



Dr inż. Krzysztof Bodzek

POLITECHNIKA ŚLĄSKA,
KATEDRA ENERGOELEKTRONIKI, NAPĘDU ELEKTRYCZNEGO I ROBOTYKI

Bilans energetyczny klastra w kontekście aktualnej sytuacji polskiej elektroenergetyki i gwałtownego rozwoju źródeł OZE

Streszczenie: W artykule zidentyfikowano symptomy kryzysu polskiej elektroenergetyki, któremu przeciwstawiono gwałtowny rozwój energetyki odnawialnej na świecie. Opisano tendencje nakładów inwestycyjnych źródeł odnawialnych oraz magazynów energii. Do badań wykorzystano kaskadowy algorytm sterowania źródłami pozwalający na dobór bilansu wytwórczego klastra na podstawie profili produkcji i zapotrzebowania energii elektrycznej. Przenalizowano możliwość bilansowania wirtualnego systemu elektroenergetycznego (klastra) produkującego energię elektryczną jedynie ze źródeł odnawialnych oraz obliczono koszty krańcowe produkcji energii elektrycznej dla dobranego (za pomocą algorytmu kaskadowego) bilansu wytwórczego OZE.

Energy balancing in local Energy Cluster in the context of Polish Power Systems and rapid RES development

Summary: The article identifies symptoms of the crisis in the Polish Power Systems, which was contrasted with the rapid RES development in the world. Tendencies of investment expenditures of renewable sources and energy storage are described. The cascade control algorithm was used for the research. It allows for the selection of the technological structures of sources in the local Energy Cluster based on production profiles and electricity demand. The possibility of balancing a virtual power system (Energy Cluster) which produces electricity only from renewable sources were analysed and the marginal costs of electricity production for the selected RES energy balance were calculated.

WPROWADZENIE

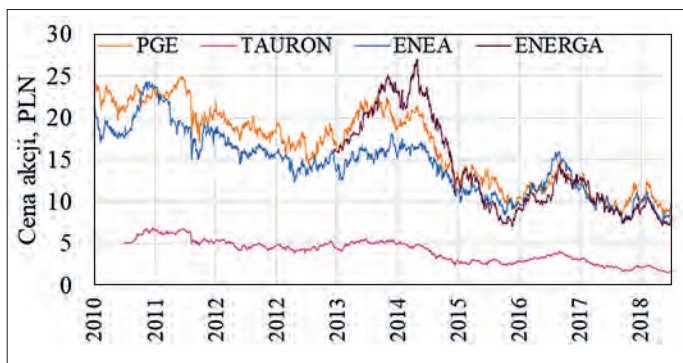
Rozwój energetyki odnawialnej jest ściśle związany z aktualną sytuacją na świecie. Mianowicie, gwałtownie spadają nakłady inwestycyjne źródeł odnawialnych, w szczególności źródeł PV, ale również elektrowni wiatrowych lądowych i morskich. Gwałtownie spada cena akumulatorów, co powoduje, że bilansowanie energii nie tylko jest dostępne, ale staje się również opłacalne nawet dla prosumentów. W Polsce na globalne uwarunkowania nakładają się lokalne (krajowe) sytuacje kryzysowe związane z deficytem mocy (20 stopień zasilania), rozległymi awariami sieciowymi, a także deficytem mocy przyłączeniowej i rosnącym importem energii elektrycznej oraz węgla.

KRYZYS POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI

Polska obecnie zmaga się z ogromnym kryzysem energetycznym, którego można doszukać się w kilku niepokojących oznakach składających się na ogólną sytuację. Naj-

istotniejszy w tym kontekście jest **spadek wartości spółek energetycznych** (rys. 1) na GPW (Giełda Papierów Wartościowych), przekraczający w większości przypadków 60% (tab. 1). Zła sytuacja finansowa grup wpływa na kondycję całego sektora elektroenergetycznego.

Nie mniej istotnym symptomem kryzysu był **20 stopień zasilania** ogłoszony w sierpniu 2015 r. (po raz pierwszy od ćwierć wieku). Istotne jest również to, że wcześniejsze problemy z zasilaniem dotyczyły miesięcy zimowych, natomiast tym razem dotyczyło to miesięcy letnich uważanych do tej pory za miesiące o stosunkowo niskim zapotrzebowaniu. Wprowadzenie 20 stopnia zasilania z przyczyn szerzej opisywanych w [2] spowodowało, że oprócz konieczności wykorzystania mechanizmów nie używanych przez szereg lat, pojawiły się sygnały o tym, że polski system może mieć problemy. Z drugiej strony ucierpiał również wizerunek Urzędu Regulacji Energetyki (URE), który za niedotrzymanie warunków ograniczenia mocy ukarał ponad 600 przedsiębiorstw, a postępowanie wszczął dla ponad 2000.



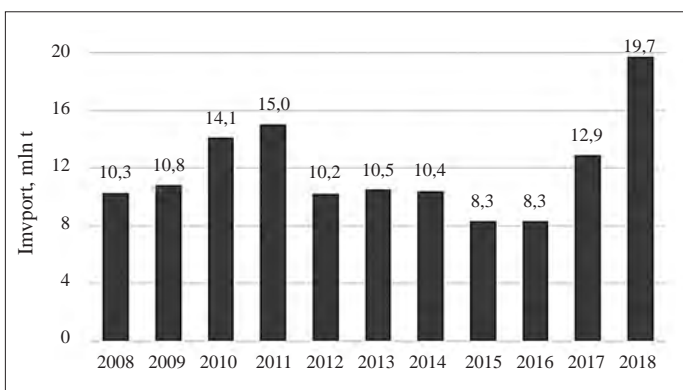
Rys. 1. Notowania giełdowe grup energetycznych [1]

Tabela 1

Notowania giełdowe grup energetycznych [1]

Grupa	Kurs			Zmiana wartości	
	emisji	maks.	aktualny (1 lipca 2019 r.)	do kursu emisji	do kursu maksymalnego
	PLN	PLN	PLN	%	%
PGE	25,99	26,75	9,42	-64	-65
Tauron	5,05	6,92	1,73	-66	-75
Enea	15,25	26,8	9,38	-38	-65
Energia	16,09	27,7	7,95	-51	-71

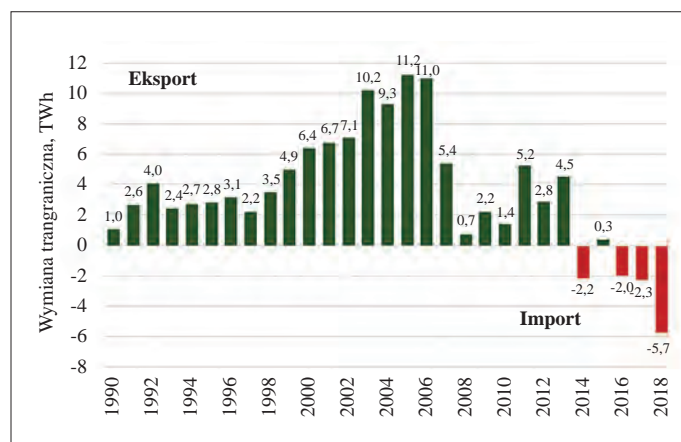
Kolejny symptom związany jest z **importem węgla**. Energia wyprodukowana w elektrowniach węglowych w Polsce wynosi ponad 80%. Z tego powodu wydobycie węgla kamiennego w 2018 r. wynosiło ponad 61 mln ton. Jednak dodatkowo prawie 20 mln ton pochodziło z importu, głównie z Rosji (prawie 70%), ale również ze Stanów Zjednoczonych, Australii czy Kolumbii [3]. Import stanowił więc 25% całego zapotrzebowania na węgiel kamienny. Co istotne ilość węgla pochodzącego z importu zwiększyła się o 50% w porównaniu z rokiem poprzednim (rys. 2). Na podstawie danych z pierwszego kwartału tego roku [4] wynika, że do polski sprowadzono 4,6 mln ton, czyli o 0,3 mln ton więcej niż w analogicznym okresie 2018 r. Sugeruje to, że również w tym roku może zostać pobity kolejny rekord importu.



Rys. 2. Import węgla kamiennego [2]

Kolejny symptom związany jest z **odmową przyłączenia** blisko 455 MW w źródłach OZE w 2018 r. [5]. Odmowy dotyczyły głównie instalacji o mocy około 1 MW w większości przypadków ze względu na brak możliwości technicznych. Jest to informacja, że na etapie składania wniosków o przyłączenie nie uwzględnia się lokalnych uwarunkowań (np. profilu obciążenia), ale instaluje się tam, gdzie jest „łatwiej” inwestorowi.

Kolejnym symptomem jest **import energii** z wykorzystaniem połączeń transgranicznych. Na rysunku 3 pokazano przepływy fizyczne energii elektrycznej na połączeniach transgranicznych. Polska stała się importerem energii elektrycznej w 2014 r. (z wyjątkiem roku 2015) przy czym import w roku 2018 zwiększył się o około 150% rok do roku (z 2,3 TWh do 5,7 TWh). Nadal skala importu energii elektrycznej w porównaniu z zapotrzebowaniem nie jest duża (3,5% zapotrzebowania), jednak ciągle rośnie. 26 czerwca 2019 r. [6] padł kolejny rekord zapotrzebowania na moc w okresie letnim wynoszący 24,14 GW. W tym czasie import energii odbywał się z mocą równą 2,7 GW (aż 11,2% zapotrzebowania na moc). Poprzedni rekord został ustanowiony 12 czerwca 2019 r. i był niższy o zaledwie 44 MW (import energii odbywał się z mocą 2,6 GW).



Rys. 3. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą – przepływy fizyczne [5]

Do niesprzyjających warunków można zaliczyć również **chaos prawny**, który przyczynia się do zmniejszenia zaufania inwestorów. Jako przykład można podać ustawę *Prawo energetyczne* (z 10 kwietnia 1997), która doczekała się blisko 120 nowelizacji [7], a także ustawę z dnia 20 maja 2016 r. *o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, która praktycznie zablokowała możliwość inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe. Istotny jest również projekt polityki energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040), który był bardzo szeroko krytykowany, a do sejmu w ramach konsultacji wpłynęło około 1800 dokumentów z uwagami [8].

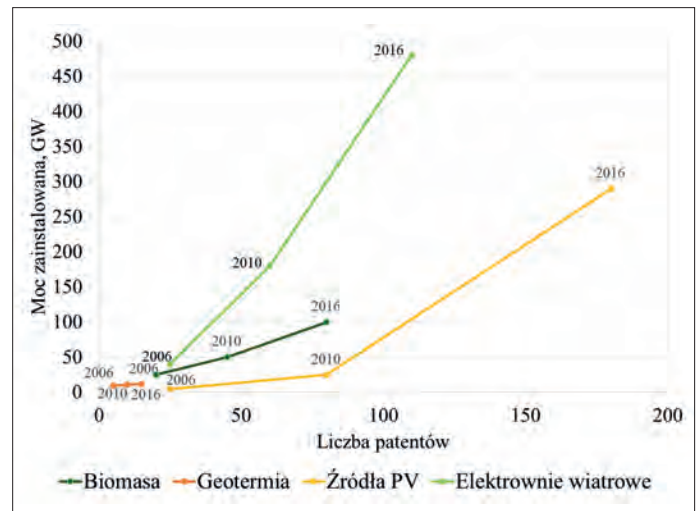
Przedstawione symptomy dają jasne sygnały, że kondycja polskiego systemu elektroenergetycznego nie jest najlepsza. Problemy z mocą oraz chaos prawny powodują, że Polska przestaje być atrakcyjnym rynkiem dla inwestycji. Nie bez znaczenia pozostaje kwestia pochodzenia energii elektrycznej. Obecnie, w szczególności duże koncerny, ale coraz częściej i inni odbiorcy, zwracają uwagę na to skąd pochodzi energia elektryczna. Korzystanie z energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych świadczy o ich wizerunku, a przez to wpływa na wyniki ekonomiczne.

Zwiększa się import, zarówno węgla kamiennego, jak i energii elektrycznej, co powoduje, że Polska jest coraz silniej uzależniona od importu, a to wpływa na bezpieczeństwo energetyczne.

ROZWÓJ ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁA ENERGII

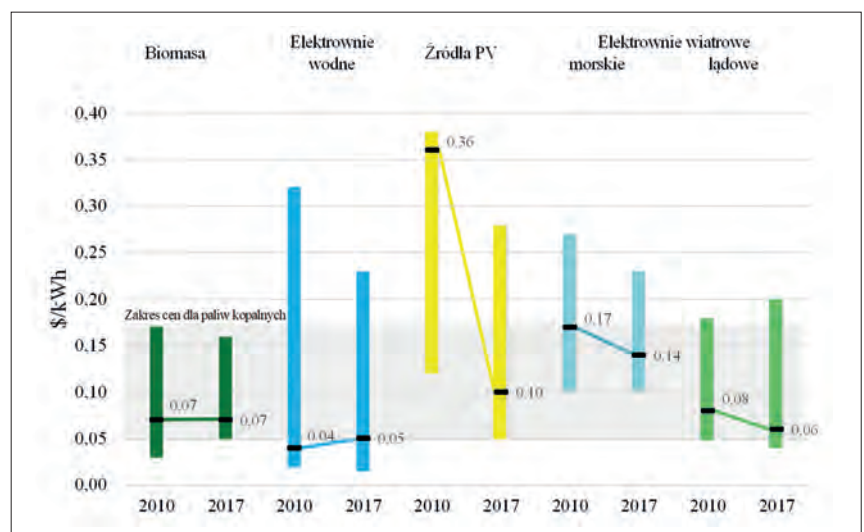
Obecnie produkcja energii elektrycznej w źródłach odnawialnych przekroczyła 25% całkowitej produkcji energii elektrycznej na świecie w 2018 r. (18% – Stany Zjednoczone, 32% – Unia Europejska, 34% – Chiny) [9]. Należy podkreślić, że prawie dwie trzecie wszystkich nowo zainstalowanych mocy wytwórczych było zrealizowanych w źródłach OZE. Inwestycje w źródła odnawialne są więc znacznie wyższe od inwestycji w energetykę wykorzystującą paliwa kopalne. Rozwój energetyki odnawialnej przyczynia się również do zwiększenia zatrudnienia w sektorach z nią powiązanych. W 2018 r. zatrudnienie przekroczyło 11 mln etatów [10].

Rozwój energetyki odnawialnej związany jest bezpośrednio z prowadzonymi badaniami nad technologiami wytwarzania energii elektrycznej. Miarodajnym wskaźnikiem określającym poziom badań jest liczba przyznanych patentów w danej dziedzinie. Jako przykład można zestawić liczbę patentów z zainstalowaną mocą poszczególnych technologii (rys. 4). Istnieje bardzo silna korelacja pomiędzy badaniami (wyrażonymi liczbą patentów) a zainstalowaną mocą odnawialnych źródeł energii. Jest to szczególnie widoczne dla dwóch technologii, mianowicie źródeł PV oraz elektrowni wiatrowych. Intensywne badania zwiększyły liczbę przyznanych patentów z około 25 tys. (2006 r.) do 110 tys. dla elektrowni wiatrowych i 180 tys. dla źródeł PV w roku 2016. Prowadzone badania przyczyniły się do wzrostu mocy zainstalowanej w roku 2006 z 5 GW do 297 GW w roku 2016 (486 GW – 2018 r.), natomiast elektrowni wiatrowych z 40 GW w 2006 do 467 GW w 2016 (564 GW – 2018 r.). Zainstalowana moc zwiększyła się blisko 60 razy dla źródeł PV i 11 razy dla elektrowni wiatrowych w ciągu 10 lat.



Rys. 4. Zależność mocy zainstalowanej w źródłach od liczby patentów [11]

Kolejnym czynnikiem wpływającym na bardzo szybki rozwój energetyki odnawialnej jest spadek kosztów inwestycyjnych. Na rysunku 5 zamieszczono zakres kosztów inwestycyjnych z podziałem na źródła, w zrealizowanych projektach na świecie w roku 2010 oraz 2017. Koszty nawet dla jednej technologii mogą się znacznie różnić od siebie na co ma wpływ miejsce zainstalowania (warunki), koszty pracy itd. Oprócz zakresu kosztów inwestycyjnych niezwykle istotna jest tendencja zmian. Na podstawie przedstawionych danych można dostrzec ogólną tendencję, a mianowicie koszty dla elektrowni wodnych rosną, na co wpływ mają przede wszystkim rosnące ceny gruntów oraz konieczność spełnienia coraz bardziej rygorystycznych warunków gospodarki wodnej, zaś koszty źródeł PV i elektrowni wiatrowych szybko spadają.

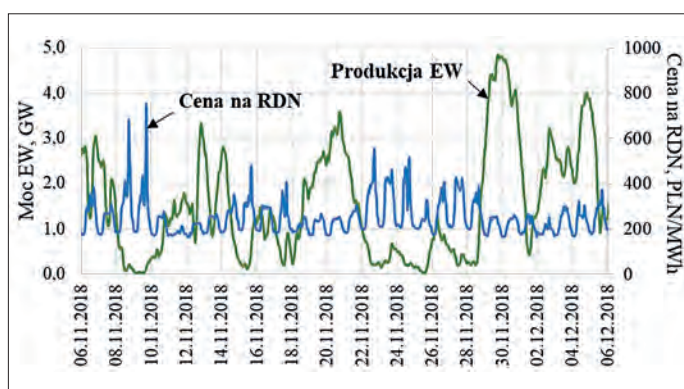


Rys. 5. Koszty inwestycyjne źródeł OZE wraz z medianą dla zrealizowanych projektów w latach 2010 i 2017 [10]

Warto również zauważyć, że już dla obecnych rozwiązań koszt wytwarzania w źródłach OZE jest porównywalny z kosztem wytwarzania energii z paliw kopalnych, a w coraz większej liczbie przypadków niższy.

Gwałtowny spadek ceny ogniw fotowoltaicznych o około 60% od 2009 do 2017 r. spowodował, że źródła te stają się bezkonkurencyjne cenowo w instalacjach prosumenckich. Spadek kosztów dotyczy również energetyki wiatrowej, ale nie jest on tak szybki jak dla źródeł PV. Zgodnie z wynikami analizy opisanymi w [12] należy spodziewać się kolejnych spadków cen zarówno źródeł PV (o 30% do roku 2030), ale również elektrowni wiatrowych.

Istnieje silne powiązanie między ceną energii elektrycznej na TGE (Towarowa Giełda Energii) a produkcją w elektrowniach wiatrowych, pomimo tego, że udział elektrowni wiatrowych w Polskim bilansie źródeł jest niewielki (niewiele ponad 7%). Porównując profil produkcji elektrowni wiatrowych z cenami na RDN (Rynek Dnia Następnego) (rys. 6) można zauważyć odwrotną korelację pomiędzy nimi. Duża produkcja energii w źródłach odnawialnych jeszcze silniej wpływa na rynek bilansujący (usługi na rynku technicznym wyrażone za pomocą energii). Na rynku tym od 1 stycznia 2019 roku zostały zmienione widełki cen [13] z 70–1500 PLN/MWh na ± 50 tys. PLN/MWh. Zmiana ma za zadanie przygotować polski rynek na rosnący udział źródeł OZE z produkcją wymuszoną. Dla przykładu, w nocy 1 stycznia 2019 r. zawarto kontrakt na energię na godzinę 2:00 w nocy w cenie 1 PLN/MWh [13] (ze względu na dużą nadwyżkę produkcji w elektrowniach wiatrowych), a średnia cena energii w tym dniu wyniosła 61 PLN/MWh. Jest to bardzo wyraźny sygnał do wprowadzenia taryf dynamicznych.



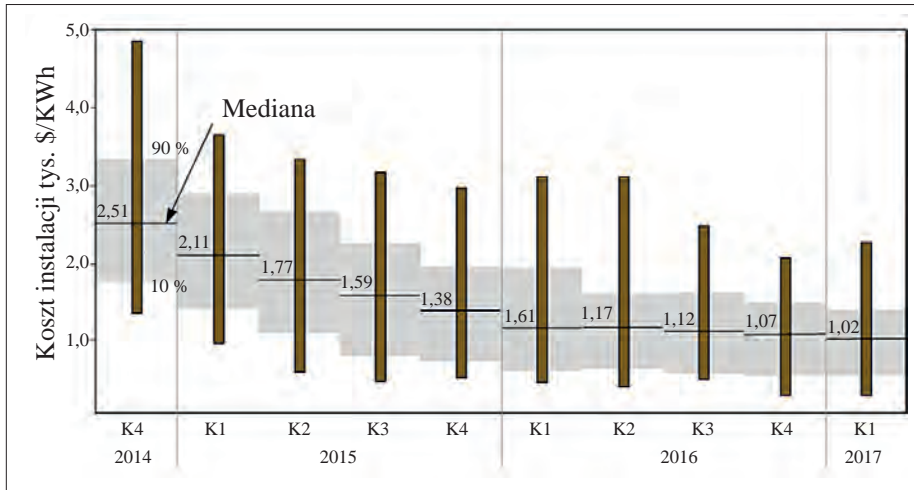
Rys. 6. Porównanie produkcji polskich elektrowni wiatrowych z ceną RDN (06.11.2018 – 06.12.2018) [14]

LOKALNE BILANSOWANIE ENERGII

Elektrownie wiatrowe oraz źródła PV są technologiami z produkcją wymuszoną, która zależy od warunków pogodowych, ale jest przewidywalna, tzn. możliwa do prognozowania

z dużą dokładnością w okresie 24 h (mniej dokładnie nawet w okresie 2, 3 dni) [15,16]. Pozwala to na lokalne bilansowanie energii w osłonach kontrolnych OK powiązanych z danym obszarem bilansowania [17]. Najprostszą i najbardziej rozpowszechnioną osłoną kontrolną jest OK1, która związana jest z przyłączem prosumenckim w sieci nN (np. dom jednorodzinny ze źródłem PV z lub bez akumulatora). Prosument w osłonie OK1 może zarówno pobierać, jak i oddawać energię elektryczną. Korzystanie z lokalnego źródła (np. źródła PV) jest najbardziej efektywne, jeżeli wyprodukowana energia zużywana jest bezpośrednio na potrzeby własne. Jednak ze względu na wymuszoną produkcję w źródłach PV, zużywane bezpośrednio jest około 20-30% energii wyprodukowanej. Powstają więc nadwyżki energii, które są wysyłane na zewnątrz osłony OK1 do sieci dystrybucyjnej. Obecnie w Polsce prosument może skorzystać z *net meteringu*, czyli systemu opustów pozwalających wysłać energię do sieci w chwili, gdy występuje nadwyżka i pobrać ze współczynnikiem 0,8 (0,7 dla źródeł PV o mocy wyższej od 10 kW), gdy energii brakuje (np. w nocy). Mechanizm ten jest formą wsparcia dla prosumentów, ponieważ rozliczany jest w okresie rocznym, czyli wyprodukowaną energię w lecie, można zużyć (pobrać) w zimie. Taka forma wsparcia jest bardzo dobra w sytuacji, gdy nasycenie źródłami z produkcją wymuszoną nie jest duże. Należy spodziewać się stopniowego zmniejszania współczynnika wraz ze wzrostem mocy źródeł odnawialnym. W takiej sytuacji konieczne będzie magazynowanie wyprodukowanej energii elektrycznej. W osłonie OK1 ze źródłem PV bardzo dobrze w tej roli mogą sprawdzić się akumulatory. Obecnie instalacja akumulatorów nie jest jeszcze uzasadniona ekonomicznie (w szczególności w sytuacji gdy obowiązuje *net metering*), jednak koszt akumulatorów Li-ion bardzo szybko spada. Mediana kosztów instalacji w zrealizowanych projektach na świecie spadła o blisko 60% w pierwszym kwartale 2017 r. w porównaniu do 4 kwartału 2014 r. (rys. 7). Analizy przewidują dalszy spadek kosztów od 30% do 60% w horyzoncie 2030 [18]. Równocześnie rozwijane są inne technologie magazynów, np. akumulatory kwasowo-ołowiowe z zaworami (VRLA), akumulatory Litowo-tytanowe (LTO), przepływowe baterie cynkowo-bromowe (ZBFB) [19] i wiele innych, które mogą uzupełnić ofertę magazynów chemicznych.

Akumulatory chemiczne dedykowane są dla osłon OK1. W przypadku bilansowania klastrów energii (osłona OK4 – bilans na osłonie przecinającej pola liniowe SN stacji transformatorowej 110 kV/SN) możliwości bilansowania są znacznie większe. Można wykorzystać wiele różnych technologii, mianowicie: bilansowanie za pomocą elektrowni i mikroelektrowni biogazowych rolniczo-uzylizacyjnych (również na wysypiskach śmieci i oczyszczalniach);



Rys. 7. Koszt instalacji akumulatorów Li-ion (w zrealizowanych projektach) z zaznaczeniem mediany [17]

wykorzystanie magazynów ciepła; sterowania odbiornikami (reakcja na cenę energii) itd. Dla całego systemu energetycznego (KSE) możliwe jest dodatkowo wykorzystanie elektrowni wodnych ze zbiornikami, elektrowni szczytowo-pompowych, usług DSM/DSR nowego rodzaju (zautomatyzowana reakcja na zmianę ceny za pomocą sieciowych terminali dostępowych STD [20]), co dziś niemal nie jest wykorzystywane.

Lokalne bilansowanie energii wykorzystujące opisane mechanizmy można pokazać na przykładzie istniejącego klastra energetycznego Ostrowski Rynek Energii (ORE), tworzącego wirtualny minisystem elektroenergetyczny (WME) [21].

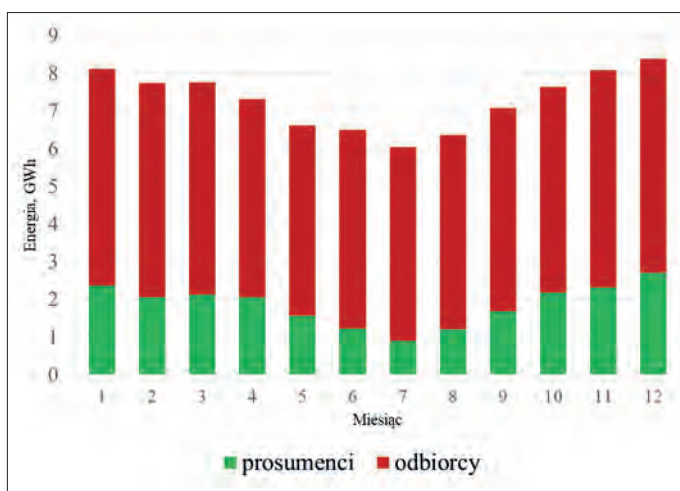
KLASTER OSTROWSKI RYNEK ENERGII

W ramach artykułu analizuje się możliwość bilansowania klastra ORE po transformacji, czyli za pomocą jedynie źródeł OZE. Kłaster ten obecnie charakteryzuje się rocznym zużyciem energii wynoszącym 89 GWh oraz roczną produkcją 61 GWh

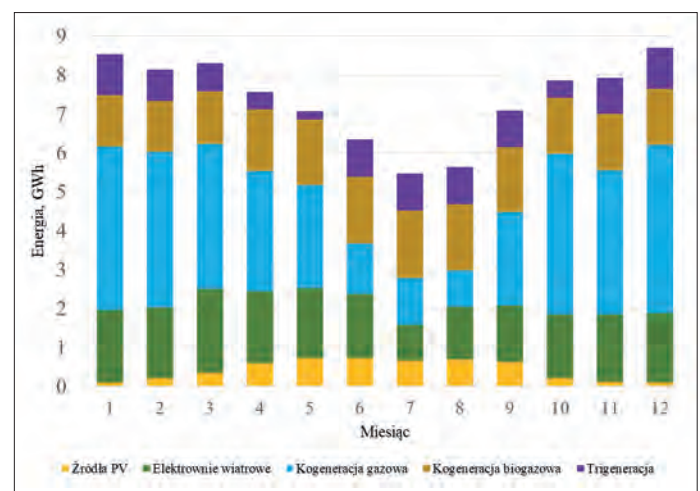
(w najbliższych latach planowane są dodatkowe inwestycje pozwalające na produkcję 27 GWh i roczne zbilansowanie się klastra). W skład klastra wchodzi obecnie 54 członków założycieli z obszaru powiatu ostrowskiego. Są to przedsiębiorcy, zarówno prosumenci, producenci, jak i odbiorcy energii elektrycznej, ciepła i chłodu oraz samorząd Miasta Ostrow Wielkopolski wraz ze spółkami komunalnymi.

Dla klastra został wykonany miesięczny bilans zapotrzebowania (rys. 8) oraz struktura produkcji (rys. 9) energii elektrycznej. Obecnie duża część energii produkowana jest przez kogeneracyjny źródło gazowe. Źródło to może pełnić rolę źródła regulacyjno-bilansującego oraz jest przystosowane do pracy off-grid.

Siłą klastra jest własna sieć SN łącząca krytyczną infrastrukturę ze źródłem gazowym (rys. 10). Sieć ta pozwala na lokalne bilansowanie realizowane poza KSE. Po planowanym włączeniu spółdzielni mieszkaniowych w strukturę klastra (rok 2025) zapotrzebowanie klastra zwiększy się do 160 GWh.



Rys. 8. Miesięczna struktura zapotrzebowania klastra ORE



Rys. 9. Miesięczna struktura produkcji klastra ORE



Rys. 10. Własna sieć SN klastra ORE

BILANSOWANIE KLASTRA ORE

Docelowo zakłada się, że w horyzoncie 2040 klastry ORE nie będzie korzystał z energii pochodzącej z paliw kopalnych. Model symulacyjny pozwalający na obliczenie rocznego profilu klastra uwzględnia charakter pracy źródeł wytwórczych oraz ich ograniczenia związane np. z pojemnością zbiornika gazu w elektrowniach biogazowych (rys. 11).

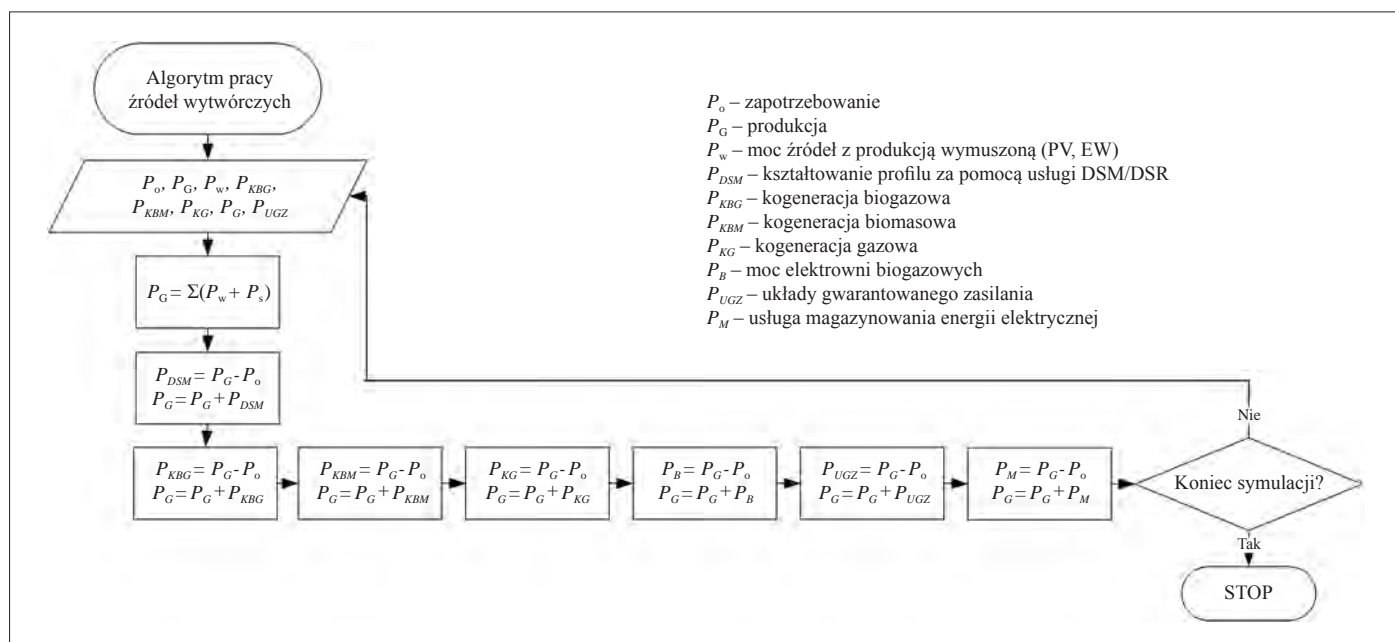
W algorytmie tym, źródła z produkcją wymuszoną nie są sterowane (odpowiada to aktualnej pracy jednostek nJWCD), natomiast pozostałe źródła pracują kaskadowo w sekwencji wynikającej z priorytetu produkcji ciepła w elektrowniach kogeneracyjnych oraz ceny energii ze źródeł. Oczywiście nie jest możliwe zbilansowanie klastra za pomocą źródeł OZE bez

dojrzałego rynku energii elektrycznej [17]. Dlatego model obliczeniowy (kaskadowy algorytm bilansowania – rys. 11) uwzględnia usługi DSM/DSR realizowane przez uczestników klastra, a także akumulatory.

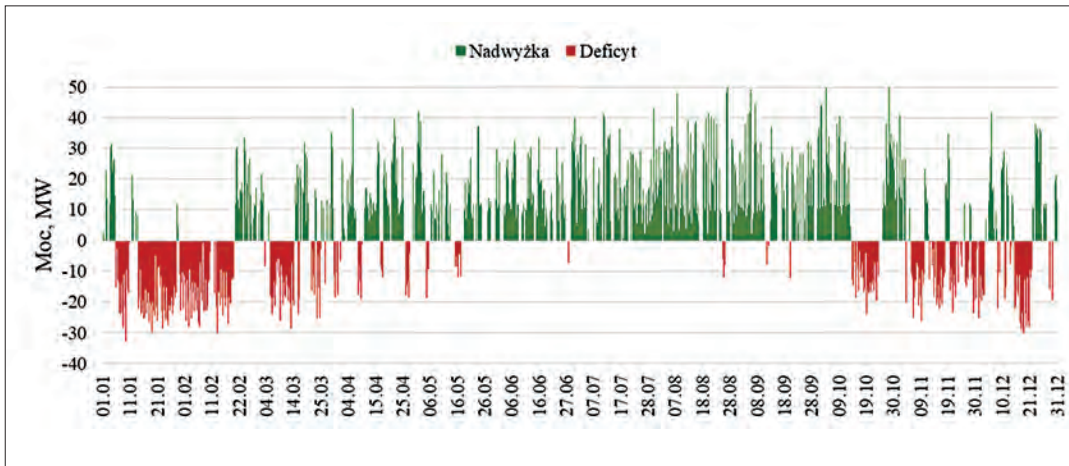
Zakłada się również zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną ze względu na monizm elektryczny OZE [21]. Uwzględniając przesłanki opisane w Raporcie [21] można wyznaczyć współczynnik skalujący zapotrzebowania. Oblicza się go na podstawie aktualnego zużycia netto energii elektrycznej w Polsce (130 TWh w 2018 r.) i antycypowanego w monizmie elektrycznym (obejmującym energię elektryczną, ciepło i transport) na poziomie 175 TWh. Współczynnik ten wynosi dla 2018 r. około 1,35. Skalując zapotrzebowanie WME, wynoszące 160 GWh, przez współczynnik skalujący otrzymamy zapotrzebowanie w roku 2040 wynoszące 215 GWh.

Kaskadowy algorytm pozwolił na obliczenie profilu niezbilansowania klastra, a także pokrycia zapotrzebowania przez źródła (tab. 2). Pojawiają się zarówno deficyty jak i nadwyżki energii, które w sposób ilościowy zostały opisane na rysunkach 13 i 14. Niezbilansowanie klastra (saldo dodatnie lub ujemne) pozwala na aktywne uczestnictwo klastra w rynku energii elektrycznej oferując pakietowy handel energią [22].

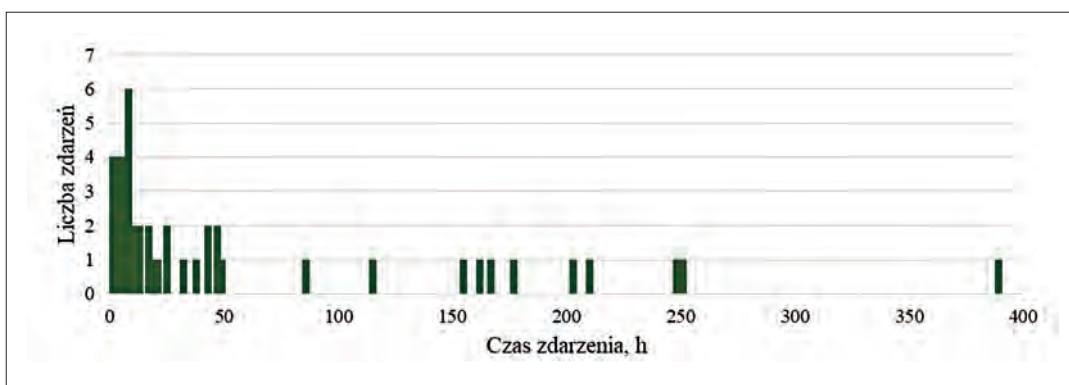
Wyniki obliczeń potwierdzają, że możliwe jest dobre zbilansowanie klastra za pomocą istniejących technologii. Należy podkreślić, że kształtowanie profilu zapotrzebowania nie polega na jego wygładzeniu, ale na przesunięciu poboru z okresów deficytowych na okresy produkcji taniej energii pochodzącej ze źródeł z produkcją wymuszoną.



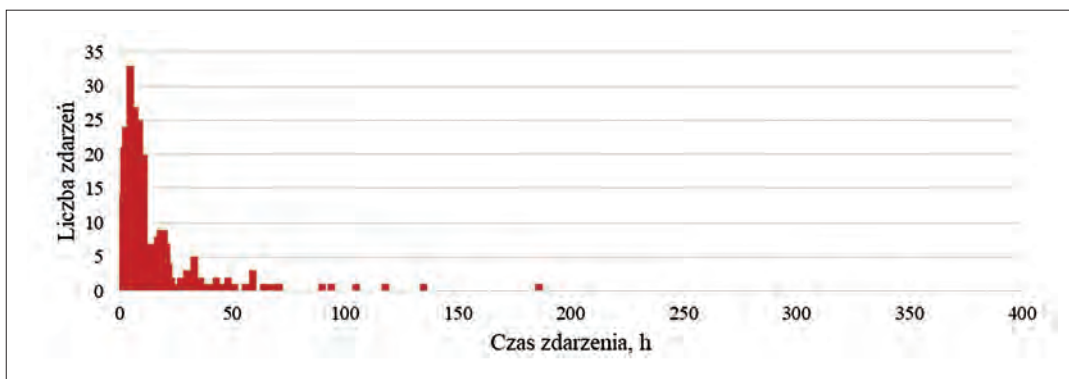
Rys. 11. Kaskadowy algorytm bilansowania klastra ORE



Rys. 12. Profil niezbilansowania klastra ORE



Rys. 13. Czas i liczba godzin z saldem („pakietowym”) dodatnim



Rys. 14. Czas i liczba godzin z saldem („pakietowym”) ujemnym

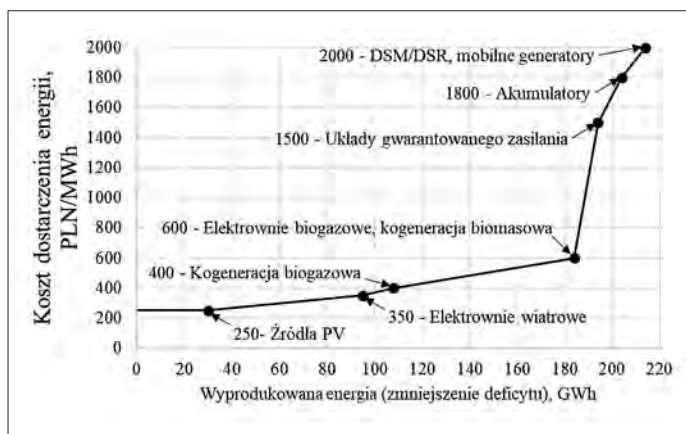
Tabela 2

Bilans pokrycia zapotrzebowania klastra ORE – horyzont 2040
(zapotrzebowanie 215 GWh)

	Zapotrzebowanie, GWh
Źródła PV	40,0
Kogeneracja gazowa	0,0
Kogeneracja biomasowa	17,0
Kogeneracja na biogaz	15
Elektrownie wiatrowe	90,0
Biogazownia rolnicza	72,0
Suma	237,0

Na rysunku 15 pokazano koszty końcowe pełnego pokrycia zapotrzebowania. Obliczono koszty końcowe dostarczenia energii elektrycznej, rozumiane jako koszty wytworzenia energii elektrycznej oraz opłaty sieciowej [23]. Na podstawie charakterystyki (rys. 15) można podzielić koszty na dwie kategorie, mianowicie: produkcja energii – obejmująca źródła PV, elektrownie wiatrowe, elektrownie biogazowe, kogenerację biomasową oraz usługi klastrowe – akumulatory, DSM/DSR i mobilne generatory. Produkcja energii charakteryzuje się niższą ceną nie przekraczającą 600 PLN/MWh, natomiast usługi wyższą (powyżej 1500 PLN/MWh). Należy podkreślić, że usługi

klastrowe odpowiadają jedynie za około 13% wyprodukowanej energii, a więc pomimo wysokich jednostkowych kosztów w środowisku kosztów krańcowych nie są przyczyną wysokich opłat za energię (koszt średni energii z opłatami sieciowymi nie przekracza 500 PLN/MWh). Dodatkowo, możliwość wypożyczenia generatorów mobilnych powoduje, że maksymalny koszt energii nie przekroczy 2000 PLN/MWh i jest znacznie niższy niż w modelu WEK, w którym osiąga wartość nawet 50 tys. PLN/MWh.



Rys. 15. Koszty krańcowe dostarczenia energii (koszt wytworzenia oraz opłata sieciowa) [23]

Zastosowanie akumulatorów spowodowało, że liczba deficytów mocy trwających poniżej 24 h jest ograniczona. Pewnym problemem są deficyty trwające powyżej doby. Można je pokryć za pomocą np. mobilnych generatorów lub układów gwarantowanego zasilania (po ich dostosowaniu). Alternatywnie można „pozwoić działać rynkowi”. Powstaną usługi dedykowane na okresy deficytowe, wykorzystujące „róg obfitości” zasobów bilansujących już dostępnych oraz przyszłościowych, nad którymi trwają prace rozwojowe.

PODSUMOWANIE

Wyniki przedstawionej analizy pokazują, że tworząc otwarty, konkurencyjny rynek zaspokajania potrzeb (w miejsce pokrywania zapotrzebowania zgodnie z obowiązującym pojęciem bezpieczeństwa energetycznego) można stosunkowo łatwo doprowadzić do zbilansowania klastra. Potrzebna jest jednak zmiana sposobu użytkowania energii elektrycznej, bardziej dopasowana do wymuszonej produkcji w źródłach OZE.

LITERATURA

- [1] Giełda Papierów Wartościowych, <https://www.gpw.pl/>
- [2] Wójcicki R.: *Rozproszone źródła PV – potencjał kształtowania profilu KSE w sezonie (szczyście) letnim*. „Energetyka” 2016, nr 2, s. 78-85.

- [3] Państwowy Instytut Geologiczny, <https://www.pgi.gov.pl>
- [4] Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat/>
- [5] Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/>
- [6] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, <https://www.pse.pl/>
- [7] Internetowy System Aktów Prawnych, <http://prawo.sejm.gov.pl/>
- [8] Ministerstwo Energii, <https://www.gov.pl/web/energia>
- [9] IRENA (2019), *Renewable capacity statistics 2019*, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- [10] IRENA (2019), *Renewable Energy and Jobs Annual Review 2019*, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- [11] IRENA (2019), *Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [12] EU energy trends and macroeconomic performance. Cambridge Econometrics, 2017.
- [13] Towarowa Giełda Energii, <https://tge.pl/>
- [14] Europejskie Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E), <https://transparency.entsoe.eu/>
- [15] Hao-Ran Xue; Ling-Ling Li; Kuei-Hsiang Chao; Chao Fu.: *Short-Term Wind Power Prediction Based on Improved Chicken Algorithm and Support Vector Machine*, 2018 International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C), 6-8 Dec. 2018, Taichung, Taiwan.
- [16] Jérémie Bottieau; François Vallée; Zacharie De Grève; Jean-François Toubeau.: *Leveraging provision of frequency regulation services from wind generation by improving day-ahead predictions using LSTM neural networks*. 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 3-7 June 2018, Limassol, Cyprus.
- [17] Popczyk J.: *Architektura transformacyjna rynku energii elektrycznej*. Listopad 2017. <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [18] IRENA (2017), *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [19] Czerwiński A.: *Kompozytowy Akumulator Kwasowy (KLAB)*, <http://ppte2050.pl/>
- [20] Popczyk J., Wójcicki R., Bodzek K., Fice M.: *Informatyzacja zwiartualizowanego KSE*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [21] Popczyk J., Bodzek K., Fice M.: *Wirtualny minisystem elektroenergetyczny*. Kwiecień 2018. <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [22] Popczyk J.: *W dążeniu do mono rynku energii elektrycznej OZE i rynków energii użytecznej*. Luty 2018. <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [23] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Piłśniak A., Sztymelski K., Wójcicki R.: *Cenotwórstwo (2)*. Marzec 2018. <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>