne falownika musi go chronić od przecięcia. Jednocześnie w przypadku zwarcia falownik musi dostarczyć prąd dużej wartości, np. $I_{wy} = (6-10)I_N$ w krótkim okresie. Tak duża wartość prądu jest niezbędna do zapewnienia odpowiedniej selektywności działania zabezpieczeń.
- Falownik musi być wykonany w technologii tranzystorowej. Do jego budowy muszą być użyte tranzystory o dużych prądach znamionowych.

Topologia BZE	Schemat ideowy	Charakterystyka techniczna
I		ZE zbudowany z dwóch przetwornic energoelektronicznych (prostownika i falownika) i baterii akumulatorów. W tym układzie prostownik zapewnia właściwe przebiegi prądów ładowania baterii, zaś falownik umożliwia pracę baterii na sieć elektroenergetyczną.
II		Jest to topologia równoległa ZE zbudowanego z n zasobników wykonanych w topologii I. Działanie pojedynczych układów jest identyczne jak dla topologii I. Praca równoległa zwiększa niezawodność całego układu. Można tu wykorzystać n mniejszych układów zasobników energii, uzyskując w punkcie przyłączenia do KSE wymagane parametry.
III		Jest to topologia ZE zbudowana z wykorzystaniem przetwornicy energoelektronicznej dwukierunkowej i baterii akumulatorów. Przy wykorzystaniu przetwornicy dwukierunkowej należy zwracać sobie sprawę z potrzeby stosowania bardziej zaawansowanych układów sterowania, które mogą zwiększyć jednostkowe koszty inwestycyjne tych przetwornic.
IV		Jest to topologia równoległa ZE zbudowanego z n zasobników wykonanych w topologii III. Praca równoległa zwiększa niezawodność całego układu. Można tu wykorzystać n mniejszych układów zasobników energii, uzyskując w punkcie przyłączenia do KSE wymagane parametry.

Tab. 2. Topologie umożliwiające realizację bateryjnego zasobnika energii o założonej pojemności [6]

Jest możliwa budowa układu zasobnika przy wykorzystaniu obu technologii półprzewodnikowych, np. prostownika tyrystorowego i falownika tranzystorowego. Jeśli chodzi o dobór technologii akumulatorów, wydaje się, że optymalne będą tu zasobniki z akumulatorami kwasowo-ołowowymi z płytą pancerną, predysponowanymi do pracy cyklicznej.

Parametry techniczne baterijnego ZE przedstawiają się następująco [6]:

- moc: 10÷50 MW
- napięcie DC: 500÷1000 V
- czas rozładowania: 1÷5 h
- liczba monobloków (2 V) w „łańcuchu”: zależy od przyjętego napięcia pracy baterii akumulatorów
- liczba „łańcuchów”: zależy od mocy (pojemności) zasobnika
- typ akumulatorów: kwasowo-ołowowy
- typ pomieszczenia dla zasobnika: budynek lub konstrukcja stalowa

- klimatyzacja: wymagana ze względu na właściwości baterii kwasowo-ołowowych
 - wykonanie przetwornic energoelektronicznych: technologia tyrystorowa (SCR, GTO) lub/i tranzystorowa IGBT
 - sposób przyłączenia do KSE: nowy GPZ, istniejący GPZ, odczep
 - nadrzędny układ sterowania i nadzoru (z poziomu operatora systemu): wymagany.
- W tab. 3 zestawiono zasobniki energii zbudowane według różnych technologii bateryjnych [1, 3, 6].

Nazwa, lokalizacja	Technologia	Moc, MW	Energia, MWh	Konfiguracja baterii
Southern California Edison, Chino, Kalifornia, USA	baterie kwasowo-ołowowe	10	40	8256 x 2600 Ah, 8 równoległych łańcuchów po 1032 ogniwa
Golden Valley Electric Association (GVEA), Fairbanks, Alaska, USA	baterie niklowo-kadmowe	40	6,5	13 760 ogniw, 4 łańcuchy po 3440 ogniw
Metlakatla Power and Light (MP&L), Alaska, USA	baterie kwasowo-ołowowe VRLA	1	1,4	1 134 ogniwa, 100 modułów A75 w łańcuchu
Pacificorp Castle Valley, Utah, USA	baterie wanadowe typu redox flow	0,250	2	5 modułów po 50 kW
AEP Sodium Sulfur Distributed Energy Storage System at Chemical Station, Charleston, West Virginia, USA	baterie sodowo-siarkowe	1	7,2	20 modułów po 50 kW
Long Island, New York Bus Terminal Energy Storage System, NY, USA	baterie sodowo-siarkowe	1,2	6,5	20 modułów po 60 kW
Brockway Standard Lithography Plant, Homerville, Georgia, USA	baterie kwasowo-ołowowe	2	0,055	2000 ogniw, 8 modułów po 250 kW
Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) Battery System, Sabana Llana, Puerto Rico	baterie kwasowo-ołowowe	20	14	6000 x 1600 Ah, 6 równ. łańcuchów po 1000 ogniw
Futamata, Prefektura Aomori, Japonia	baterie sodowo-siarkowe	34	238	?
Sumitomo Densetsu Office, Osaka, Japonia	baterie wanadowe typu redox flow	3	0,8	60 modułów po 50 kW
Berliner Kraft- und Light (BEWAG), Berlin, Niemcy	baterie kwasowo-ołowowe	17 (8,5)*	14	7080 x 1000 Ah, 12 łańcuchów po 590 ogniw

* 8,5 MW – w trybie 60 min regulacji częstotliwości, 17 MW – w trybie 20 min rezerwy

Tab. 3. Zrealizowane bateryjne zasobniki energii

4. Koncepcja pneumatycznego zasobnika energii

Pneumatyczne zasobniki energii elektrycznej są przewidziane do magazynowania dużych „ilości energii” w długich okresach czasu. Tak jak w przypadku elektrowni wodnych pompowych zakłada się tutaj pracę szczytowo-pompową, umożliwiającą wyrównywanie obciążenia w systemie elektroenergetycznym. Jak dotąd zaprojektowano, uruchomiono i przebadano dwie instalacje współpracujące z siecią elektroenergetyczną. Pierwsza instalacja, o mocy 290 MW, została uruchomiona w niemieckim Hunterforie w grudniu 1978 roku. Układ może pracować z pełną mocą przez trzy godziny. Jednostkowe zużycie ciepła jest tu na poziomie 6050 Btu/kWh (6383 kJ/kWh). Magazynami sprężonego powietrza są dwie kawerny solne o objętości 150 tys. m³ każda, zlokalizowane 600 m i 800 m pod powierzchnią ziemi. Powietrze jest w nich przechowywane pod ciśnieniem 70 barów (7 MPa), a ich napełnienie za pomocą sprężarki o mocy 60 MW trwa 8 godz. Drugą działającą instalacją jest

110 MW CAES MacIntosh, zbudowana w Stanach Zjednoczonych w stanie Alabama i uruchomiona w czerwcu 1991 roku. Układ może pracować z pełną mocą przez 26 godz. Topologia obu działających instalacji jest bardzo podobna z tym wyjątkiem, że instalacja amerykańska ma dodatkowo rekuperator wykorzystujący ciepło odpadowe do wstępnego ogrzania rozprężanego powietrza, dzięki czemu zredukowano zużycie paliwa o prawie 25%. Zastosowane w nich rozwiązania można określić mianem „CAES pierwszej generacji” [2, 4, 5, 6, 7]. Do dzisiaj zostało opracowanych wiele topologii zasobników CAES umożliwiających realizację aplikacji elektroenergetycznych, zarówno w dużej, jak i małej skali. Typowy zakres mocy dla tej technologii wynosi 15÷600 MW i ściśle zależy od topologii systemu CAES. Proponowane w nich rozwiązania można określić mianem „CAES drugiej generacji”. Wszystkie, zarówno klasyczne, jak i nowe topologie wykorzystują ciepło odpadowe do usprawnienia procesów termodynamicznych.

Podstawowymi urządzeniami, z których jest zbudowany typowy zasobnik CAES, są:

- turbosespół gazowy (nie występuje w układzie adiabatycznym CAES)
- turbosespół silnik pneumatyczny (ekspansyjny) – prądnica (rozprężacz – prądnica)
- magazyn sprężonego powietrza
- układ elementów chłodzących sprężane powietrze (chłodnice)
- pośrednia(e) komora(y) spalania (opcjonalnie w zależności od zastosowanej topologii)
- sprężarka wielostopniowa
- rekuperator (wymniennik ciepła)
- system nadzoru i sterowania
- instalacja potrzeb własnych (rozdzielnia, instalacja elektryczna, instalacja komputerowa itp.).

Do magazynowania sprężonego powietrza rozpatruje się wykorzystywanie:

- formacji geologicznych, takich jak:
 - wyrobiska solne (kawerny solne)
 - wyrobiska pokopalniane (lita skała)
 - formacje wodonośne
 - wyeksploatowane złoża gazu

- zbiorników sztucznych (niezależnych od struktur geologicznych).

W układach CAES z turbiną gazową udział jej mocy stanowi około 30÷35% mocy instalacji.

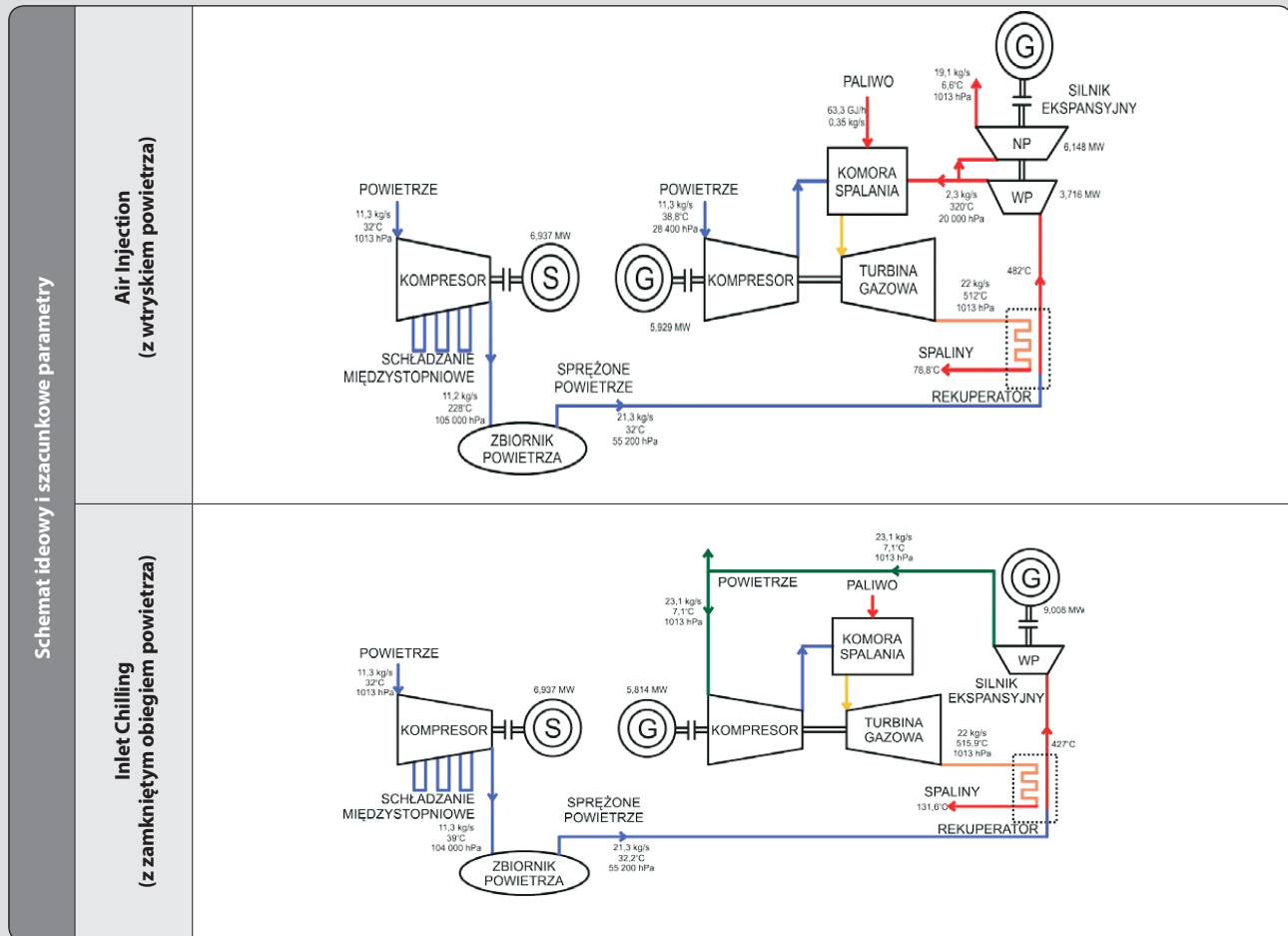
Układ pneumatycznego zasobnika energii o zakładanej pojemności można zrealizować, wykorzystując dwie topologie, których krótką charakterystykę techniczną

zestawiono w tab. 4 [4, 6].

Instalacja w obu przypadkach będzie zajmowała powierzchnię ok. 2340 m². W skład instalacji wchodzi:

- turbina gazowa, np. typu Taurus CT o mocy 5,9 MW
- kompresor WP
- kompresor NP
- rekuperator

- silnik ekspansyjny WP i NP o mocy 9,9 MW
- rurowy magazyn sprężonego powietrza o objętości 10 × 10³ m³
- instalacje potrzeb własnych (rozdzielnia)
- instalacja elektryczna, instalacja komputerowa itp.



Tab. 4. Topologie umożliwiające realizację pneumatycznego zasobnika energii o założonej pojemności

5. Podsumowanie

Technologie długookresowych zasobników energii mogą znaleźć bardzo szerokie zastosowanie we wszystkich podsektorach systemu elektroenergetycznego.

Koszty inwestycyjne proponowanych rozwiązań zasobnika o zdolności magazynowania co najmniej 50 MWh wynoszą: ok. 40 mln zł dla zasobnika bateryjnego i ok. 70 mln zł dla zasobnika pneumatycznego [2, 4, 5, 6, 7]. Należy podkreślić, że są to wartości szacunkowe. Porównując koszty inwestycyjne dla technologii bateryjnych i CAES, korzystniej wypada zasobnik bateryjny. Należy jednak pamiętać, że układy bateryjne są bardzo kłopotliwe z eksploatacyjnego punktu widzenia. Niewłaściwa eksploatacja może spowodować drastyczne obniżenie żywotności baterii akumulatorów, co może wymusić ich wymianę wcześniej, niż to wynika z zapewnień producenta. Biorąc pod uwagę, że bateria akumulatorów ma główny udział w kosztach inwestycyjnych, to ekonomiczna przewaga może być złudna.

Przyszłościowe zastosowanie technologii CAES wraz z jej optymalizacją techniczno-ekonomiczną będzie wymagało wykonania bardzo skrupulatnych badań geologicznych, obejmujących obszar działania danego operatora systemu elektroenergetycznego, dotyczących lokalizacji możliwych do wykorzystania formacji geologicznych. Podyktowane jest to dużymi różnicami w kosztach inwestycyjnych pomiędzy naturalnymi a sztucznymi zbiornikami spełniającymi rolę magazynów sprężonego powietrza, przemawiającymi jednoznacznie na korzyść tych pierwszych.

Bibliografia

1. Doughty D.H. i in., Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage. The Electrochemical Society Interface, 2010.
2. Gardner J., Haynes T., Overview of Compressed Air Energy Storage. Office of Energy Research, Policy and Campus Sustainability, December 2007.
3. Garimella N., Nirmal-Kumar C.N., Assessment of Battery Energy Storage Systems for Small-Scale Renewable Energy Integration, 2009.
4. Nakhamkin M. i in., Second Generation of CAES Technology – Performance, Operations, Economics, Renewable Load Management, Green Energy, POWER-GEN International, Las Vegas, December 2009.
5. Paska J., Kłos M., Techniczne i ekonomiczne aspekty magazynowania energii dla poprawy efektywności wykorzystania OZE na przykładzie elektrowni

- wiatrowych, materiały konferencyjne „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE 2009”, Jurata, czerwiec 2009.
6. Paska J. i in., Możliwości budowy w warunkach polskich magazynów energii przyłączonych do sieci elektrycznych o pojemności powyżej 50 MWh i czasie przechowywania powyżej 5 godzin, praca dla PSE Operator SA, Instytut Elektroenergetyki PW, Warszawa, grudzień 2010.
7. Pedrick G., Compressed Air Energy Storage Engineering and Economic Study, New York State Energy Research And Development Authority, December 2009.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Jego zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną.

Mariusz Klos

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Pracuje na Politechnice Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół sposobów efektywnej integracji jednostek wytwórczych różnych technologii (w szczególności odnawialnych i alternatywnych) oraz zasobników energii z systemem elektroenergetycznym, przy wykorzystaniu układów energoelektronicznych.

Paweł Antos

mgr inż.

PSE Operator SA

e-mail: Pawel.Antos@pse-operator.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2000). Jego praca zawodowa jest związana z działalnością przesyłową operatora systemu przesyłowego w Polsce.

Grzegorz Błajszczak

dr inż.

Emerson Process Management Power & Water Solutions

e-mail: grzegorz.blajszczak@gmail.com

Niegdyś pracownik naukowy Politechniki Warszawskiej. Obecnie w Emerson Process Management Power & Water Solutions, gdzie zajmuje się układami sterowania elektrowni. Jest rzeczoznawcą w dziedzinie jakości energii elektrycznej.