



Rynek energii

Rozwój rynku a konkurencyjność
gospodarki

redakcja
Zbigniew Połecki

MONOGRAFIE

Rynek energii

Rozwój rynku a konkurencyjność
gospodarki

Monografie – Politechnika Lubelska



Politechnika Lubelska
Wydział Elektrotechniki i Informatyki
ul. Nadbystrzycka 38A
20-618 Lublin

Rynek energii

Rozwój rynku a konkurencyjność
gospodarki

redakcja:
Zbigniew Połecki



Politechnika Lubelska
Lublin 2015

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż. Jacek Malko

prof. dr hab. inż. Józef Paska

prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik

dr hab. inż. Paweł Bućko

dr hab. inż. Tomasz Popławski, prof. P Cz.

dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki

dr hab. inż. Janusz Sowiński, prof. P Cz. i UTP

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2015

ISBN: 978-83-7947-116-4

Wydawca: Politechnika Lubelska

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin

Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej

Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej

ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59, email: wydawca@pollub.pl

www.biblioteka.pollub.pl

SPIS TREŚCI

Analiza strategii obrotu świadectwami pochodzenia energii odnawialnej podczas notowań sesyjnych rynku praw majątkowych.....	7
<i>Jerzy Andruszkiewicz, Kamil Hoppe</i>	
Aktualne wymagania dotyczące metodyki planowania rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej	15
<i>Waldemar Dołęga</i>	
Metodyka eksperckiego szacowania normatywnego wskaźnika niezawodności SAIDI.....	24
<i>Adrian Halinka, Marcin Niedopytalski, Piotr Rzepka, Paweł Sowa, Mateusz Szablicki</i>	
Ciepło z mikrokogeneracji i kogeneracji systemowej – konkurencja czy współpraca?	35
<i>Adam Iwan, Józef Paska</i>	
MARKAL long-term power generation scenarios for Poland: increasing the share of renewable energy sources by 2040.....	48
<i>Marcin Jaskólski, Paweł Bućko</i>	
Ustawa o odnawialnych źródłach energii – analiza aktualnych zapisów odnoszących się do prosumentów	64
<i>Piotr Kacejko, Paweł Pijarski, Karolina Gałzka</i>	
Zastosowanie ekonometrycznych modeli prognostycznych w transakcjach <i>Proprietary trading</i>	74
<i>Mariusz Kozakiewicz, Marek Kwas, Karolina Mucha-Kuś, Maciej Soltysik</i>	
Prognozy generacji wiatrowej metodą adaptacyjnej krzywej mocy z zastosowaniem aglomeracyjnego grupowania wektorów zmiennych	85
<i>Jacek Łyp, Tomasz Popławski, Monika Weźgowiec</i>	
Bezpieczeństwo energetyczne, dostępność energii i zrównoważony rozwój a strategia Unii Energetycznej	97
<i>Jacek Malko, Artur Wilczyński, Henryk Wojciechowski</i>	
Modelowanie dostępności energii pierwotnej dla elektrowni słonecznych w Polsce.....	111
<i>Piotr Marchel, Józef Paska</i>	
Metodyka oceny ekonomicznej magazynowania energii elektrycznej	122
<i>Józef Paska, Mariusz Kłos, Karol Pawlak</i>	

Elektrownie wiatrowe źródłem energii elektrycznej, czy również mocy?	133
<i>Józef Paska, Tomasz Surma</i>	
Smart Metering	145
<i>Paweł Piotrowicz</i>	
Zastosowanie wymiaru Hausdorffa w prognozowaniu generacji wiatrowej.....	156
<i>Tomasz Popławski, Jacek Łyp, Piotr Szelaąg</i>	
Ocena poziomu rezerw mocy w KSE przy dużym udziale źródeł odnawialnych.....	172
<i>Maksymilian Przygodzki, Paweł Chmurski</i>	
Nowoczesne źródła energii w sieci SN i nN poprawiające niezawodność zasilania ważnych odbiorów komunalnych na terenie gmin	186
<i>Paweł Sowa, Joachim Bargiel, Bogdan Mól</i>	
Produkcja energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników w warunkach ryzyka	196
<i>Janusz Sowiński, Tadeusz Pydych, Robert Tomaszewski, Artur Wachtarczyk</i>	
Wybrane aspekty rynku świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych.....	209
<i>Tomasz Surma, Jaromir Pečonka</i>	
Konsument na rynku energii elektrycznej	222
<i>Piotr Wiącek</i>	
Streszczenia artykułów	231
Indeks Autorów.....	249
Indeks Recenzentów	250

Jerzy ANDRUSZKIEWICZ, Kamil HOPPE
Politechnika Poznańska

ANALIZA STRATEGII OBROTU ŚWIADECTWAMI POCHODZENIA ENERGII ODNAWIALNEJ PODCZAS NOTOWAŃ SESYJNYCH RYNKU PRAW MAJĄTKOWYCH

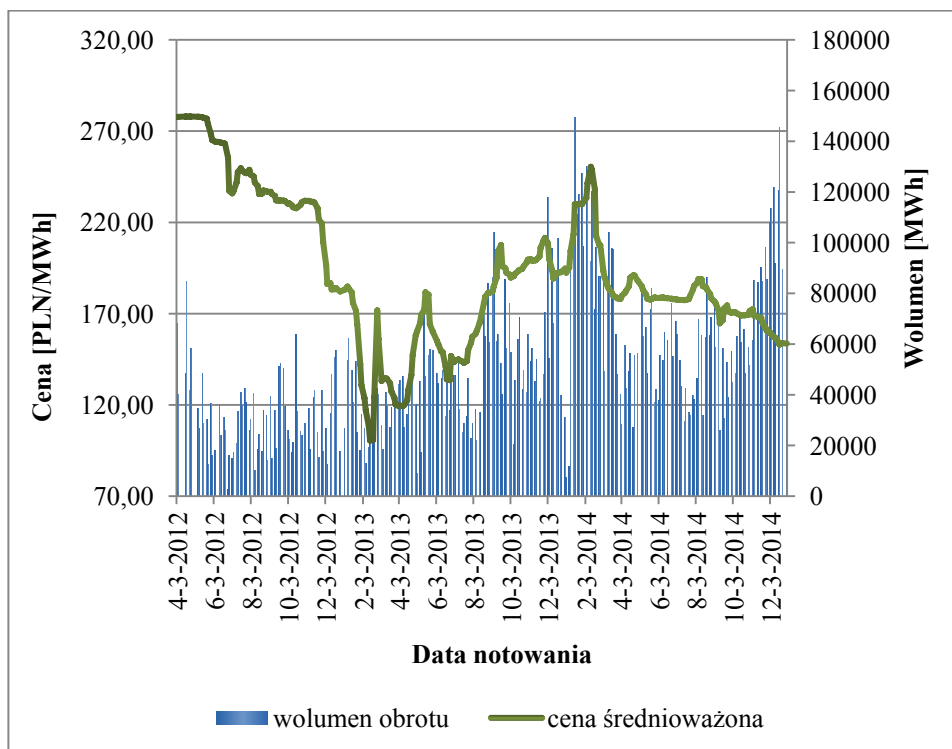
Świadectwa pochodzenia, potwierdzające wytworzenie energii ze źródeł odnawialnych, są obecnie głównym mechanizmem wspierania rozwoju tych źródeł w Polsce. Przewidziany w tym systemie obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia określonej ilości świadectw, nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedażą do odbiorców końcowych [1, 2], spowodował powstanie platformy obrotu tymi świadectwami. Jest nią Rynek Praw Majątkowych (RPM) prowadzony w ramach działalności Towarowej Giełdy Energii (TGE). Stworzyło to ponadto możliwości do inwestowania w instrumenty giełdowe, których handel prowadzony jest na RPM, celem osiągnięcia zysku. Taka działalność wydaje się być jednak obciążona znacznym ryzykiem ze względu na pewne zjawiska zakłócające stabilność cenową praw majątkowych wynikających z pochodzenia energii z odnawialnych źródeł. Wystąpiły one w następstwie utrzymywania w latach 2010-2012 stałego poziomu obowiązku zakupu świadectw, na poziomie 10,4% energii dostarczanej odbiorcom końcowym, przy dynamicznym wzroście produkcji energii elektrycznej z OZE w tym okresie. Dodatkową kumulację świadectw pochodzenia spowodowało wypełnianie obowiązku przez podmioty do tego zobligowane poprzez uiszczenie opłaty zastępczej, nawet w sytuacji, gdy cena świadectw była znacząco niższa niż wysokość opłaty zastępczej. Miało to znaczący wpływ na kształtowanie się ceny świadectw pochodzenia, która w analizowanym w niniejszym opracowaniu okresie charakteryzowała się dużą zmiennością.

1. Trendy cenowe świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych obserwowane na TGE

Podczas każdej sesji giełdowej, na której notowane są prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych, zawieranych jest wiele transakcji przez członków giełdy. Aby zatem możliwa była analiza sytuacji na Rynku Praw Majątkowych, konieczne jest zastosowanie pewnych wskaźników umożliwiających porównywanie ilościowe i jakościowe

kolejnych dni notowań sesyjnych. Zastosowane na potrzeby niniejszego opracowania wskaźniki to:

- cena otwarcia – cena pierwszej transakcji zawartej podczas sesji giełdowej RPM na instrumencie PMOZE w PLN/MWh,
- cena zamknięcia – cena ostatniej transakcji zawartej podczas sesji giełdowej RPM na instrumencie PMOZE w PLN/MWh,
- cena średnioważona wolumenem – cena wyznaczona jako suma iloczynów cen i wolumenów wszystkich zawartych transakcji podzielona przez sumę wolumenów wszystkich transakcji zawartych podczas notowań sesyjnych RPM na instrumencie PMOZE w PLN/MWh,
- cena fixingu – cena wyznaczona przez giełdę w systemie kursu jednolitego na danej sesji RPM na instrumencie PMOZE w PLN/MWh,
- łączny wolumen obrotu – całkowita ilość praw majątkowych, którymi handlowano podczas trwania sesji giełdowej RPM w MWh.



Rys. 1. Wykres przedstawiający zmienność ceny oraz wolumen obrotu instrumentu PMOZE w okresie od początku kwietnia 2012 do końca grudnia 2014.

Na rysunku 1 przedstawiono zmienności trendów ceny średnioważonej wolumenem oraz łącznego wolumenu obrotu dla transakcji sesji giełdowych odbywających się w analizowanym okresie od kwietnia 2012 do końca 2014.

2. Strategie obrotu świadectwami pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych na Towarowej Giełdzie Energii

Możliwość handlu świadectwami pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych na giełdzie służy nie tylko realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia odpowiedniej ich ilości, ale może być także wykorzystywana do osiągnięcia korzystnego wyniku finansowego przedsiębiorstwa będącego członkiem giełdy. Jest to jednak niezwykle skomplikowane zadanie, ponieważ zmienność cen instrumentów giełdowych, wywołana wieloma czynnikami, skutecznie utrudnia ich przewidywanie, bardzo istotne przy dokonywaniu decyzji o inwestycji w dany instrument.

Chcąc zatem wykazać się zyskiem wynikającym z handlu instrumentem PMOZE, niezbędne staje się opracowanie pewnych strategii obrotu świadectwami pochodzenia umożliwiających maksymalizację osiąganego dochodu.

Strategie opracowane na potrzeby niniejszego materiału polegają na kupnie pewnego wolumenu instrumentu PMOZE podczas notowań w systemie kursu jednolitego, a następnie sprzedaży dokładnie takiego samego wolumenu podczas notowań ciągłych lub odwrotnie – sprzedaży po kursie jednolitym i kupnie w trakcie notowań ciągłych. Ma to na celu zminimalizowanie kosztów ponoszonych w wyniku transakcji dokonywanych na giełdzie. Jako że przy takim działaniu nie zmienia się saldo praw majątkowych w rejestrze uczestnika rynku, jedyną doliczoną opłatą jest opłata transakcyjna wynosząca 0,35 PLN/MWh.

Wykorzystywano następujące grupy strategii:

- wzrostowe (W), w których dokonuje się transakcji kupna podczas notowań kursu jednolitego oraz sprzedaży w trakcie notowań ciągłych zakupionego wolumenu,
- spadkowe (S), w których podczas notowań w kursie jednolitym sprzedaje się pewien wolumen PMOZE, następnie w trakcie notowań ciągłych kupuje się tę samą ilość,
- mieszane (M), będące kombinacją poprzednich grup lub angażujące większą ilość wskaźników w celu wygenerowania sygnału.

Wykorzystując dane [3] opracowano łącznie 35 strategii, z których do analizy w niniejszym referacie wybrano 5 charakteryzujących się najkorzystniejszymi osiągniętymi wynikami. Każdą ze strategii określa pewien sygnał, którego wystąpienie jest warunkiem podjęcia wspomnianych wyżej działań kupna i sprzedaży instrumentu PMOZE na sesji następującej po jego wystąpieniu. Wybrane strategie zostały zdefiniowane następująco:

- W4 – trend wzrostowy 2-sesyjny, wyznaczony z następującej zależności:

$$C_{sr(n-1)} - C_{sr(n-2)} > 0 \quad (1)$$

- W7 – trend wzrostowy „intraday” z 1 sesji, wyznaczony jako:

$$C_{Z(n-1)} - C_{O(n-1)} > 0 \quad (2)$$

- S7 – trend spadkowy „intraday” z 1 sesji, wyznaczony jako:

$$C_{Z(n-1)} - C_{O(n-1)} < 0 \quad (3)$$

- M1 – trend wzrostowy lub spadkowy „intraday”, określony jako:

$$(C_{Z(n-1)} - C_{O(n-1)} > 0) \vee (C_{Z(n-1)} - C_{O(n-1)} < 0) \quad (4)$$

- M2 – trend wzrostowy lub spadkowy 2-sesyjny, określony jako:

$$(C_{sr(n-1)} - C_{sr(n-2)} > 0) \vee (C_{sr(n-1)} - C_{sr(n-2)} < 0) \quad (5)$$

Symbole użyte w powyższych zależnościach oznaczają:

- n – sesja giełdowa, na której odbywa się obrót instrumentem PMOZE,
- C_{sr} – cena średnioważona wolumenem,
- C_Z – cena zamknięcia,
- C_O – cena otwarcia.

Sprawdzenie skuteczności opisanych strategii jest możliwe poprzez tak zwane testowanie wsteczne (ang. *backtesting*), które polega na zaaplikowaniu każdej z nich na rzeczywistych danych dotyczących zawartych transakcji giełdowych. Dla każdej strategii przeprowadzone zostały testowania wsteczne, dla których wolumen obrotu został przyjęty na poziomie 1000 MWh. W przypadku kupna praw majątkowych w systemie kursu jednolitego i sprzedaży podczas notowań ciągłych saldo wykonanych transakcji wyznaczane było z zależności:

$$S = (C_{sr} - C_{fix} - 0,7) \cdot 1000, \text{ PLN}. \quad (6)$$

Tabela 1

Zestawienie salda wszystkich wykonanych transakcji na instrumencie PMOZE dla poszczególnych strategii w analizowanym okresie czasu

Sygnał	Saldo w 2012	Saldo w 2013	Saldo w 2014	2012–2014
	PLN	PLN	PLN	PLN
W4	-9 377,46	63 056,39	24 907,56	78 586,50
W7	-10 925,96	60 247,39	6 536,38	55 857,81
S7	9 514,98	35 533,43	2 304,95	47 353,36
M1	-1 410,99	95 780,82	10 560,43	104 930,27
M2	-6 943,48	98 436,17	10 104,61	101 597,31

Natomiast gdy podczas systemu kursu jednolitego świadectwa pochodzenia były sprzedawane, zaś w trakcie notowań ciągłych kupowane, saldo to obliczane było następująco:

$$S = (C_{fix} - C_{sr} - 0,7) \cdot 1000, \text{ PLN}. \quad (7)$$

W powyższych zależnościach S oznacza saldo, natomiast C_{fix} to kurs jednolity wyznaczony przez system giełdy.

Wyniki obliczeń przedstawione zostały w tabeli 1. Ponadto policzono sesje, podczas których dla poszczególnych strategii odbywał się obrót świadectwami pochodzenia oraz trafność określona jako stosunek liczby sesji, na których handel gwarantował dodatnie saldo do liczby wszystkich sesji, na których obrót miał miejsce. Wyniki zestawiono w tabeli 2.

Tabela 2

Zestawienie liczby sesji, podczas których wykonany był obrót na instrumencie PMOZE oraz ich trafności dla poszczególnych strategii w analizowanym okresie czasu

Sygnał	2012		2013		2014		2012–2014	
	Liczba sesji	Trafność	Liczba sesji	Trafność	Liczba sesji	Trafność	Liczba sesji	Trafność
	-	%	-	%	-	%	-	%
W4	20	20,00	55	52,73	38	55,26	113	47,79
W7	26	19,23	55	54,55	62	43,55	143	43,36
S7	39	30,77	44	54,55	35	28,57	118	38,98
M1	63	26,98	99	54,55	92	39,13	254	42,13
M2	71	26,76	101	53,47	95	33,68	267	39,33

3. Optymalizacja wybranych strategii

Celem poprawienia wyników uzyskanych dla wybranych, najbardziej korzystnych strategii, wykonana została optymalizacja polegająca na wprowadzeniu do sygnałów określających poszczególne strategie współczynnika k charakteryzującego siłę trendu, który posłużył jako sygnał.

Poszczególne optymalizowane strategie będą więc definiowane następująco:

- W4:

$$C_{sr(n-1)} - C_{sr(n-2)} > k, \quad (8)$$

- W7:

$$C_{Z(n-1)} - C_{O(n-1)} > k, \quad (9)$$

- S7:

$$C_{Z(n-1)} - C_{O(n-1)} < -k, \quad (10)$$

- M1:

$$(C_{Z(n-1)} - C_{O(n-1)} > k) \vee (C_{Z(n-1)} - C_{O(n-1)} < -k), \quad (11)$$

- M2:

$$(C_{sr(n-1)} - C_{sr(n-2)} > k) \vee (C_{sr(n-1)} - C_{sr(n-2)} < -k), \quad (12)$$

Dla każdej z optymalizowanych strategii przeprowadzone zostały te same obliczenia co w poprzednim punkcie opracowania dla wartości współczynnika k

od 0,1 do 2 ze skokiem 0,1. Wyniki obliczeń wraz ze wskazaniem optymalnej wartości k przedstawione zostały w tabeli 3.

Tabela 3

Zestawienie salda wszystkich wykonanych transakcji na instrumencie PMOZE dla poszczególnych optymalizowanych strategii przy najkorzystniejszych k w analizowanym okresie czasu

Sygnał	Opt. k	Saldo w 2012	Saldo w 2013	Saldo w 2014	2012–2014
		PLN	PLN	PLN	PLN
W4	0,2	-4715,99	63968,15	26441,44	85693,61
W7	1	-2190,65	58356,69	27683,46	83849,50
S7	1,2	14778,73	46808,21	11710,12	73297,06
M1	1	10952,41	105164,91	36870,19	152987,51
M2	1,3	11841,58	87768,24	22567,30	122177,12

Sprawdzona została ponadto w podobny sposób trafność optymalizowanych strategii dla optymalnych, pod względem uzyskiwanego salda, wartości współczynnika k , którą pokazano w tabeli 4.

Tabela 4

Zestawienie trafności wszystkich wykonanych transakcji na instrumencie PMOZE dla poszczególnych optymalizowanych strategii przy najkorzystniejszych pod względem uzyskiwanego salda k w analizowanym okresie czasu

Sygnał	Opt. k	Trafność w 2012	Trafność w 2013	Trafność w 2014	2012–2014
		%	%	%	%
W4	0,2	25,00	54,72	61,29	52,00
W7	1	30,00	55,81	74,19	59,52
S7	1,2	44,44	66,67	26,67	50,79
M1	1	41,38	60,27	58,70	56,08
M2	1,3	42,31	61,43	40,82	51,03

Jak widać z powyższych dwóch tabel, zastosowanie optymalizacji może poprawić zarówno uzyskiwany z poszczególnych strategii wynik finansowy, jak i trafność transakcji dokonywanych zgodnie z opracowanymi strategiami.

4. Zmiany w systemie wspierania rozwoju OZE w Polsce

Wprowadzenie w życie ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii zapoczątkowuje budowę nowego aukcyjnego systemu wspomagania rozwoju OZE, mającego zastąpić obecnie działający system świadectw pochodzenia. Według szacunków Ministerstwa Gospodarki [4] powyższe spowoduje, iż w Polsce będzie mało wspierane OZE w ramach systemu

świadectw pochodzenia łącznie od 13,4 TWh w roku 2015 do 6,4 TWh w roku 2020. Wraz z rozpoczęciem funkcjonowania nowego systemu wsparcia, w roku 2016, będzie następował dobrowolny przepływ z mechanizmu świadectw pochodzenia do mechanizmu aukcji dedykowanego wyłącznie istniejącym instalacjom OZE w ilości 10% rocznie. Powyższe wynika z wdrożenia rozwiązań umożliwiających istniejącym wytwórcom migrację z niestabilnego systemu świadectw pochodzenia do systemu gwarantującego stabilne przychody. Rozwiązania te będą polegały na wprowadzeniu systemu aukcji dedykowanych wyłącznie dla wytwórców funkcjonujących przed dniem wejścia w życie ustawy. Nowa ustawa przewiduje ponadto szereg działań dla ustanowienia skutecznych instrumentów, które pozwolą na stabilizację cen praw majątkowych poprzez zmniejszenie podaży świadectw pochodzenia, takich jak: ograniczenie ilości świadectw pochodzenia wydawanych za energię elektryczną wytworzoną w technologii spalania wielopaliwowego, brak wydawania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii z biogazu rolniczego, dla którego zostało wydane świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, likwidacja mechanizmów wsparcia dla elektrowni wodnych o zainstalowanej mocy elektrycznej powyżej 5 MW, które wytworzyły po raz pierwszy energię elektryczną przed wejściem w życie ustawy, brak możliwości wypełniania obowiązku poprzez uiszczanie opłaty zastępczej w sytuacji, gdy średnia ważona cena świadectw pochodzenia na TGE S.A. znajduje się poniżej 75% wartości opłaty zastępczej przez okres, co najmniej 3 miesięcy poprzedzających dzień złożenia wniosku o umorzenie świadectw pochodzenia.

Powstaje więc pytanie o wykorzystanie wyżej przedstawionych rozważań w przyszłości mając na uwadze przewidziane zmiany. Wydaje się jednak, że w świetle planowanych corocznie korekt w systemie wynagradzania produkcji w OZE w systemie świadectw pochodzenia stabilność cenowa praw majątkowych stoi pod dużym znakiem zapytania, co zdaniem autorów czyni użytecznym wyżej przedstawione rozważania dotyczące strategii nabywania PMOZE w okresie do roku 2020.

4. Wnioski

Analiza strategii zakupu świadectw pochodzenia i ich optymalizacja pozwalała na sformułowanie poniższych wniosków.

1. Wykazano, że możliwe jest wykorzystanie handlu prawami majątkowymi jako narzędzia inwestycyjnego, mającego przynosić zyski uczestnikowi rynku, poprzez realizowanie odpowiednich strategii obrotu tymi instrumentami.

2. Zastosowanie optymalizacji opracowanych strategii umożliwia zwiększenie potencjalnego zysku inwestora nawet o 55% w stosunku do strategii bazowej oraz poprawę skuteczności stosowanej strategii.
3. Dla realizacji strategii, w przypadku których możliwe są do osiągnięcia największe zyski, wymagana jest większa aktywność w handlu na giełdzie, co z kolei może się wiązać z koniecznością poniesienia na ten cel większych nakładów czasowych przez osoby zaangażowane w stosowanie strategii w obrocie rynkowym.
4. Należy zwrócić uwagę na to, że metoda wyznaczania dochodu jest niedoskonała, ponieważ był on obliczany na podstawie znajomości ceny średnioważonej wolumenem z danej sesji oraz ceny fixingu, natomiast podczas rzeczywistych notowań zarówno cena zawarcia transakcji w systemie notowań ciągłych, jak i kurs jednolity wyznaczony przez system giełdy mogłyby się od tych wskaźników nieco różnić na skutek pojawienia się dodatkowej oferty w systemie kursu jednolitego. Nie ma pewności, że nastąpi zawarcie transakcji w systemie kursu jednolitego w przypadku ustawienia nieodpowiedniego limitu ceny w zleceniu złożonym w tym trybie. Dlatego wyniki należy traktować jako wskaźnik możliwości uzyskania zysku lub straty.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059, z 2013 r. poz. 984 i poz. 1238 oraz z 2014 r. poz. 457, poz. 490, poz. 900, poz. 942 i poz. 1101).
- [2] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. (Dz. U. z 2012 r. poz. 1229).
- [3] Dane o rynkowych transakcjach giełdowych na instrumencie PMOZE zgromadzone podczas stażu w firmie Enea Trading Sp. z o. o.
- [4] Uzasadnienie potrzeby i celu uchwalenia ustawy o odnawialnych źródłach energii. <http://www.sejm.gov.pl/sejm7.nsf/PrzebiegProc.xsp?nr=2604>

Waldemar DOŁĘGA
Politechnika Wrocławska

AKTUALNE WYMAGANIA DOTYCZĄCE METODYKI PLANOWANIA ROZWOJU SIECIOWEJ INFRASTRUKTURY ELEKTROENERGETYCZNEJ

Rozwój sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej uzależniony jest od bardzo wielu uwarunkowań krajowych i unijnych. Proces planowania jej rozwoju powinien być realizowany przy uwzględnieniu zasady zrównoważonego rozwoju, a więc przy zachowaniu równowagi pomiędzy celami: technicznymi, ekonomicznymi, społecznymi i środowiskowymi [7]. Ponadto powinien być ukierunkowany na maksymalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej, preferowanie jej modernizacji, instalowania źródeł generacji rozproszonej kosztem budowy nowych linii elektroenergetycznych. W pierwszej kolejności powinny być modernizowane lub budowane linie niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Rozwiązania powinny spełniać wymagania techniczne, być najefektywniejsze ekonomicznie, najbardziej skuteczne ekologicznie i najbardziej akceptowane społecznie [7].

1. Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej

Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej stanowi alternatywę dla jej intensywnej rozbudowy. Konieczność jej realizacji wynika z następujących przesłanek związanych z realizacją inwestycji sieciowych: uwarunkowań formalno-prawnych, uwarunkowań środowiskowych, uwarunkowań społecznych oraz uwarunkowań technicznych i ekonomicznych. Pierwsze trzy elementy przedstawiono w publikacjach: [3, 4, 5, 8, 9]. Uwarunkowania techniczne wynikają z faktu, że w świetle polityki unijnej w sytuacji konieczności uwzględnienia kosztów całego łańcucha technologicznego łącznie z kosztami ochrony środowiska, konkurencyjność źródeł rozproszonych wobec źródeł systemowych konwencjonalnych będzie rosła [7]. Ograniczy to zasadniczo przyrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe przede wszystkim w sieci przesyłowej.

Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej polega na:

- odpowiedniej lokalizacji źródeł wytwórczych i odbiorców likwidujących ograniczenia przesyłowe,
- modernizacji istniejących linii i stacji elektroenergetycznych zwiększających istniejące zdolności przesyłowe,

- wdrożeniu obciążalności dynamicznej zwiększającej możliwości obciążeniowe istniejących linii przy uwzględnieniu rzeczywistych warunków atmosferycznych otoczenia przewodów roboczych.

W procesie rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) ograniczenia przesyłowe mogą być likwidowane przez rozwój sieci przesyłowej lub przez odpowiednią lokalizację wytwórców i odbiorców energii elektrycznej [7]. Rozbudowa układu sieciowego likwiduje ograniczenia przesyłowe poprzez zwiększenie zdolności przesyłowej w relacjach, w których jest ona niewystarczająca. Ograniczenia przesyłowe mogą być zlikwidowane także poprzez zmianę rozplądów mocy, tzn. poprzez zmniejszenie przesyłó mocy w relacjach, w których zdolności przesyłowe są niewystarczające [2]. Wymaganą zmianę rozplądu mocy w procesie rozwoju KSE można uzyskać za pomocą odpowiedniej lokalizacji wytwórców i odbiorców energii elektrycznej w układzie sieciowym. O ile lokalizacja wytwórców systemowych jest uzależniona od wielu czynników i praktycznie zdeterminowana, o tyle lokalizacja źródeł rozproszonych nie jest tak silnie uwarunkowana i praktycznie zależna od odpowiednich sygnałów ekonomicznych. Problematyka ta była analizowana w wielu publikacjach: [2, 7, 11, 12, 13].

W obszarze modernizacji istniejących linii i stacji elektroenergetycznych kluczowe znaczenie w aspekcie bezpieczeństwa elektroenergetycznego oraz niezawodności pracy sieci ma modernizacja termiczna istniejących linii przesyłowych i 110 kV wykonywana bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii [11]. Dotyczy to głównie: linii 220 kV, wybranych linii 400 kV i bardzo dużej grupy linii 110 kV [10]. Istniejące ograniczenia przesyłowe w wybranych gałęziach sieci przesyłowej i 110 kV oraz duża awaryjność niektórych torów prądowych linii wymagają szybkiego podjęcia odpowiednich działań zaradczych. Problemy niedostatecznej zdolności przesyłowej sieci ujawniają się szczególnie w okresie letnim i mogą być jedną z istotnych przyczyn rozległych awarii systemowych [7]. Przyczyniają się również do powstania tzw. ograniczeń przesyłowych, wymagających interwencji operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz zwiększających łączne koszty wytwarzania energii elektrycznej i straty sieciowe [2].

Wdrożenie obciążalności dynamicznej przez OSP i operatorów systemów dystrybucyjnych umożliwi lepsze wykorzystanie infrastruktury sieciowej i zwiększenie możliwości obciążeniowych istniejących linii przesyłowych i 110 kV bez konieczności ich modyfikacji [7].

Zagadnienia dotyczące modernizacji infrastruktury sieciowej oraz obciążalności dynamicznej przedstawiono w publikacjach: [2, 7, 10, 11].

Intensywny rozwój infrastruktury sieciowej może stwarzać duże zagrożenia. Bowiem niewłaściwy i niespójny rozwój sieci przesyłowej i 110 kV oraz brak sygnałów ekonomicznych lokalizacji wytwórców i odbiorców w istniejącej sieci stanowi źródło tzw. kosztów „straconych” (*stranded costs*) [11].

Ponadto jest zagrożeniem dla zachowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Błędnie prowadzony rozwój infrastruktury sieciowej skutkuje koniecznością pokrycia kosztów niepotrzebnej infrastruktury sieciowej oraz powstaniem kosztów ograniczeń przesyłowych. Te ostatnie spowodowane są koniecznością zakupu droższej energii elektrycznej w celu zmiany rozprętu mocy w sieci przesyłowej i 110 kV, aby doprowadzić do spełnienia wymagań technicznych pracy KSE [2]. Chodzi tu przede wszystkim o dotrzymanie obciążalności długotrwałych elementów sieciowych oraz napięć w węzłach sieci. Koszty ograniczeń przesyłowych są pokrywane w opłacie przesyłowej oraz poprzez rynek bilansujący [2].

Niespójny rozwój sieci przesyłowej i 110 kV zwiększa cenę zakupu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych. Wynika to ze współzależności warunków pracy systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych, a szczególnie sieci przesyłowej i 110 kV. Występuje wzajemny wpływ decyzji operatorskich na warunki pracy i rozwoju sieci przesyłowej będącej w gestii OSP oraz sieci dystrybucyjnej, przede wszystkim sieci 110 kV, będącej w gestii operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) [7].

Narzędziem operatorskim kształtowania prawidłowych proporcji w rozwoju systemu elektroenergetycznego jest opłata przesyłowa oraz publikacja informacji o przewidywanych warunkach pracy sieci przesyłowej ze wskazaniem rozwojowych potrzeb systemowych. Oba te elementy nie spełniają obecnie swoich funkcji właściwie i nie wpływają na lokalizację wytwórców i odbiorców w istniejącej sieci [7].

Potencjalnym źródłem problemów i powstania tzw. kosztów „straconych” (*stranded costs*) jest brak koncepcji rozwoju sieci na większych obszarach. Może to skutkować przyjęciem rozwiązań, które po kilku latach okazują się chybione inwestycyjnie lub też są rozwiązaniami o wysokich kosztach eksploatacyjnych, bądź też o niewystarczającej pewności zasilania [12].

2. Elementy metodyki planowania

Analiza zagadnienia planowania rozwoju infrastruktury sieciowej na tle aktualnych zjawisk przeprowadzona m.in. w publikacji [7] w sektorze elektroenergetycznym wskazuje, że obecnie stosowana metodyka planowania infrastruktury sieciowej musi uwzględniać w możliwie największym stopniu następujące elementy:

- krajowe uregulowania prawne,
- uwarunkowania środowiskowe,
- uwarunkowania społeczne,
- uwarunkowania rynkowe,
- uwarunkowania ekonomiczne,

- uwarunkowania techniczne,
- zachowania odbiorców,
- niepewność przyszłych uwarunkowań pracy infrastruktury sieciowej,
- kluczową rolę planisty (eksperta),
- kryteria ekonomiczne.

Krajowe uregulowania prawne w obszarze planowania i realizacji inwestycji sieciowych wprowadzają różnorodne przepisy określające m.in. wymagania, procedury i rozwiązania, które muszą być uwzględniane w procesie planowania [6]. Wiążą się z uwarunkowaniami formalno-prawnymi realizacji inwestycji, które przyczyniają się do powstania barier: prawnych, administracyjnych, środowiskowych i społecznych, które skutecznie ograniczają szybkość i efektywność tego procesu [3, 5, 9]. Wymaga to stosowania rozwiązań ograniczających możliwość powstania tych barier. W ustawie Prawo energetyczne wprowadzono dwie podstawowe zasady dotyczące planów rozwoju infrastruktury sieciowej: pierwsza - plany rozwoju powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez operatorów systemów, druga - nakłady i koszty w poszczególnych latach nie powinny powodować nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat taryfowych energii elektrycznej przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw energii [1]. Ponadto zobowiązano OSP do realizacji w pierwszej kolejności działań niezbędnych w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska, i określono, że na realizację tego celu mają być przeznaczone w pierwszej kolejności wypracowane środki finansowe przez OSP w postaci jego zysku [1].

Uwarunkowania środowiskowe wiążą się z koniecznością uwzględnienia w procesie planowania analizy oddziaływania środowiskowego inwestycji sieciowych i stosowania środków, które maksymalnie ograniczają ingerencję tych inwestycji w środowisko przyrodnicze [4]. Obejmują one: właściwą lokalizację infrastruktury sieciowej, ograniczanie obszaru zajmowanego przez inwestycję sieciową i stosowanie rozwiązań i technologii ograniczających oddziaływanie na środowisko przyrodnicze [5].

Uwarunkowania społeczne wiążą się z koniecznością uwzględnienia w procesie planowania aspektów społecznych związanych z realizacją inwestycji sieciowej. Poziom społecznej akceptacji dla rozwoju infrastruktury sieciowej jest niski i ciągle maleje [9]. Wymaga to stosowania rozwiązań, które minimalizują potencjalne źródła konfliktów społecznych [7].

Uwarunkowania rynkowe wiążą się z koniecznością odwzorowania struktury podaży energii na rynku i określeniem rodzaju i konkurencyjności źródeł wytwórczych [7]. Swoboda wyboru sprzedawcy na rynku energii oznacza, że szczególnym zainteresowaniem odbiorców będą cieszyć się te źródła, które są efektywne rynkowo, tj. oferują energię elektryczną po akceptowalnej cenie [12].

Uwarunkowania ekonomiczne są związane z ograniczonym poziomem środków przeznaczanych na inwestycje. Realizacja programu rozwoju nie może prowadzić do drastycznego wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwie domowym [7].

Uwarunkowania techniczne obejmują wszystkie wymagane kryteria techniczne. Należą do nich m.in: nie przekroczenie zdolności przesyłowych gałęzi sieci (linii i transformatorów), zachowanie dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach, nie przekroczenie wytrzymałości zwarciowej aparatury łączeniowej, dotrzymanie zakresu produkcji mocy czynnej i biernej w jednostkach wytwórczych, zachowanie parametrów stabilnej pracy KSE [7]. Dodatkowo uwzględniają uwarunkowania wynikające ze stawianych celów strategicznych w obszarze polityki energetycznej, w tym związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Zachowania odbiorców dotyczą zmiany zapotrzebowania i sposobu pokrycia zapotrzebowania na energię.

Odzwierciedlenie niepewności przyszłych uwarunkowań pracy infrastruktury sieciowej wymaga wieloaspektowego podejścia scenariuszowego, polegającego na tworzeniu scenariuszy: zapotrzebowania, wytwarzania, wymiany międzysystemowej oraz ich kombinacji [7].

Rola planisty (eksperta) jest nadrzędna przy kształtowaniu układów sieciowych. Wykorzystanie wiedzy i doświadczenia planisty (eksperta) ma kluczowe znaczenie nie tylko w aspekcie technicznym i ekonomicznym, ale również w kontekście krajowych uwarunkowań formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych związanych zarówno z procesem planowania, jak i realizacji inwestycji sieciowych [7]. Przy czym pojęcie planisty (eksperta) określa całościowo wysoko wykwalifikowane, wyspecjalizowane służby operatora systemu działające w różnych obszarach. Skala uwarunkowań tego procesu wynikających bezpośrednio z krajowych i unijnych uregulowań prawnych oraz innych przepisów, wytycznych i norm jest tak duża, że konieczne jest skorzystanie z wiedzy planisty (eksperta) przy określaniu wariantów rozwoju infrastruktury sieciowej [3]. Wiedza ta musi być poparta wynikami obszernej analizy technicznej i ekonomicznej pracy KSE w całym okresie analizy. W tym celu stosuje się dedykowane danym rodzajom analiz wyspecjalizowane narzędzia informatyczne, wśród których w obszarze analizy technicznej można wyróżnić programy: rozpyłkowe, zwarciove, analizy zachowania się systemu w stanach przejściowych i niezawodnościowe [7]. Informacje pozyskane z tych programów są następnie analizowane i na podstawie uzyskanych wyników, instrukcji i reguł stosowanych przez operatora oraz wiedzy eksperckiej są podejmowane decyzje rozwojowe. Przy czym decyzje te muszą uwzględniać krajowe uwarunkowania: formalno-prawne, środowiskowe i społeczne.

Kryteria ekonomiczne pozwalają na wybór strategii optymalnych dla poszczególnych scenariuszy i badanych obszarów, a następnie strategii

suboptymalnej (preferowanej), która będzie zawierać spójną ścieżkę rozwoju sieci [7].

Metodyka planowania rozwoju infrastruktury sieciowej powinna uwzględniać dwojaki charakter planowania: statyczny i dynamiczny oraz umożliwiać prowadzenie wielowariantowej analizy rozwoju przy różnych scenariuszach ze względu na dużą niepewność danych wejściowych w procesie planowania rozwoju oraz w celu ograniczenia ryzyka podjęcia błędnych decyzji przy niespełnieniu założeń dotyczących uwarunkowań zewnętrznych [7].

Stosowane obecnie metody planowania powinny składać się z dwóch głównych segmentów umożliwiających:

- określanie możliwych kierunków rozbudowy i modernizacji infrastruktury sieciowej dla określonego wariantu bazowego (wyznaczanie możliwych wariantów struktury sieci w każdym etapie rozwoju),
- wybór optymalnej strategii rozwoju infrastruktury sieciowej.

W ramach pierwszej procedury powinna być dokonywana, dla określonego scenariusza rozwoju, wszechstronna analiza techniczna i ekonomiczna wariantu oraz badanie wariantów pod względem pewności pracy w stanach normalnych i poawaryjnych, oraz ewentualnie analiza niezawodnościowa wariantu. Końcowym punktem badań powinno być określenie najlepszych kierunków rozbudowy infrastruktury sieciowej polegające na wyznaczeniu zbioru najlepszych wariantów struktury sieci w danym etapie lub w poszczególnych etapach rozwoju [7]. Przy czym warianty te muszą spełniać założone wymagania techniczne.

W ramach drugiej procedury powinno się dokonywać dla określonego scenariusza rozwoju optymalnego wyboru strategii rozwoju infrastruktury sieciowej za pomocą kryterium opartego na całkowitych kosztach rocznych rozwoju infrastruktury sieciowej [7]. Ponadto powinien być opracowany ranking strategii ułożonych wg wzrastającej wartości funkcji kryterialnej. Dodatkowo dla różnych scenariuszy rozwoju powinny być tworzone rankingi strategii spełniające założone wymagania techniczne i uszeregowane wg wzrastającej wartości funkcji kryterialnej.

Wszechstronna analiza tych strategii uwzględniająca niepewność poszczególnych scenariuszy rozwoju oraz weryfikacja formalno-prawna, społeczna i środowiskowa pozwoli planiście (ekspertowi) na wybór strategii rozwoju infrastruktury sieciowej przeznaczonej do realizacji.

Strategia rozwoju infrastruktury sieciowej obejmuje pojedyncze zmiany elementarne w układzie sieciowym, związane z poszczególnymi inwestycjami, modernizacjami, likwidacjami obiektów sieciowych lub modyfikacjami struktury układu sieciowego (zmiany parametrów elementów sieciowych i układu połączeń).

Przeprowadzenie procesu optymalizacji strategii rozwoju infrastruktury sieciowej wymaga odpowiednich danych wejściowych. Standardowo jest to

zbiór danych odwzorowujących system elektroenergetyczny w roku początkowym w obszarze analizowanej sieci elektroenergetycznej [7]. Najczęściej nie jest to jeden układ sieciowy, a kilka układów charakterystycznych dla poszczególnych snapshotów - wybranych przedziałów czasowych, w których przyjmuje się niezmiennosc parametrów pracy systemu [2]. Jest to przeważnie wybrana godzina w poszczególnych latach okresu analizy. Snapshot odwzorowuje w ramach danego scenariusza warunków rozwoju i danej struktury sieciowej: zapotrzebowanie na moc, wymianę międzysystemową oraz dostępność jednostek wytwórczych [2].

Dla obszaru sieci przesyłowej, pełny zbiór danych wejściowych obejmuje informacje techniczne i ekonomiczne dotyczące poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego w tym obszarze. W szczególności są to dane techniczne opisujące obecną strukturę sieci przesyłowej:

- wykaz, rozmieszczenie i parametry techniczne stacji elektroenergetycznych sieciowych, elektrownianych i odbiorczych,
- układy i wyposażenie stacji w transformatory i aparaturę łączeniową,
- wykaz, rodzaj i parametry techniczne linii łączących szyny zbiorcze stacji elektroenergetycznych,
- wykaz, rozmieszczenie, parametry techniczne oraz sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do szyn zbiorczych stacji [7].

W zbiorze danych odwzorowujących początkowy układ sieciowy są również informacje o obciążeniach w węzłach odbiorczych i różnego rodzaju kosztach.

Scenariusze warunków rozwoju obejmują: scenariusz zapotrzebowania, scenariusz wytwarzania i scenariusz wymiany międzysystemowej.

Scenariusz zapotrzebowania reprezentowany jest przez grafiki (z dokładnością do snapshot'ów) zapotrzebowania na moc w poszczególnych latach okresu analizy w tzw. punktach wyjścia sieci (GPZ, rozdzielnie 400 kV, 220 kV oraz 110 kV, do których przyłączeni są odbiorcy) [7].

Scenariusz wytwarzania jest reprezentowany przez wykaz i parametry techniczne i ekonomiczne dostępnych w węzłach sieciowych jednostek wytwórczych w poszczególnych snapshot'ach i latach okresu analizy [2].

Scenariusz wymiany międzysystemowej reprezentowany jest przez grafiki (z dokładnością do snapshot'ów) wymiany mocy na poszczególnych liniach międzysystemowych pomiędzy KSE a sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi lub na poszczególnych przekrojach wymiany (zbiór linii międzysystemowych), określanych przez OSP [7]. Grafiki te wynikają z eksportu, importu oraz tranzytu energii elektrycznej przez KSE.

Rozwój infrastruktury sieciowej powinien zmierzać w kierunku przyjęcia takich struktur sieci które zapewnią realizację następujących zadań:

- likwidację zidentyfikowanych ograniczeń przesyłowych,

- likwidację zidentyfikowanych przekroczeń wymagań technicznych pracy KSE,
- poprawę stanu technicznego majątku sieciowego (modernizacja),
- zapewnienie zasilania nowym odbiorcom,
- zapewnienie wzrostu dostarczanej energii dla istniejących odbiorców,
- ograniczenie strat w sieci,
- poprawę poziomu niezawodności,
- poprawę poziomu napięcia,
- wyprowadzenie mocy z nowych elektrowni,
- przyłączenie nowych źródeł generacji rozproszonej.

Elementy te przyczyniają się zasadniczo do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

3. Wnioski

1. Proces planowania rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej powinien być realizowany przy uwzględnieniu zasady zrównoważonego rozwoju i ukierunkowany na maksymalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej, preferowanie jej modernizacji, instalowanie źródeł generacji rozproszonej kosztem budowy nowych linii elektroenergetycznych. Kluczowe znaczenie ma zachowanie równowagi pomiędzy celami: technicznymi, ekonomicznymi, społecznymi i środowiskowymi.
2. Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej stanowi alternatywę dla jej intensywnej rozbudowy. Konieczność jej realizacji wynika z wielu różnych uwarunkowań formalno-prawnych, środowiskowych, społecznych, technicznych i ekonomicznych związanych z realizacją inwestycji sieciowych.
3. Obecnie stosowana metodyka planowania rozwoju infrastruktury sieciowej powinna uwzględniać w możliwie największym stopniu: krajowe uregulowania prawne, uwarunkowania środowiskowe, uwarunkowania społeczne, uwarunkowania rynkowe, uwarunkowania ekonomiczne, uwarunkowania techniczne, zachowania odbiorców, niepewność przyszłych uwarunkowań pracy infrastruktury sieciowej, kluczową rolę planisty (eksperta) oraz kryteria ekonomiczne.
4. Rozwiązania uzyskiwane w procesie planowania powinny spełniać wymagania techniczne, być najefektywniejsze ekonomicznie, najbardziej skuteczne ekologicznie i najbardziej akceptowane społecznie.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.). Buchta F.: Optymalizacja strategii rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka. Monografia. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Elektryka nr 1712, Gliwice 2006.
- [3] Dołęga W.: Bariery i uwarunkowania prawno-administracyjne rozwoju sieci przesyłowych. Rynek Energii 2011, Zeszyt nr I maj, str. 88-93.
- [4] Dołęga W.: Bariery i uwarunkowania środowiskowe rozwoju infrastruktury sieciowej. Rynek Energii 2013, Zeszyt nr I maj, str. 58-63.
- [5] Dołęga W.: Planowanie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie ochrony środowiska. Polityka Energetyczna 2013, Zeszyt 3, str. 59-71.
- [6] Dołęga W.: Planowanie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w obecnych uwarunkowaniach administracyjno-prawnych. Polityka Energetyczna 2012, Zeszyt 3, str. 51-64.
- [7] Dołęga W.: Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2013.
- [8] Dołęga W.: Utrudnienia i bariery formalno-prawne rozbudowy i modernizacji sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej. Polityka Energetyczna 2011, Zeszyt 2, str. 51-64.
- [9] Dołęga W.: Utrudnienia i bariery społeczne rozbudowy i modernizacji sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej. Rynek Energii 2014, Nr 4 sierpień, str. 23-28.
- [10] Korab R.: Optymalizacja operatorstwa przesyłowego w krajowym systemie elektroenergetycznym. Monografia. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [11] Popczyk J. (red.): Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Monografia. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
- [12] Przygodzki M.: Modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej współpracującej ze źródłami rozproszonymi. Monografia. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [13] Sowiński J.: Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych. Monografia. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2008.

**Adrian HALINKA, Marcin NIEDOPYTALSKI,
Piotr RZEPKA, Paweł SOWA, Mateusz SZABLICKI**
Politechnika Śląska

METODYKA EKSPERYCKIEGO SZACOWANIA NORMATYWNEGO WSKAŹNIKA NIEZAWODNOŚCI SAIDI

W międzynarodowej praktyce operatorów sieci elektroenergetycznej ciągłość zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz niezawodność pracy sieci zwykle charakteryzuje się za pomocą prostych wskaźników oceny. Do zbioru wykorzystywanych wskaźników zalicza się m.in. SAIDI, SAIFI i MAIFI. Pozwalają one na uogólnioną ocenę ciągłości dostaw energii elektrycznej odniesioną do przeciętnego, pojedynczego odbiorcy.

1. Metody wyznaczania SAIDI, SAIFI i MAIFI

Do wyznaczania wskaźników niezawodności wykorzystuje się różne metody. Reprezentują one dwa odmienne podejścia do opisu warunków pracy sieci elektroenergetycznej.

Pierwsze podejście to metoda, w której SAIDI, SAIFI i MAIFI oblicza się, bazując na danych z przeszłości (patrz [1] i [2]). Wymaga to znajomości informacji o nienormalnych stanach pracy sieci elektroenergetycznej, które wystąpiły w ocenianym przedziale czasu (w tym: liczba i rodzaj tych stanów pracy, liczba odbiorców narażonych na skutki ich zaistnienia, itd.). Dodatkowo, uzyskane wyniki są właściwe wyłącznie dla badanego układu sieciowego (o konfiguracji i funkcjonalności elementów składowych sieci występujących w ocenianym przedziale czasu). Tym samym stosowanie tej metody zawęża się wyłącznie do opisu minionych warunków pracy istniejących sieci.

Drugie podejście reprezentują metody prognozowania niezawodności pracy sieci (patrz [3] i [4]). Metody te skupiają się przede wszystkim na szacowaniu prawdopodobieństwa występowania losowych nienormalnych stanów pracy sieci i ich wpływie na wskaźniki niezawodności spodziewane w przyszłości. Większość tych metod wykazuje ograniczoną przydatność do analiz kształtowania się poziomu wskaźników niezawodności dla – przykładowo – sieci o różnej funkcjonalności elementów składowych dla danego zbioru nienormalnych stanów pracy rozpatrywanej sieci. Można do tego wykorzystać metodę opisaną m.in. w [5]. Jednak metoda ta wymaga stosowania złożonego aparatu matematycznego i skomplikowanego wnioskowania.

2. Normatywny wskaźnik SAIDI

SAIDI (ang. *System Average Interruption Duration Index*) to systemowy wskaźnik rocznego przeciętnego czasu trwania długiej i bardzo długiej przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci poddawanej ocenie. Stanowi iloraz sumy iloczynów czasów trwania przerw w zasilaniu i liczby odbiorców narażonych na skutki ich zaistnienia do liczby odbiorców przyłączonych do tej sieci elektroenergetycznej. Wskaźnik ten jest wyrażony w minutach na odbiorcę na rok. Wyznacza się go zgodnie z zależnością (1):

$$SAIDI = \frac{\sum_{k=1}^n t_k \cdot C_k}{C_{sum}}, \quad (1)$$

gdzie: t_k – czas trwania k -tej przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej; C_k – liczba odbiorców energii elektrycznej pozbawionych zasilania podczas k -tej przerwy w zasilaniu; C_{sum} – liczba odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci (zwykle przyjmuje się liczbę odbiorców obsługiwanych przez operatora sieci elektroenergetycznej – OSE).

3. Autorska metoda EMeReNeV wyznaczania SAIDI

Opracowana metoda szacowania SAIDI jest właściwa dla przyszłych stanów pracy sieci elektroenergetycznej, które są determinowane wprowadzeniem zmian w układzie sieciowym (w tym zmian w funkcjonalności elementów składowych sieci). Metodę tę nazwano EMeReNeV (ang. *Expert Method of estimating the Reliability of the Network Variants*).

Metoda EMeReNeV bazuje na zdefiniowanym zbiorze czasów cząstkowych składających się na długie i bardzo długie nieplanowane przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej. Przyjęto, że jest to 8 czasów cząstkowych. Zobrazowano je na rysunku 1. Zaznacza się, że rysunek ten stanowi jedynie ilustrację. Przedstawione czasy cząstkowe nie odzwierciedlają rzeczywistego ich udziału w czasie sumarycznym, stanowiącym czas trwania rozpatrywanej przerwy w zasilaniu.

Czas pozyskania informacji o zaistnieniu trwałego nienormalnego stanu pracy obwodu sieci elektroenergetycznej (t_1) – czas między chwilą wystąpienia trwałego nienormalnego stanu pracy sieci a chwilą dostarczenia i przyjęcia informacji przez OSE o zaistniałej zmianie warunków pracy sieci.

Czas potwierdzenia informacji o zaistnieniu trwałego nienormalnego stanu pracy sieci (t_2) – czas między chwilą przyjęcia przez OSE informacji o wystąpieniu nienormalnego stanu pracy sieci a chwilą potwierdzenia zaistnienia tego stanu w oparciu o inne dane dostępne dla OSE (dotychczas zwykle jest to czas dojazdu służb ruchowych – SR do stacji elektroenergetycznej, z której jest zasilana dana sieć).

Czas identyfikacji obszaru sieci objętego nienormalnym stanem pracy (t_3) – czas między chwilą potwierdzenia informacji o zaistnieniu trwałego nienormalnego stanu pracy sieci a chwilą wskazania obszaru sieci objętego awarią lub zakłóceniem nieprzemijającym.

Czas identyfikacji rodzaju nienormalnego stanu pracy (t_4) – czas między chwilą identyfikacji w strukturze sieci obszaru objętego nienormalnym stanem pracy a chwilą określenia przyczyny zadziałania aparatury zabezpieczeniowej (przykładowo: wystąpienie zakłócenia zwarciovego bądź stanu przeciążenia).

Czas lokalizacji fragmentu sieci objętego nienormalnym stanem pracy (t_5) – czas między chwilą zdefiniowania rodzaju nienormalnego stanu pracy sieci a chwilą identyfikacji fragmentu sieci (zbioru elementów), na którym wystąpiła awaria lub zakłócenie nieprzemijające; jest to czas lokalizacji „zgrubej” miejsca zaistnienia nienormalnego stanu pracy sieci.

Czas lokalizacji elementu sieci objętego nienormalnym stanem pracy (t_6) – czas między chwilą zgrubnego określenia fragmentu sieci objętego nienormalnym stanem pracy a chwilą precyzyjnego zdefiniowania elementu sieci, na którym wystąpiła awaria lub zakłócenie nieprzemijające; jest to czas lokalizacji „dokładnej” miejsca zaistnienia nienormalnego stanu pracy sieci.

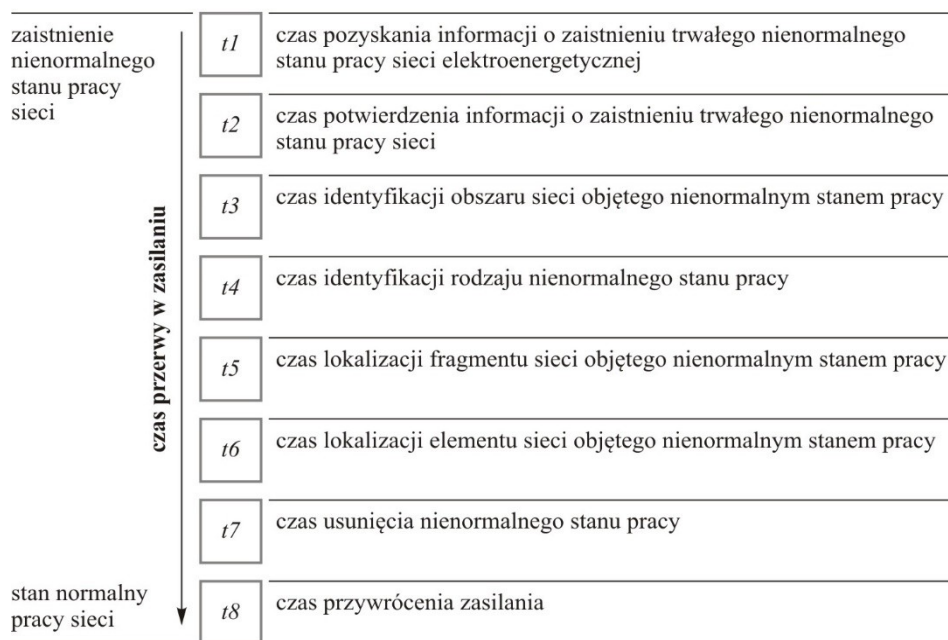
Czas usunięcia nienormalnego stanu pracy (t_7) – czas między chwilą zlokalizowania elementu sieci objętego nienormalnym stanem pracy a chwilą przywrócenia tego elementu do stanu umożliwiającego normalną eksploatację sieci lub czas między chwilą zlokalizowania elementu sieci objętego nienormalnym stanem pracy a chwilą podjęcia decyzji o rekonfiguracji struktury sieci celem umożliwienia jej dalszej eksploatacji.

Czas przywrócenia zasilania (t_8) – czas między chwilą usunięcia przyczyny nienormalnego stanu pracy sieci a chwilą ponownego jej włączenia (również fragmentu sieci) do struktur systemu elektroenergetycznego.

Zdefiniowane czasy cząstkowe $t_1 \div t_8$ są determinowane liczbą, lokalizacją i funkcjonalnością aparatury pomiarowej, łączeniowej, kontrolnej (w tym automatyki regulacyjnej, sterującej i zabezpieczeniowej) oraz telekomunikacyjnej obszaru sieci elektroenergetycznej poddawanej ocenie. Tym samym dla układu sieciowego (z uwzględnieniem konfiguracji i funkcjonalności elementów składowych), zakładanego w przyszłości na moment prowadzenia analizy, czasy te powinny być wyznaczane oddzielnie dla każdego odbiorcy energii elektrycznej lub grupy odbiorców sieci poddawanej ocenie. Sumując te czasy dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej rozpatrywanej sieci, zależność (1) przyjmuje postać (przykładowo, dla k -tej przerwy w zasilaniu):

$$SAIDI_k = \frac{\sum_{i=1}^j \sum_{l=1}^8 t_{li}}{C_{sum}}, \quad (2)$$

gdzie: t_{li} – l -ty czas cząstkowy ($t_1 \div t_8$) dla i -tego odbiorcy energii elektrycznej; j – liczba odbiorców energii elektrycznej rozpatrywanej sieci.



Rys. 1. Schemat poglądowy składników długiej i bardzo długiej nieplanowanej przerwy w zasilaniu odbiorcy energii elektrycznej

4. Szacowanie wskaźnika SAIDI dla wariantów automatyzacji sieci nN metodą EMeReNeV

Stopień automatyzacji sieci jest zależny od zbioru instalowanej aparatury pomiarowej, łączeniowej, kontrolnej (w tym automatyki regulacyjnej, sterującej, zabezpieczeniowej) i telekomunikacyjnej, zakresu implementacji nowej funkcjonalności oraz potencjalnie realizowanych zadań. Z uwagi na wieloelementowość zbioru aparatury i jej funkcjonalności w rozważaniach posłużono się przyjętymi wariantami automatyzacji sieci nN.

Na potrzeby prowadzonych szacunków przygotowano kilka przykładowych wariantów automatyzacji sieci terenowej nN. Uwzględniono istniejące oraz przyszłościowe układy sieci nN. Zestawienie środków automatyzacji użytych w poszczególnych wariantach automatyzacji przedstawiono w tabeli 1. Schematy poglądowe rozpatrywanych układów sieci przedstawiono na rysunku 2.

Z uwagi na możliwą dużą rozbieżność funkcjonalności aparatury tego samego rodzaju, na potrzeby prowadzonych szacunków założono następującą funkcjonalność wykorzystywanych środków automatyzacji sieci nN:

- bezpiecznik (B):
 - samoczynne przerywanie przepływu prądów zakłóceńowych; wymiany wkładki bezpiecznikowej dokonuje SR;

- wyłącznik z EAZ (*W*):
 - włączenie lub wyłączenie obwodu nN, w którym płyną prądy robocze, przeciążeniowej lub zakłóceń;
 - wypracowywanie decyzji automatyki zabezpieczeniowej (EAZ);
 - akwizycja danych o stanie pracy obwodu nN;
 - transmisja danych do OSE;
 - pozyskiwanie danych z OSE;
 - wbudowany napęd i możliwość zdalnych operacji łączeniowych;
- licznik *Smart Metering* (*SM*):
 - akwizycja danych o stanie pracy obwodu nN;
 - transmisja danych do OSE;
 - pozyskiwanie danych z OSE.

Tabela 1

Środki automatyzacji w rozpatrywanych wariantach automatyzacji sieci terenowej nN

Wariant automat.	Aparatura w stacji zasilającej	Aparatura w głębi obwodu	Komunikacja do stacji zasilającej	Komunikacja w głębi obwodu
<i>B</i> ¹	bezpiecznik	-	-	-
<i>BSM</i> ^{1,2}	bezpiecznik	licznik <i>Smart Metering</i>	+	+
<i>WW</i> ²	wyłącznik z EAZ	wyłącznik z EAZ	+	+

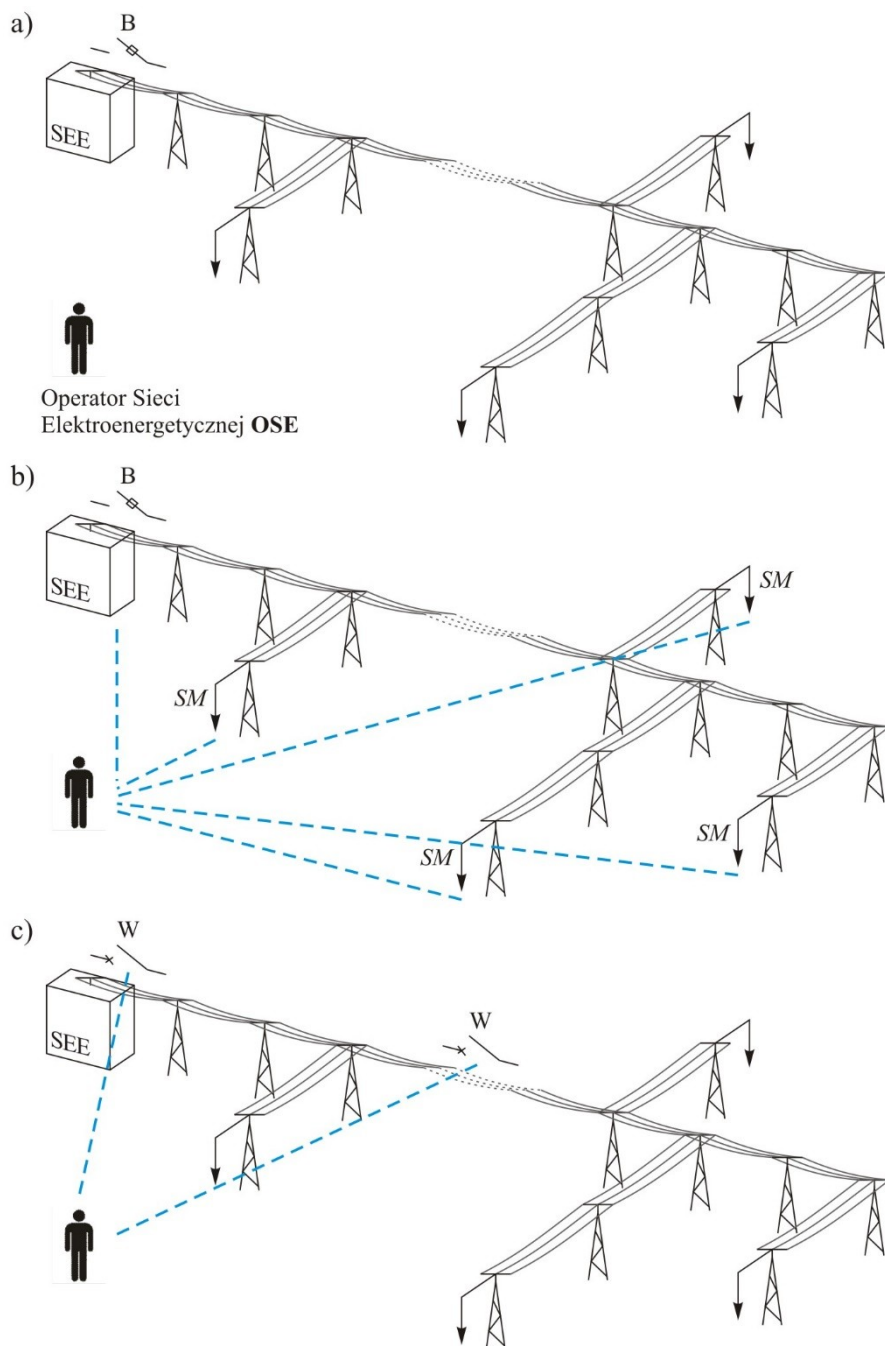
¹ istniejący układ sieci nN² przyszłościowy układ sieci nN

Czasy cząstkowe $t1 \div t8$ długich i bardzo długich przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej sieci nN, przyjęte na potrzeby prowadzonych szacunków, zamieszczono w tabeli 3. Zaznacza się, że czasy te mają charakter orientacyjny służący jedynie ilustracji wykorzystania metody EMeReNeV do wyznaczania SAIDI dla różnych wariantów automatyzacji sieci nn i opierają się na wiedzy eksperckiej.

Tabela 3

Orientacyjne czasy cząstkowe długiej i bardzo długiej przerwy w zasilaniu odbiorcy energii elektrycznej (wyrażone w minutach)

Wariant automat.	Czasy cząstkowe metody EMeReNeV							
	<i>t1</i>	<i>t2</i>	<i>t3</i>	<i>t4</i>	<i>t5</i>	<i>t6</i>	<i>t7</i>	<i>t8</i>
<i>B</i>	20	40	5	10	20	20	120	10
<i>BSM</i>	1	1	0	50	20	20	120	10
<i>WW</i>	1	1	0	0	0	60	120	1

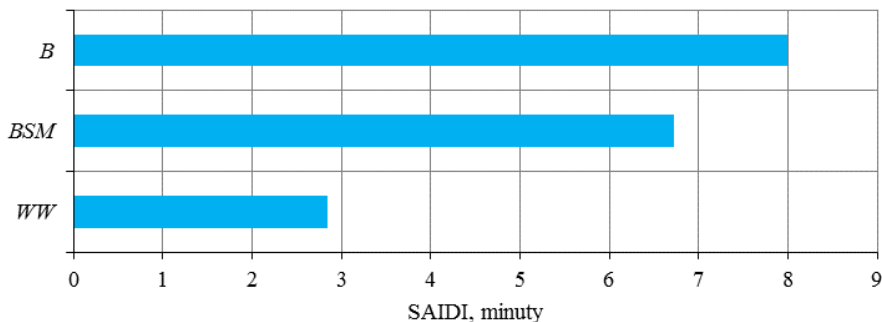


Rys. 2. Schemat przykładowej sieci terenowej nn dla wariantów automatyzacji:
a) B; b) BSM; c) WW

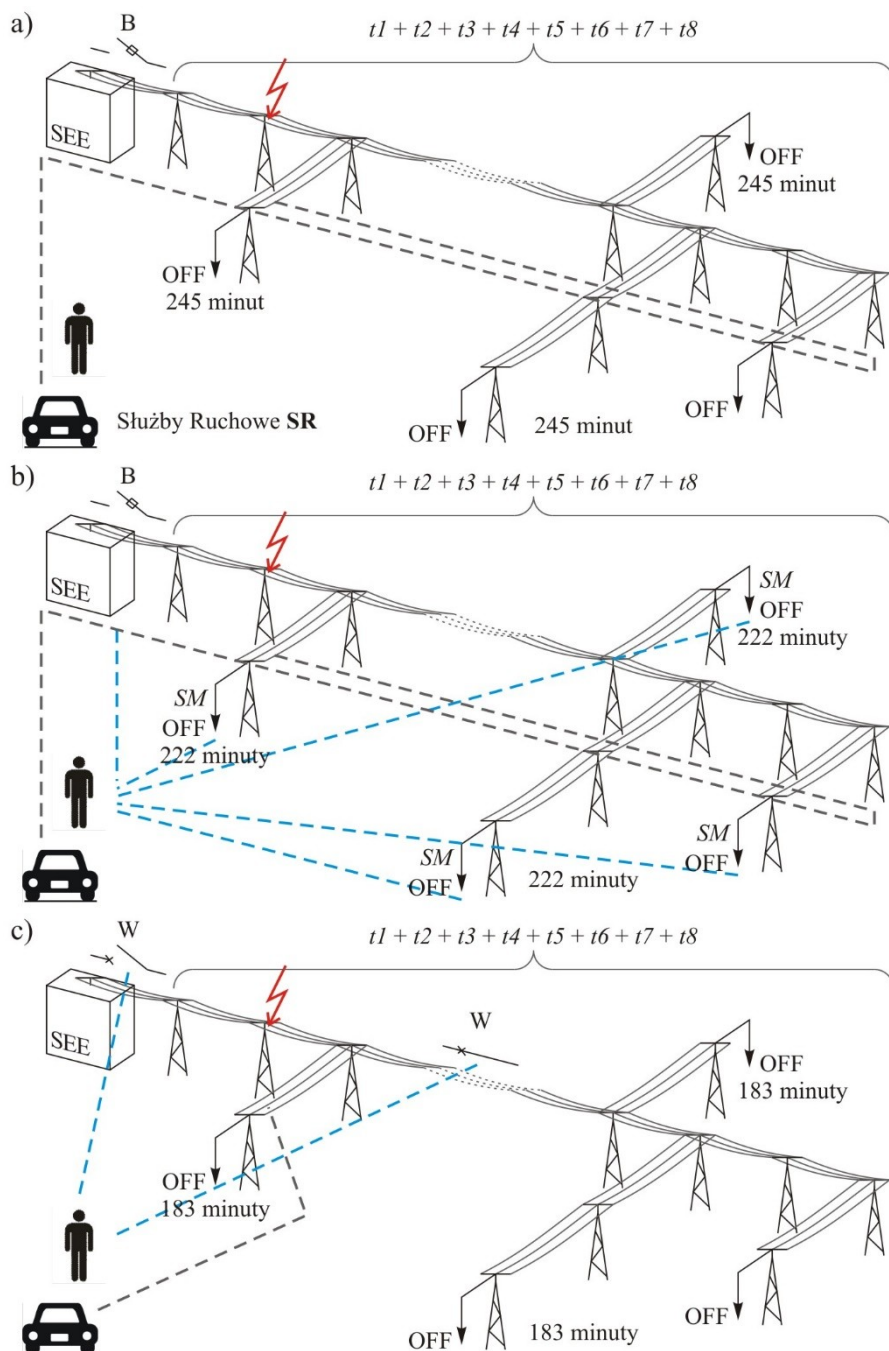
Na potrzeby prowadzonych analiz przyjęto następujące założenia:

- liczba odbiorców przyłączonych do obwodu nN wynosi 40;
- równomierny rozkład miejsc przyłączenia odbiorców na całej długości obwodu nN ;
- odniesieniowa liczba odbiorców energii elektrycznej (C_{sum} – patrz zależność 1) właściwa do uzyskania SAIDI na poziomie 8 minut (dotyczy istniejącej sieci – wariant automatyzacji *B*);
- dodatkowa aparatura w głębi obwodu zainstalowana w połowie długości obwodu nN ;
- równomierny rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia nienormalnych stanów pracy na całej długości obwodu nN ;
- zbiór uwzględnionych nienormalnych stanów pracy obwodu nn : 2 x zwarcie 3f, 10 x zwarcie 1f, 20 x przeciążenie;
- przeciążenie obwodu nN nie musi prowadzić do jego wyłączenia bez wcześniejszej sygnalizacji.

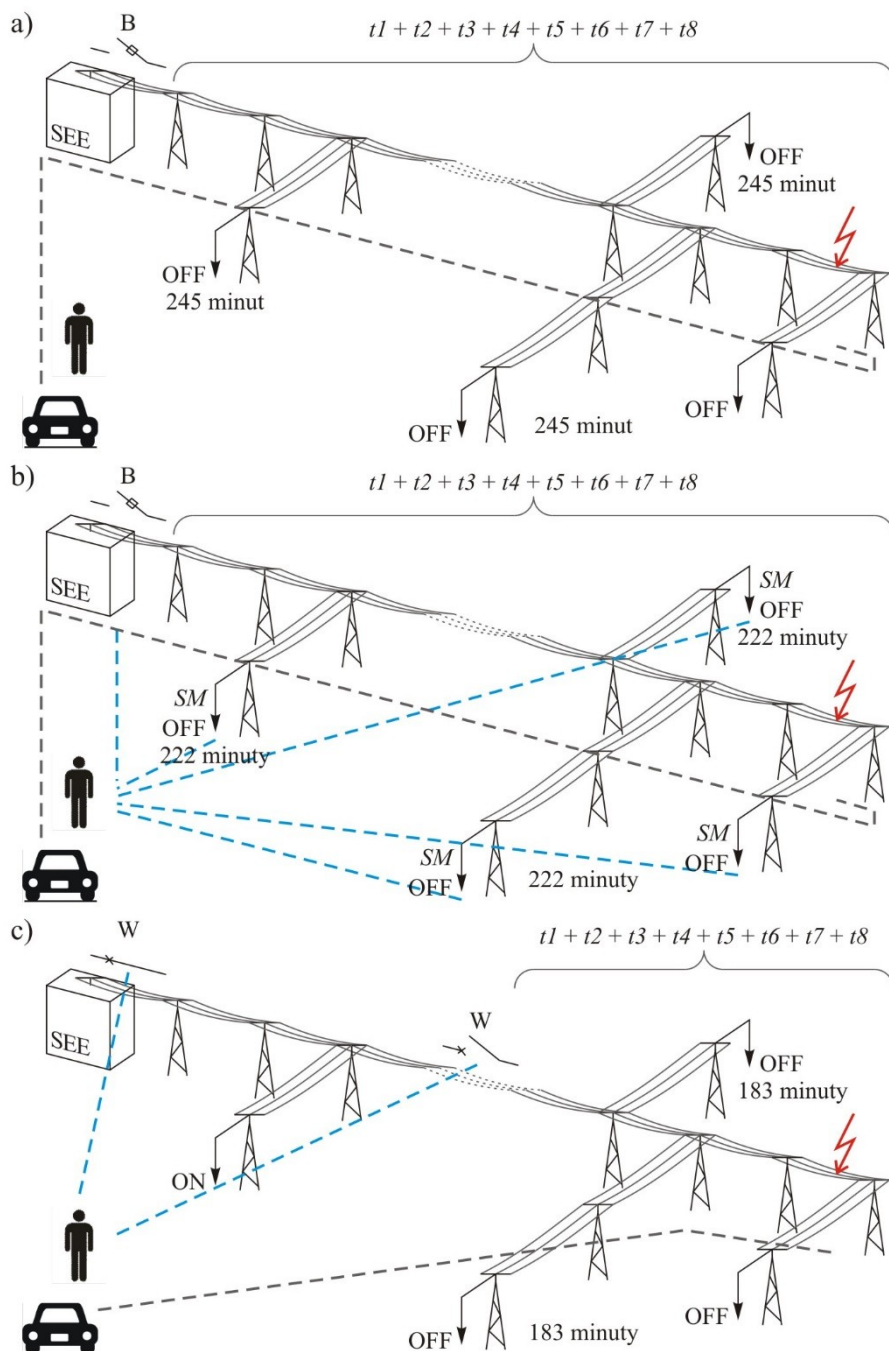
Na rysunkach 4 ÷ 6 przedstawiono wykorzystanie metody EMeReNeV do wyznaczania czasu trwania długich i bardzo długich nieplanowanych przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej rozpatrywanej sieci terenowej nN dla różnych rodzajów i lokalizacji zakłóceń. Rysunek 4 dotyczy zwarcia występującego na początku obwodu nN . Rysunek 5 dotyczy zwarcia w końcowym fragmencie obwodu nN . Rysunek 6 dotyczy stanu przeciążenia obwodu nN . Dla każdego nienormalnego stanu pracy sieci wyznaczano czasy trwania przerwy w zasilaniu poszczególnych odbiorców energii elektrycznej. Czasy te wyliczano metodą EMeReNeV, sumując odpowiednie czasy cząstkowe $t1 \div t8$. Zbiór uwzględnianych czasów cząstkowych zależy od konfiguracji sieci oraz funkcjonalności aparatury pomiarowej, łączeniowej, kontrolnej i telekomunikacyjnej. Dla przyjętych założeń analizy dla istniejącej sieci elektroenergetycznej wskaźnik SAIDI jest równy 8 minut. Wartości wskaźnika SAIDI dla przyszłościowej sieci elektroenergetycznej (warianty automatyzacji *BSM* i *WW*), oszacowane metodą EMeReNeV, przedstawiono na rysunku 3.



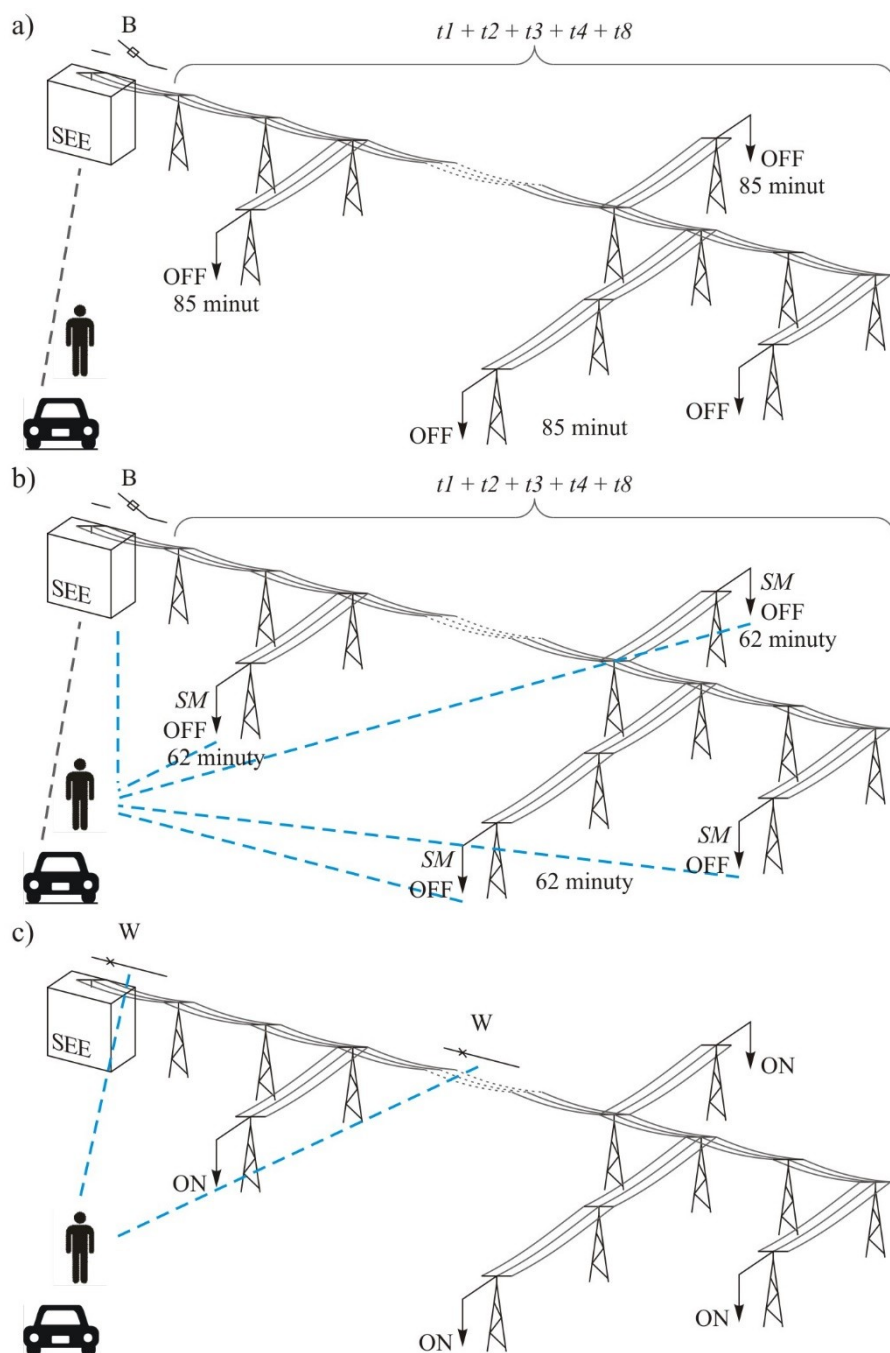
Rys. 3. SAIDI wyznaczone metodą EMeReNeV dla rozpatrywanych wariantów automatyzacji



Rys. 4. Czasy przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej przy zwarciu na początku obwodu nn dla wariantów automatyzacji: a) B; b) BSM; c) WW



Rys. 5. Czasy przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej przy zwarciu na końcu obwodu nn dla wariantów automatyzacji: a) B; b) BSM; c) WW



Rys. 6. Czasy przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej przeciążeniu obwodu nn dla wariantów automatyzacji: a) B; b) BSM; c) WW

5. Podsumowanie

SAIDI należy do zbioru wskaźników powszechnie wykorzystywanych do oceny ciągłości zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz niezawodności pracy sieci elektroenergetycznych. Determinuje to potrzebę opracowania prostej metody szacowania „przyszłościowego” poziomu tego wskaźnika. Opisana metoda EMeReNeV (ang. *Expert Method of estimating the Reliability of the Network Variants*) pozwala wyznaczać wartości SAIDI spodziewane dla przyszłych układów sieci. Przez przyszłe układy sieci rozumie się sieci z planowanymi zmianami – przykładowo – struktury lub funkcjonalności aparatury pomiarowej, łączeniowej, kontrolnej (w tym automatyki regulacyjnej, sterującej, zabezpieczeniowej) i telekomunikacyjnej sieci. Łatwość stosowania metody EMeReNeV jest podyktowana prostotą określania czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej. Opracowana metoda może być z powodzeniem wykorzystywana jako jedno z kryteriów procesu decyzyjnego kształtowania przyszłych układów sieci elektroenergetycznych. Umożliwia oszacowanie potencjalnych korzyści wynikających z planowanego wprowadzania zmian w układzie pracy sieci i jej funkcjonalności.

6. Rekomendacje

Rekomenduje się operatorom sieci elektroenergetycznej opracowanie zestawienia średnich czasów cząstkowych składających się na przerwę w zasilaniu dla charakterystycznych przypadków nienormalnych stanów pracy w reprezentatywnych strukturach sieci elektroenergetycznych. Stosując metodę EMeReNeV, pozwoli to określić wpływ przyszłych układów sieci elektroenergetycznych (o różnym zakresie implementacji nowej funkcjonalności determinowanej przyjętym zbiorem aparatury oraz zbiorem potencjalnie realizowanych zadań) na kształtowanie się poziomu SAIDI.

Literatura

- [1] Joint Working Group CIGRE C 4.07: Power Quality Indices and Objectives, Final WG Report 2004.
- [2] IEEE Std.: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. 1366 – 2003.
- [3] Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2005.
- [4] Billinton R., Allan R.N.: Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Press, New York and London, 1996.
- [5] Kornatka M.: Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności. Przegląd Elektrotechniczny, 90 (2014), nr 8.

Adam IWAN¹⁾, Józef PASKA²⁾

¹⁾PGNiG TERMIKA S.A., ²⁾Politechnika Warszawska

CIEPŁO Z MIKROKOGENERACJI I KOGENERACJI SYSTEMOWEJ – KONKURENCJA CZY WSPÓŁPRACA?

W naszych warunkach geograficznych istotną rolę gospodarczą i społeczną pełni sezonowe zapotrzebowanie na ciepło, rozumiane, nie tylko jako ciepło systemowe [8], ale jako ciepło użytkowe [10, 11] służące zaspokojeniu zapotrzebowania odbiorców końcowych (zarówno osoby fizyczne, jak i prawne). Z powyższego wynika idea kogeneracji, a więc jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, w sposób zapewniający możliwie wysoką sprawność, czyli maksymalnie pełne wykorzystanie energii chemicznej paliwa [26]. Zapotrzebowanie na ciepło może być zaspokajane na co najmniej dwa sposoby, pierwszy – związany z dużymi źródłami kogeneracyjnymi i dystrybucją sieciami cieplnymi bezpośrednio do odbiorców, a drugi – wynikający z możliwości oferowanych w ramach kogeneracji rozproszonej. Rozwój produkcji ciepła w oparciu o źródła mikrokogeneracyjne (microCHP) może uzupełniać lub zastępować, w wybranych warunkach lokalnych, ciepło systemowe. W warunkach niepewności legislacyjnej dotyczącej systemów wsparcia kogeneracji, jak i publicznie przedstawianych ocen efektywności ekonomicznej produkcji energii elektrycznej przez prosumenta ze źródeł mikrokogeneracyjnych [5], to właśnie lokalne i krajowe zapotrzebowanie na ciepło może stanowić istotny element warunkujący skalę rozwoju źródeł mikrokogeneracyjnych w naszym kraju. W ramach potencjalnego uzupełniania się lub konkurencji ciepła pochodzącego z obu źródeł (ciepło systemowe i mikrokogeneracja) należy obserwować ograniczenia związane z rozbudową sieci dystrybucji ciepła, zarówno na poziomie dużych i zwartych aglomeracji miejskich, jak i mniejszych miejscowości. Ponieważ ciepło i energię elektryczną w mikrokogeneracji może wytworzyć praktycznie każdy zainteresowany, przy dodatkowym, ale nie obligatoryjnym założeniu funkcjonowania systemów wsparcia, możemy w przyszłości obserwować budowanie potencjalnych rynkowych i administracyjnych zachęt lub barier dla rozwoju kogeneracji rozproszonej, zarówno przez producentów ciepła systemowego, świadomych klientów, jak i regulatora oraz ustawodawcę.

Dodatkowym aspektem są regulacje unijne związane ze wzrostem efektywności energetycznej i uzyskaniem oszczędności energii pierwotnej, w których dotychczasowy model rynku ciepła, opartego na scentralizowanych dużych wytwórcach dostarczających za pośrednictwem sieci cieplnych licznym odbiorcom rozproszonym na dużych odległościach, przy założeniu strat

przesyłowych i awaryjności sieci ciepłej, zostanie uzupełniony lub częściowo zastąpiony przez kogenerację rozproszoną zlokalizowaną blisko lub bezpośrednio u odbiorców końcowych.

1. Mikrokogeneracja – nieprecyzyjne uregulowanie pojęć

Dyrektywa 2012/27/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej (Dyrektywa efektywnościowa), uchylając Dyrektywę 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii (Dyrektywa CHP), podtrzymała definicję jednostki mikrokogeneracji, jako jednostki kogeneracji o maksymalnej zdolności poniżej 50 kW mocy elektrycznej oraz wskazała na warunki spełniania przez te jednostki kryterium wysoko-sprawnej kogeneracji [10-11]. W obu Dyrektywach zdefiniowano ciepło użytkowe – ciepło wytwarzane w procesie kogeneracji w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego zapotrzebowania na ogrzewanie lub chłodzenie.

Natomiast polski ustawodawca, zarówno w Ustawie Prawo energetyczne (UPE), jak i w uchwalonej na początku 2015 r. ustawie o odnawialnych źródłach energii (Ustawa OZE) zdefiniował pojęcie mikroinstalacji w nieco odmienny sposób. W polskiej nomenklaturze mikroinstalacja to odnawialne źródło energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej ciepłej nie większej niż 120 kW [30, 32]. Powyższa definicja została ujednolicona z zapisami UPE. Dodatkowo w Ustawie OZE zdefiniowane zostało ciepło użytkowe w kogeneracji, jako ciepło wytwarzane w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na ciepło lub chłód, które gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałoby pozyskane w inny sposób. Ustawodawca krajowy nie zdefiniował wprost instalacji mikrokogeneracyjnej o innych technologiach niż odnawialne źródła energii, chociaż odniósł się do mocy ciepłej w mikroinstalacji. Dlatego powyższe aspekty prawne mogą budzić wątpliwości interpretacyjne dla microCHP, a na przyjęcie jednolitej definicji dla mikrokogeneracji przyjdzie zapewne jeszcze poczekać.

2. Mikrokogeneracja – klasyfikacja technologii i zapotrzebowanie na ciepło

Dyrektywa CHP wprowadziła następującą klasyfikację technologii mikrokogeneracji [10]: silnik spalinowy, mikroturbiny, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe, silniki parowe, organiczny obieg Rankine’a (ORC), pozostałe technologie lub ich kombinacje.

Organizacja Energy Saving Trust z Wielkiej Brytanii wskazuje na trzy podstawowe technologie microCHP [6]: silniki spalinowe, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe. Natomiast brytyjski Departament of Energy and Climate Change (DECC) w swoim opracowaniu [7] wskazał na następujące technologie microCHP: silniki Stirlinga, silniki zewnętrznego spalania (silniki parowe, ORC), silniki wewnętrznego spalania, ogniwa paliwowe.

W Niemczech w ustawie o utrzymaniu, modernizacji i rozbudowie kogeneracji (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) przyjęto następującą klasyfikację technologii kogeneracyjnych: turbiny parowe, silniki parowe, turbiny gazowe, silniki spalinowe, silniki Stirlinga oraz ORC.

W literaturze polskiej są przyjmowane kryteria klasyfikacji instalacji microCHP zależnie od mocy zainstalowanej lub rodzaju stosowanej technologii prezentujące następujący podział [25]: mikroturbiny, silniki spalinowe, silniki Stirlinga, organiczny obieg Rankine'a, ogniwa paliwowe.

Podstawowe charakterystyki technologii mikrokogeneracyjnych przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Charakterystyki technologii mikrokogeneracyjnych

Technologia	Moc elektryczna (kW)	Sprawność elektryczna (%)	Sprawność całkowita (%)	Jednostkowe nakłady inwestycyjne (€/kW)
Mikroturbiny	25÷1000	26÷35	70÷90	500÷750
Silniki spalinowe (z obiegiem Diesela)	≥ 5	25÷45	80÷90	550÷1350
Silniki gazowe	≥ 1	28÷42	80÷85	250÷600
Silniki Stirlinga	1÷350	25÷40	80÷90	2000
ORC	10÷150	15÷18	≤ 98	2500÷3000
Ogniwa paliwowe	1÷1000	35÷100	≤ 100	2000÷8000

W opisach charakterystyk mikroturbin gazowych [1, 18, 25, 27-28] wskazano, że pracują one zazwyczaj w układzie otwartym i ze spalaniem wewnętrznym, jednak brane są pod uwagę także instalacje otwarte ze spalaniem zewnętrznym. Nakłady inwestycyjne mikroturbin gazowych w porównaniu z silnikami tłokowymi są wciąż wyższe, wynika to z kosztów części ruchomych mikroturbiny. Jednak z uwagi na wiele istotnych zalet: niezawodność, niewielkie rozmiary, mały ciężar, niska emisja hałasu; znajdują one obecnie zastosowanie w różnych obiektach komunalnych oraz przemysłowych, w których jest wymagana wysoka niezawodność zasilania.

W opisach technologii tłokowych silników spalinowych [1, 18, 25, 27-28] przedstawiono ich charakterystyki i zastosowania. Technologia ta jest często stosowana w układach mikrokogeneracyjnych z uwagi na parametry techniczne, takie jak wysoka sprawność i stosunkowo niskie jednostkowe nakłady inwestycyjne. Mikroinstalacje wykorzystujące silniki tłokowe charakteryzuje: niski koszt, wysoka sprawność, możliwość szybkiego rozruchu. Wśród wad

wskazano na: wysoki koszt paliwa (gazowego) i duże natężenie hałasu. Silniki tłokowe można wykorzystywać jako szczytowe lub podszczytowe.

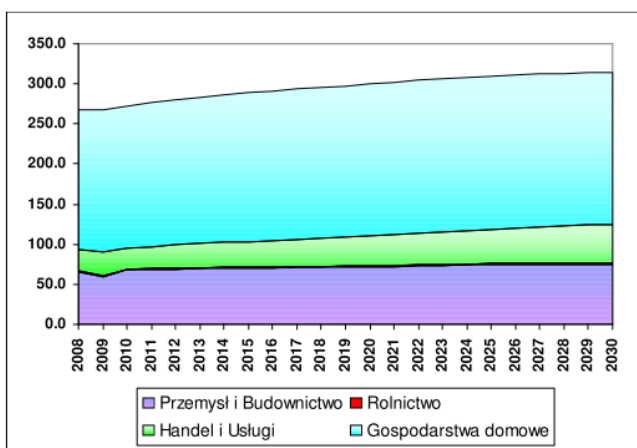
W opisie technologii silników Stirlinga [14, 18, 20, 23, 25-26] zaprezentowano układy mikrokogeneracyjne, które cechuje: pozwalają na uzyskanie wysokiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej, niski poziom hałasu, możliwość różnej konfiguracji silników, wysoka trwałość i niskie wskaźniki emisji zanieczyszczeń. Zaletą silnika Stirlinga jest możliwość wykorzystania różnego rodzaju paliw stałych, ciekłych i gazowych. Wśród wad silników zauważono wysoki jednostkowy nakład inwestycyjny oraz potrzebę intensywnego schładzania czynnika roboczego, co ma wpływ na sprawność całego układu.

W opisach [3, 20, 24, 32] przedstawiono zasadę pracy układów ORC (*Organic Rankine Cycle*), która jest zbliżona do obiegu konwencjonalnej turbiny parowej, z wyjątkiem czynnika roboczego, którym jest wybrany związek organiczny. Wyselekcjonowane płyny pozwalają na wydajną eksploatację niskotemperaturowych źródeł ciepła w celu produkcji energii elektrycznej. Do głównych zalet ORC należą: wysoka wydajność obiegu, bardzo wysoka sprawność turbiny, długa żywotność, pełna automatyzacja obsługi, możliwość szybkiego załączania i wyłączania, niska emisja hałasu.

W [18-19, 25-27, 33, 35] omówiono różne technologie ogniw paliwowych. Parametry eksploatacyjne ogniw są mocno zróżnicowane w zależności od typu stosowanego elektrolitu i temperatury pracy. Wśród zalet ogniw można wskazać: wysoką sprawność w szerokim zakresie obciążenia, niską emisję zanieczyszczeń, niski poziom hałasu, możliwość szybkich zmian obciążenia, możliwość stosowania różnych rodzajów paliwa oraz produkcję ciepła. Do podstawowych wad ogniw należą: faza badawczo-rozwojowa lub eksperymentalna części ogniw, wysokie nakłady inwestycyjne, niska trwałość (w części ogniw), stosunkowo długi czas rozruchu oraz zmiana właściwości energetycznych ogniw w miarę ich eksploatacji.

Wszystkie powyższe technologie są już oferowane komercyjnie na rynkach światowych i konkurują ze sobą w zależności od preferencji prosumentów, warunków geograficznych, krajowego zapotrzebowania na ciepło.

Zgodnie z „Aktualizacją Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” przygotowaną przez Agencję Rynku Energii S.A. (ARE) zapotrzebowanie na ciepło sieciowe, w okresie do roku 2030, wzrośnie z ok. 268 PJ do ok. 314 PJ, co daje w przybliżeniu 17% wzrost w okresie 2008-2030 [2]. ARE przewiduje, że aż 90% wzrost odnotuje sektor usług, a zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w gospodarstwach domowych wzrośnie nieznacznie – o 8% w okresie 2008-2030, co oznacza stabilizację zużycia ciepła sieciowego [2]. Na rysunku 1 pokazano prognozowane przez ARE zmiany zapotrzebowania na ciepło sieciowe.



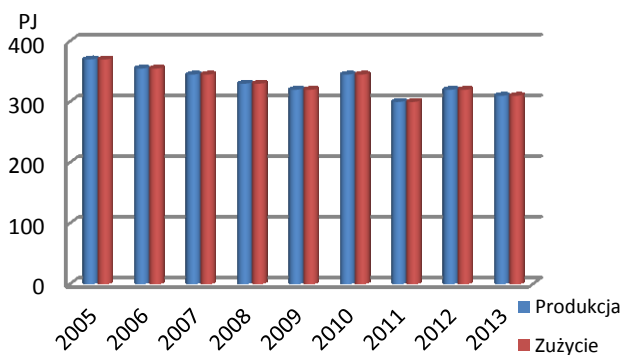
Rys. 1. Prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe w podziale na sektory gospodarki (PJ) [2]

W powyższych prognozach ARE nie analizowała zapotrzebowania na ciepło pozasieciowe. Główny Urząd Statystyczny (GUS) w opracowaniu [16] przedstawił porównanie bilansu ciepła w parze i gorącej wodzie oraz produkcji i zużycia ciepła w skali kraju w kilku kolejnych latach (tabela 2, rys. 2).

Tabela 2

Bilans ciepła w parze i gorącej wodzie [16]

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2012	2013
Produkcja	PJ	367,4	308,5	304,7
Zużycie	PJ	367,4	308,8	304,7



Rys. 2. Produkcja i zużycie ciepła w parze i gorącej wodzie [16]

Z powyższych analiz nie wynika prosta różnica pomiędzy łączną produkcją i zużyciem ciepła a zapotrzebowaniem na ciepło sieciowe, która wskazywałaby na poziom zapotrzebowania na ciepło pozasieciowe.

3. Komercjalizacja technologii mikrokogeneracyjnych wspierana systemowo przez rządy krajów unijnych

W krajach Unii Europejskiej, w tym w Danii, Holandii, Niemczech i Wielkiej Brytanii microCHP są oferowane w ramach różnych modeli biznesowych bezpośrednio przez producentów systemów ogrzewania i sanitarnych oraz producentów silników, funkcjonują modele sprzedaży instalacji, ich czasowej dzierżawy lub instalowania urządzeń na wynajmowanej odpłatnie powierzchni lokalowej u prosumentów, którym są oferowane dodatkowe dopłaty do energii. Rząd Wielkiej Brytanii wprowadził zróżnicowaną gamę zachęt podatkowych i finansowych dla rozwoju microCHP, przeznaczonych w szczególności dla gospodarstw domowych. Od 2012 rozpoczął się pilotaż objęcia schematem FiT (*Feed-in Tariffs*) mikroinstalacji o mocy elektrycznej mniejszej lub równej 2 kW [15]. W okresie 2010-2015 zewidencjonowano w bazie danych 639 certyfikowanych mikroinstalacji [21]. DECC zatwierdził utrzymanie powyższego schematu do momentu zewidencjonowania 30000 instalacji (planowana rewizja schematu przy 12000 zarejestrowanych instalacji). Wspierane są również instalacje mikrokogeneracyjne o wyższej mocy elektrycznej, dane dotyczące wsparcia zostały zaprezentowane w tabeli 3.

Tabela 3

Systemy wsparcia mikrokogeneracji w wybranych krajach UE [4, 15]

Kraj	System wsparcia mikrokogeneracji
Niemcy	na podstawie znowelizowanej 12.07.2012 r. ustawy KWK Gesetz subwencja inwestycyjna w kwocie 5,41 eurocenta/kWh dla nowej mikroinstalacji przez 10 lat dla 30000 godzin pracy lub 5 lat dla zmodernizowanej instalacji przez 15000 godzin pracy (przy założeniu średniej pracy 3000 h/a) dodatkowo Federalne Urząd Gospodarki i Kontroli Eksportu (BAFA) dotuje zakup instalacji o mocy elektrycznej do 20 kW w przedziale 1900-3500 Euro
Wielka Brytania	w ramach FiT dla instalacji o mocy elektrycznej ≤ 2 kW dofinansowanie wynosi 12,5 p/kWh dla wytworzonej energii elektrycznej natomiast dla instalacji o mocy elektrycznej > 2 kW, ≤ 50 kW (przy obligatoryjnym zainstalowaniu licznika pomiarowego wprowadzanej do sieci energii dla instalacji > 30 kW) dopłata wynosi 4,77 p/kWh dla wprowadzonej do sieci energii elektrycznej w ramach „export tariff”

W ramach projektu Cogeneration Observatory and Disseminate Europe (CODE2) [22], którego współfundatorem jest Komisja Europejska, przeprowadzono konsultacje wśród 27 krajów członkowskich UE dla opracowania map drogowych rozwoju kogeneracji w każdym kraju w celu implementacji Dyrektywy efektywnościowej (tabela 4). W mapach drogowych wprowadzono analizy bioCHP i microCHP w ramach kierunków realizacji celów efektywnościowych.

Tabela 4

Ocena potencjału rozwoju microCHP
na podstawie map drogowych wybranych krajów unijnych [22]

Ocena potencjału micro CHP	GB	NL	ES	PL	IT	FR	DE	Progowana sprzedaż i wolumen instalacji
Gospodarstwa domowe (ok. 1 kW mocy elektrycznej)	86	35	4,5	0,3	13,3	4,4	3,8	Sprzedaż roczna 2020 (w tys.)
	800	304	276	27,4	742	290	215	Sprzedaż roczna 2030 (w tys.)
	180	72	9,1	0,74	26,2	9	7,5	Wolumen instalacji 2020 (w tys.)
	5800	2250	1300	102	3740	1300	1070	Wolumen instalacji 2030 (w tys.)
	8000	3070	2900	345	7700	3100	2250	Wolumen instalacji 2040 (w tys.)
	2,2	1	0,65	0,75	0,39	0,1	0,64	Sprzedaż roczna 2020 (w tys.)
Małe i średnie przedsiębiorstwa oraz spółdzielnie (ok. 40 kW mocy elektrycznej)	8	2,6	16,9	4,3	10	2,1	16,5	Sprzedaż roczna 2030 (w tys.)
	14	6	4,3	4,5	2,6	0,7	4,2	Wolumen instalacji 2020 (w tys.)
	61	23	69,8	29	45	8,4	71	Wolumen instalacji 2030 (w tys.)
	82	27	245	46	121	46	217	Wolumen instalacji 2040 (w tys.)

W Niemczech [22] wskazano na olbrzymi potencjał rozwoju kogeneracji rozproszonej w warunkach redukcji kosztów produkcji instalacji microCHP wraz ze wzrostem liczby wyprodukowanych instalacji. Typowym klientem dostępnych na rynku instalacji 1÷2 kW są gospodarstwa domowe, obecnie bez dodatkowego wsparcia instalacje te nie są konkurencyjne w stosunku do rynkowych rozwiązań grzewczych. Rosnące ceny energii wraz z rosnącym wsparciem politycznym determinują dobre warunki ekonomiczne dla rozwoju mikrokogeneracji. Przykładem jest firma SenerTech, która pod marką

Der Dachs, zainstalowała dotychczas w Europie 32905 instalacji microCHP w oparciu o technologię silników gazowych, które produkują łącznie ok. 888435000 kWh rocznie. SenerTech szacuje, że inwestycja w jej mikroinstalację amortyzuje się w ciągu 5 lat, a po 10 latach inwestycja zaczyna już zarabiać [9].

W Wielkiej Brytanii kogeneracja przyciąga inwestorów benefitami fiskalnymi i zwolnieniami w podatkach energetycznych. Mikroinstalacje są uprawnione do korzystania z mechanizmu finansującego, a dodatkowo instalacje o mocy elektrycznej do 2 kW mogą otrzymać wsparcie finansowe w ramach *feed-in-tariffs*. Jednocześnie mikroinstalacje do użytku domowego korzystają przy zakupie z 5% redukcji podatku VAT (z poziomu 20%). Autorzy mapy drogowej szacują, że roczna sprzedaż instalacji microCHP mogłaby sięgnąć poziomu 170000 urządzeń. Analizy CODE2 wskazują na potencjał 5800000 domowych instalacji mikrokogeneracyjnych, o mocy elektrycznej ok. 1 kW, zainstalowanych w Wielkiej Brytanii do 2030 r. Natomiast rynek dla kolektywnego ogrzewania gospodarstw domowych oraz dla małych i średnich przedsiębiorstw został oszacowany na 61000 urządzeń w roku 2030 [22].

Autorzy mapy drogowej kogeneracji dla Polski [22] podkreślają fakt wysokiej świadomości korzyści wynikających ze stosowania kogeneracji i jej pozytywnego odbioru na wielu poziomach dyskusji, powyższe nie obejmuje powszechnie mikrokogeneracji. Autorzy wskazują, że obecnie rentowność inwestycji w microCHP o mocy elektrycznej 50 kW (silnik gazowy) jest szacowana na poziomie $IRR = 4\%$ i jest znacząco niższa od poziomu zazwyczaj oczekiwanego przez inwestorów. Analizy przeprowadzone w ramach projektu CODE2 szacują zapotrzebowanie rynkowe w roku 2020 na ok. 1000 instalacji microCHP (ok. 30 MW mocy elektrycznej). Oczekiwania dla roku 2030 są znacząco wyższe i sięgają ponad 30000 instalacji (o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej 200 MW).

4. Rozwój mikrokogeneracji – współpraca czy konkurencja z ciepłem sieciowym?

Struktura rynku ciepłowniczego w Polsce charakteryzuje się lokalnym zasięgiem podmiotów zaopatrujących odbiorców w ciepło. Ciepło jest dostarczane do klientów za pośrednictwem nośnika ciepła (wody lub pary wodnej), a jego podatność na zmiany podstawowych parametrów (temperatury i ciśnienia) skutkuje obniżeniem jakości ciepła w czasie transportu i definiuje możliwość jego dostawy rurociągami na odległości bliskie źródła wytworzenia. Powyższe sprawia, że zarówno źródła, jak i sieci ciepłne funkcjonują przede wszystkim na obszarze jednej miejscowości lub aglomeracji miejskiej.

Prezes URE przeprowadził w 2014 r. kolejną edycję badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłownicznych w kraju [13]. W 2013 r. całkowita moc cieplna zainstalowana u koncesjonowanych wytwórców wynosiła

56521 MW (w 2002 r. – 70952,8 MW), a osiągalna 55744,1 MW (w 2002 r. – 67285,4 MW). Wytwarzali oni ciepło w źródłach różnej wielkości, jednak przewagę ilościową posiadały małe źródła do 50 MW (57,8% w 2013 r.). Koncesjonowane przez Prezesa URE przedsiębiorstwa ciepłownicze wytworzyły w 2013 r. łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych 428,5 PJ ciepła, a ponad 62%, tj. 247,9 PJ ciepła zostało wytworzone w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej. Dysponowały w 2013 r. sieciami ciepłymi o długości 20138,5 km. W 2013 r. wolumen sprzedaży ciepła ogółem (łącznie z odsprzedażą innym przedsiębiorstwom) wyniósł 381,9 PJ (spadek o 1,9% w stosunku do 2012 r.). W 2013 r. średnia cena wytwarzanego ciepła wynosiła 35,38 zł/GJ i wzrosła o 6,8% w relacji do 2012 r.

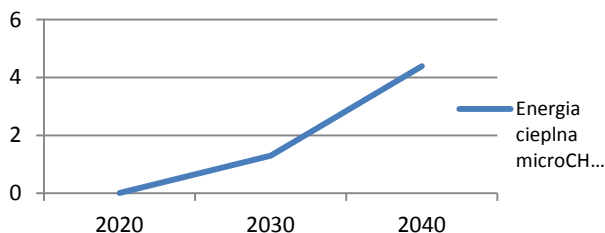
Symulację produkcji ciepła z microCHP w relacji do zapotrzebowania na ciepło systemowe w latach 2020-2040 (rys. 3 i 4) przeprowadzono przy założeniach:

- liczba zainstalowanych układów microCHP w gospodarstwach domowych oraz SME w latach 2020 i 2030 zgodna z danymi projektu CODE2,
- dla gospodarstw domowych przykładowy układ ma 1 kW mocy elektrycznej i 2,5 kW mocy cieplnej [12],
- dla małych i średnich przedsiębiorstw (SME) przykładowy układ ma 20 kW mocy elektrycznej i 42 kW mocy cieplnej [12, 34],
- układ w gospodarstwach domowych pracuje w okresie sezonu grzewczego od początku października do końca kwietnia (tj. przez 5088 h/rok) [29],
- układ w małych i średnich przedsiębiorstwach pracuje przez cały rok.

Dla obliczenia wyprodukowanej energii cieplnej przez przykładowe instalacje microCHP dla gospodarstw domowych zastosowano poniższy wzór:

$$A_{termGosp} = \sigma \cdot P_{inst_microCHP} \cdot t, \quad (1)$$

gdzie: σ – współczynnik wykorzystania układu mikrokogeneracyjnego w sezonie grzewczym (przyjęto $\sigma = 1$, cały sezon), $P_{inst_microCHP}$ – łączna moc cieplna układów microCHP dla poszczególnych lat, t – liczba godzin pracy układów microCHP rocznie ($t = 5088$ h/a).

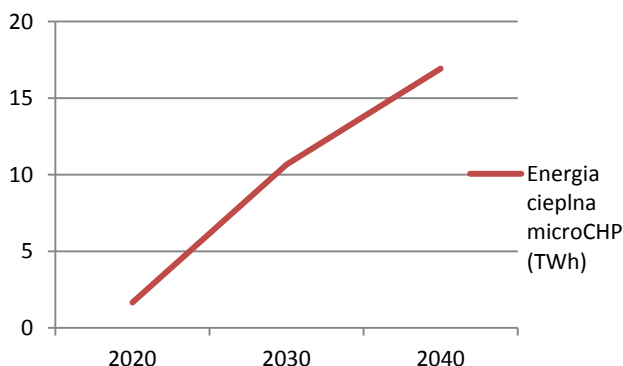


Rys. 3. Łączna produkcja energii cieplnej z microCHP w gospodarstwach domowych w Polsce w latach 2020-2040

Dla obliczenia wyprodukowanej energii cieplnej przez przykładowe instalacje microCHP dla SME zastosowano poniższy wzór:

$$A_{termSME} = \sigma \cdot P_{inst_microCHP} \cdot t, \quad (2)$$

gdzie: σ – współczynnik wykorzystania układu mikrokogeneracyjnego w sezonie grzewczym (przyjęto $\sigma = 1$, cały sezon), $P_{inst_microCHP}$ – łączna moc cieplna układów microCHP dla poszczególnych lat, t – liczba godzin pracy układów microCHP rocznie ($t = 8760$ h/a).



Rys 4. Łączna produkcja energii cieplnej z microCHP w SME w Polsce w latach 2020-2040

W optymistycznym wariancie w 2030 r., zaprezentowanym na podstawie danych z [22], wolumen ciepła wyprodukowanego w mikroinstalacjach (w gospodarstwach domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstwach) wynosi łącznie 10669 TWh, co stanowi ułamek procenta w stosunku do ciepła sieciowego.

Zgodnie z prognozą przygotowaną przez ARE [2] zapotrzebowanie na ciepło sieciowe kształtować się będzie do roku 2030 w sposób pokazany w tabelicy 4.

Tabela 4

Prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe PJ [4]

Rok	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Łącznie (PJ)	267,7	272,9	288,9	299,9	310	314,4

Wobec powyższych danych potencjalną konkurencję pomiędzy kogeneracją systemową i mikrokogeneracją można uznać właściwie za pomijalną i nie mającą znaczącego wpływu na rynek ciepła systemowego. Mikrokogeneracja może natomiast być traktowana jako ograniczone do warunków lokalnych uzupełnienie ciepła sieciowego w warunkach nieuzasadnionej, ani ekonomicznie ani technologicznie, budowy nowych bądź rozbudowy istniejących źródeł kogeneracji systemowej, jak też rozbudowy sieci ciepłych.

5. Wnioski

Możliwości rozwoju mikrokogeneracji w kraju i w państwach członkowskich Unii Europejskiej, pozostają ograniczone, pomimo entuzjazmu jej zwolenników i niechęci przeciwników oraz systemowego wsparcia w niektórych krajach. Nawet w warunkach funkcjonowania dedykowanych systemów wsparcia rozwój mikrokogeneracji napotyka na liczne bariery, pośród których najistotniejszymi są: a) koszt zakupu, b) logistyka i cena paliwa, c) cena ciepła z mikroinstalacji niekonkurencyjna w relacji do ceny ciepła sieciowego, d) nieświadomy i jednocześnie ograniczony rynek klientów, e) część technologii mikrokogeneracyjnych nie osiągnęła jeszcze poziomu komercjalizacji i nie istnieje jeszcze efekt skali produkowanych i sprzedawanych instalacji.

Wyniki symulacji produkcji ciepła z mikrokogeneracji w oparciu o szacunkowe liczby mikroinstalacji zainstalowanych w naszym kraju do roku 2040 wskazują wprost na znikomy potencjał konkurencji z ciepłem sieciowym. Ograniczony wolumen instalacji microCHP może wskazywać na ich limitowany zasięg skierowany przede wszystkim do gospodarstw domowych zamieszkujących domy jedno- lub wielorodzinnych oraz przedsiębiorstw bez dostępu do ciepła sieciowego. Skalę penetracji rynku polskiego przez mikrokogenerację pokazuje proste porównanie prognozowanej liczby 102000 zainstalowanych układów [22] wobec liczby 15655000 gospodarstw domowych [17] w 2030 r. Dodatkowo szerokie zastosowanie układów microCHP wymaga rozbudowanej infrastruktury dystrybucji paliwa i zapewnienia prosumentom dostępu do infrastruktury, w szczególności gazu ziemnego.

Ciepło pochodzące z mikrokogeneracji stanowić będzie w przyszłości uzupełnienie dla ciepła sieciowego. Szczególnym przypadkiem będzie sytuacja, w której przedsiębiorstwa ciepłownicze uznają za nieefektywne ekonomiczne i/lub technologiczne: rozbudowę sieci ciepłej, budowę nowego lub rozbudowę istniejącego źródła kogeneracyjnego. Dodatkowym elementem warunkującym rozwój mikrokogeneracji jest brak wsparcia systemowego, w obecnych warunkach ekonomicznych multiplikowanie systemów wsparcia może prowadzić do przełożenia kosztów generowanych administracyjnie na klienta końcowego, co spowoduje wzrost cen energii elektrycznej i ciepła systemowego. Niemniej jednak mikrokogeneracja na rynkach światowych powoli zagospodarowuje swoją niszę rynkową stając się jednym z czynników wpływających na rynek ciepła w tych krajach.

Literatura

- [1] Al.-Sulaiman F., Hamdullahpur F., Dincer I.: Trigeneration: A comprehensive review based on prime movers, *International Journal of Energy Research* 2011.

-
- [2] Agencja Rynku Energii S.A.: Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, Warszawa 2011.
 - [3] Bini R., Di Prima M., Guercio A.: ORC in biomass plants: an overview on different applications, Turboden 2010.
 - [4] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/index.html
 - [5] Chmielewski A., Gumiński R., Radkowski S., Szulim P.: Aspekty wsparcia i rozwoju mikrokogeneracji rozproszonej na terenie Polski, Rynek Energii 2014.
 - [6] CHP Technologies, Energy Saving Trust, <http://live.est.precedenthost.co.uk/domestic/content/micro-chp>
 - [7] CHP Technology - a detailed guide for CHP developers – Part 2, Department of Energy & Climate Change UK 2008.
 - [8] Ciepło systemowe definicja, www.cieplosystemowe.pl/dla-domu/cieplo-systemowe/co-to-jest/
 - [9] Der Dachs oferta mikroinstalacji, www.derdachs.de
 - [10] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3.
 - [11] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz. Urz. UE L 315/2 z 14.11.2012.
 - [12] ecoPOWER 1.0 i eco POWER 20.0 mikroinstalacje firmy Vaillant, www.vaillant.de/heizung/produkte/mikro-bhkw-ecopower-1-0-1793.de_de.html
 - [13] Energetyka ciepła w liczbach - 2013, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2014.
 - [14] EuroDish – Stirling, Schlaig Bergermann und Partner GbR, Stuttgart 2001.
 - [15] Feed-in-Tariffs Scheme: Government Response to Consultation on Comprehensive Review Phase 2B: Tariffs for non-PV technologies and scheme administration issues, U.K. DECC, 2012.
 - [16] Główny Urząd Statystyczny: Energia, Warszawa 2014.
 - [17] Główny Urząd Statystyczny: Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012, Warszawa 2014.
 - [18] Iwaszkiewicz J., Sedler B., Sulżycki E.: Przegląd materiałów dotyczących alternatywnych form generacji rozproszonej, w tym małej generacji jądrowej, z uwzględnieniem bezpieczeństwa i diagnostyki tych form generacji, Fundacja naukowo-techniczna „Gdańsk” 2010.
 - [19] Jewulski J., Kupecki J., Blesznowski M.: Postępy w rozwoju układów μ -CHP z ogniwami paliwowymi. Instal Nr 1, 2014.

- [20] Kubski P.: Praca dobrze skojarzona, *Magazyn Instalatora* nr 5 (153), 2011.
- [21] MicroCHP Certification Scheme Installation Database UK Statistics 28th February 2015, U.K. Department of Energy and Climate Change 2015.
- [22] National Cogeneration Roadmaps, www.code2-project.eu/code-regions/
- [23] Nowacki J., Pietrak R.: Silniki Stirlinga - przegląd rozwiązań i zastosowań, LV Spotkanie Forum „Energia-Efekt-Środowisko” NFOŚiGW, Warszawa 2012.
- [24] Obernberger I., Carlsen H., Biedermann F.: State-of-the-art and future developments regarding small-scale biomass CHP system with special focus on ORC and Stirling Engine Technologies, International Nordic Bioenergy Conference 2003.
- [25] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
- [26] Paska J.: Technologie rozproszonych źródeł energii. Zakład Wydawniczy „INPE” w Bełchatowie. Bełchatów 2011.
- [27] Review of Combined Heat and Power Technologies, U.S. Department of Energy 1999.
- [28] Skorek J.: Analiza uwarunkowań techniczno-ekonomicznych budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy w Polsce, Seminarium naukowo-techniczne: Współczesne problemy rozwoju technologii gazu, Politechnika Śląska 2012.
- [29] Średnie miesięczne temperatury w kraju, www.imgw.pl/klimat.
- [30] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984 i 1238.
- [31] Ustawa z dnia 16 stycznia 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – projekt uchwalony przez Sejm.
- [32] Wojciechowski H.: Układy kogeneracyjne z organicznym obiegiem Rankine’a wykorzystujące biomasę, Politechnika Wrocławska.
- [33] Wołowicz M., Milewski J., Badyda K.: Analiza i porównanie układów energetycznych zawierających węglanowe ogniwo paliwowe, Rynek Energii, sierpień 2014.
- [34] XRGI 20 instalacja mikrokogeneracyjna, www.ghp-poland.com/index.php/dane-techniczne-mchp.
- [35] Zambri N. A., Mohamed A.: Utilization of fuel cell energy source for distribution power generation: theory, modelling and review of research work, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 5, 2014.

Marcin JASKÓLSKI, Paweł BUĆKO
Politechnika Gdańska

MARKAL LONG-TERM POWER GENERATION SCENARIOS FOR POLAND: INCREASING THE SHARE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES BY 2040

To meet the goals of: sustainable development, greenhouse gases (GHG) emissions reduction, and improvement of the security of energy supply, increase in the share of renewable energy in primary energy consumption appears to be inevitable. Strategy drawn in Green Paper [1] and European Union (EU) directive [2] resulted in the implementation of support and promotion mechanisms of renewable fuel (RES-F) and renewable electricity (RES-E) to the legal framework of each EU Member State. There are two major mechanisms of RES-E support, i.e. feed-in tariffs (FiT) and tradable green certificates (TGC). The former guarantees RES-E producers electricity price pathway in a long-term contract, whereas the latter is based on the obligatory share of renewable electricity in total final consumption, often connected with the trade of green certificates [3]. The latter type of RES-E support was implemented *inter alia* in Poland [4].

There were several studies of renewable energy policy and promotion mechanisms both on a European level and outside EU. There were also investigations of models to simulate markets of renewable electricity. Daniels and Uytendinck [5] developed ADMIRE-REBUS dynamic simulation model to depict international market for renewable electricity, in which, for each submarket, local equilibrium prices of support measures (certificates) were calculated. Jacobsson et al. presented their viewpoint on EU renewable energy policy, claiming that pan-European TGC scheme is not a way forward for Europe, mainly from the point of view of innovations in renewable technologies, since this type of system would result in enormous excess profits for the next decades [6]. Fouquet and Johansson [3] investigated renewable electricity support mechanisms on a European level, pointing their strengths and weaknesses, and providing recommendations for improvements of the schemes. In addition, the effectiveness of EU RES support mechanisms was studied by Klesmann et al. [7]. They conclude that additional efforts will have to be taken in order to achieve the goals of 2020. Finally, Kitzing et al. [8] presented detailed study of support schemes applied in EU Member States, discussed their differences and future trends.

Legal regulations implementing renewable energy sources (RES) promotion

mechanisms in Poland were originally written in [9]. Modeling of these mechanisms in MARKAL was a subject of doctoral dissertation by Jaskólski [10]. The analysis was conducted for Pomeranian region in Northern Poland. Jaskólski and Bućko performed further studies and presented them in [11].

In this paper, we discuss renewable energy policy issues in Poland and the implementation of support schemes for renewable electricity in legal regulations. In addition, we propose the Polish MAKRAL model as a tool for investigations of RES-E promotion mechanism impact on the energy system development with special attention paid to power generation in long-term perspective i.e. by 2040.

1. Renewable electricity support in Poland

Ambitious goals in terms of renewable energy technologies deployment, adopted on a European level, have been reflected strongly in Polish energy policy, which implied strong commitments towards relatively high shares of renewable energies in total fuel mix. Major problem that threaten the accomplishment of these goals resulted from the fact that, at the beginning of the century, RES-E share in total production in Poland was at the level of 2% (including large hydro). At that time, local renewable energy resources were not properly identified and domestic technological development in this field was immature. Renewable technologies were mainly imported. Additional issues that occurred included: very high cost of electricity generation and relatively large capital expenditures for RES. Renewable technologies could not compete on an electricity market and required support schemes. A support system, based on certificates of origin, was proposed in legal regulations. That system guaranteed additional income for “green” electricity producers, benefiting mostly from electricity sales before the implementation of this mechanism. However, few years of this system functioning revealed its shortcomings, namely:

- total costs of system functioning were transferred directly to electricity price for consumers,
- electricity price increase appeared to be very significant, and with further renewable quota obligation growth would have become unacceptable,
- all renewable technologies benefited from the same support system, regardless their technological and economic diversity,
- significant increase in the renewable electricity production resulted from the co-combustion of biomass with coal in slightly modernized fossil-based plants, which was problematic, especially when biomass was imported or could have been considered as valuable forest industry product,

- relatively high costs, born by the electricity consumers, and resulting from support mechanism implementation have been ineffectively distributed, mainly to conventional coal-fired and large hydro plants,
- certificates of origin were issued only on the basis of the net electricity generation, excluding auxiliary power load,
- organizational difficulties made it impossible for small-size units (microgeneration) to benefit from the support,
- despite enormous efforts, support system have not guaranteed the accomplishment of obligatory RES-E shares within EU-defined time frames.

Taking above shortcomings into consideration, it is straightforward to say that Polish RES support system needs modifications.

Unfortunately, Polish Parliament was unable to issue new acts that would constitute legal framework for new support system within declared deadline i.e. by the end of 2012. Therefore, a regulation was proposed [13] in order to establish new targets for the period 2013-2020 (Fig. 1).

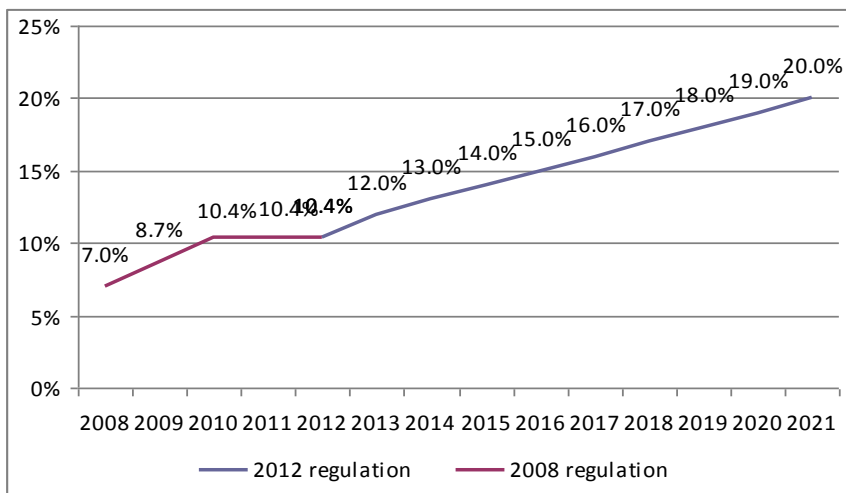


Fig. 1. Obligatory shares of certificates of origin for renewable electricity in total electricity sales to final consumers in the period 2008-2020, on the basis of the regulations of the Ministry of Economy [13], [12]

The quantity and total installed capacity in power plants based on renewable resource in Polish power system was presented in table 1.

More than a half of renewable electricity production origins from co-combustion of biomass and fossils (Fig. 2). Significant increase in the capacity installed in wind power plants resulted in the proliferation of the share of this technology in generated “green” electricity (Tab. 2). Presently, almost a quarter of renewable electricity is generated by wind turbines. Generation of electricity from large hydro is stable, it fluctuates mainly due to changing hydrological

conditions. As a result, hydro-based electricity share is decreasing, although it is still at a relatively high level of 18%.

RES support system in its present form was shaped after the regulation of Polish Ministry of Economy concerning RES quota obligation system in 2005. Tradable green certificates became the focal point of the support system. Therefore, for “green” electricity generating company the income comes from two autonomous sources:

- electricity sales with guaranteed electricity price, which is an average market electricity price in Poland in the year preceding “green” electricity sales,
- property rights to the certificates of origin of renewable electricity.

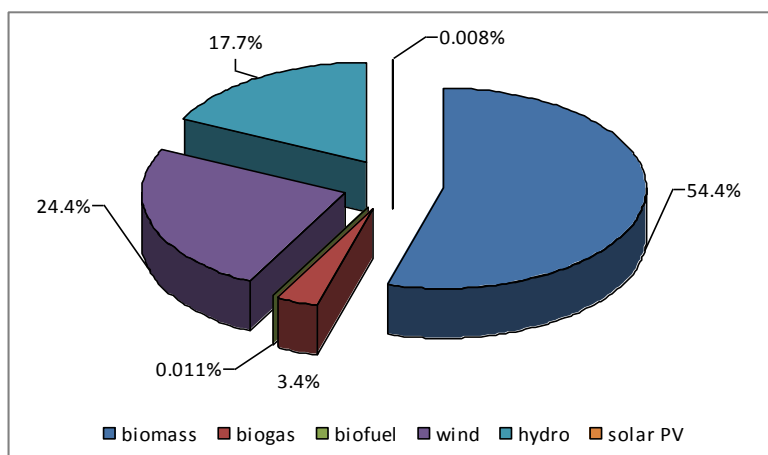


Fig. 2. The share of energy carriers in total production of renewable electricity in Poland [14]

One of the basic elements of present RES support system is the possibility to pay buy-out fee, which is obligatory for these companies, who sale electricity to final consumers and failed to purchase sufficient amount of property rights to the certificates of origin of renewable electricity, resulting from the quota obligation (obligatory share multiplied by the sales of electricity to final consumers) within defined accounting period.

Existing RES support system has brought substantial outcomes. Relatively high certificate price resulted in rapid growth of installed capacity in selected renewable technologies, e.g. wind power.

In time period 2005-2010 the amount of issued certificates of origin was insufficient to fulfill quota obligation by the companies selling electricity to final consumers. The deficit was compensated by buy-out fee payments. Functioning of RES support system under the deficit stabilized the market of certificates. The price of property right was almost equal to the buy-out fee. It has changed in 2011, when for the first time in the history of RES support system functioning in Poland, the amount of issued certificates exceeded the amount of property rights

presented to the President of the Energy Regulatory Office in Poland, which resulted from the quota obligation for that period. Green certificates market started to operate in completely different conditions, with no deficit and oversupply instead and certificate price being a subject of a market game. Therefore, certificate prices plummet at the turn of 2012 and 2013. Presently (beginning of 2015), certificate price has decreased by 40% in comparison to the price level quoted at the time of certificate deficit. A breakdown in the long-term contracts market for green certificates was observed, which resulted from the fact that there were no actors willing to buy them.

Table 1

Statistics of installed capacity in power plants
based on renewable energies in Poland (2005-2012) (MW) [14], [15]

RES type / year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Biogas	32,0	36,8	45,7	54,6	71,6	82,9	103,5	131,3
Biomass	189,8	238,8	255,4	232,0	252,5	356,2	409,7	820,7
Solar PV	-	-	-	-	0,0	0,0	1,1	1,3
Wind	83,3	152,0	287,9	451,0	724,7	1180,3	1616,4	2496,8
Hydro	922,0	931,0	934,8	940,6	945,2	937,0	951,4	966,1
Total	1227,1	1358,6	1523,8	1678,2	1994,0	2556,4	3082,0	4416,1

Table 2

Production of electricity in renewable energy sources in Poland
in time period 2005-2012 (GWh/yr) [15]

RES type / year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Biogas	104,5	116,7	161,8	220,9	300,9	363,6	430,5	442,1
Biomass	468,0	503,8	545,8	561,0	601,1	635,6	1055,2	1089,5
Solar PV	-	-	-	-	0,0	0,0	0,1	1,0
Wind	135,3	257,0	472,1	806,3	1045,1	1823,3	3126,5	3825,3
Hydro	2175,6	2029,6	2252,7	2152,9	2375,8	2922,1	2316,8	1830,1
Co-firing	877,0	1314,3	1797,2	2752,0	4281,6	5243,3	5999,6	5677,9
TOTAL	3760,3	4221,5	5229,5	6493,1	8604,5	10987,8	12928,8	12865,9

Although the tradable green certificates system construction assumed market equilibrium certificate price calculation and competition of different actors, it revealed major weaknesses of the support scheme. As long as high certificate price guaranteed high incomes to all technology options, the system ensured rapid RES development and their attractiveness to potential investors. A certificate market with fluctuating prices revealed the need for the diverse support level for different technologies.

At the end of 2011, a concept of legislation rearrangement arose. The idea was to propose three laws: Energy Act, Natural Gas Act and Renewable Energy Act. They were assumed to be enacted at the beginning of 2013. Intensive work and discussions have been conducted in the years 2012-2014, which resulted in the publication of new draft acts, including those concerning RES [16]. Meanwhile, the amendments of Energy Law [9] and the Ministry of Economy regulation [13] were enacted. These legal documents ensured the continuation of the present RES support scheme. The Renewable Energy Law has been enacted by Polish Parliament (Sejm) not until 2015 [17].

Proposed changes of the support in the 2012 draft act [16] included *inter alia* the diversification of prices for different types of renewable technologies. Major difference concerned the implementation of technology-specific multiplication factors, which diversify the amount (or price) of the certificates for different renewable sources. There was more than a dozen of technology categories specified in the draft of Renewable Energy Act and for each technology a coefficient that specifies the amount of certificates of origin per unit of electricity generated was provided. The concept of technological diversification of RES support appeared to be correct and justified. However, the outcomes of this system implementation depend on the accepted technology-specific multiplication factors and criteria of their calculation, unfortunately not specified in the draft version of Renewable Energy Act, where only the framework of system functioning was provided.

2. Modeling RES promotion in MARKAL

The mechanism based on quota obligation, expressed as an indicative target i.e. a specified percentage of electricity sold to final consumers by an energy trading company, is similar to its previous versions. Therefore, the methodology of modeling is based on the similar idea as the model developed by Jaskólski and Bućko for Pomeranian region [11]. However, due to the fact that the mechanism of promotion is limited to the borders of the Republic of Poland, there are no imports and no exports of certificates.

In figure 3, Reference Energy System for the support mechanisms is presented. In MARKAL, buy-out fees are modeled as imports of commodities, e.g. IMPSP01, IMPCPB1, etc., whereas certificates of origin are modeled as by-product commodities of electricity generation (and heat production, in cogeneration technology), e.g. SPA, SPO, CPB, etc. Each commodity is considered a separate type of certificates of origin. We propose the mechanisms of promotion of renewable energy sources and high-efficiency cogeneration of different types. Commodities representing certificates of origin and buy-outs are balanced by type on a single busbar and “transferred” via demand technologies, e.g. NO1, NS1, NY1, etc. to meet final demand for each type of certificates, i.e.

NO, NS, NY, etc., which is a product of obligatory share, provided in table 3, and final electricity demand, projected by Jaskólski and Bućko and presented in [18]. For the purpose of this paper we only consider the analysis of renewable energy certificates, setting the demand for high-efficiency cogeneration to zero.

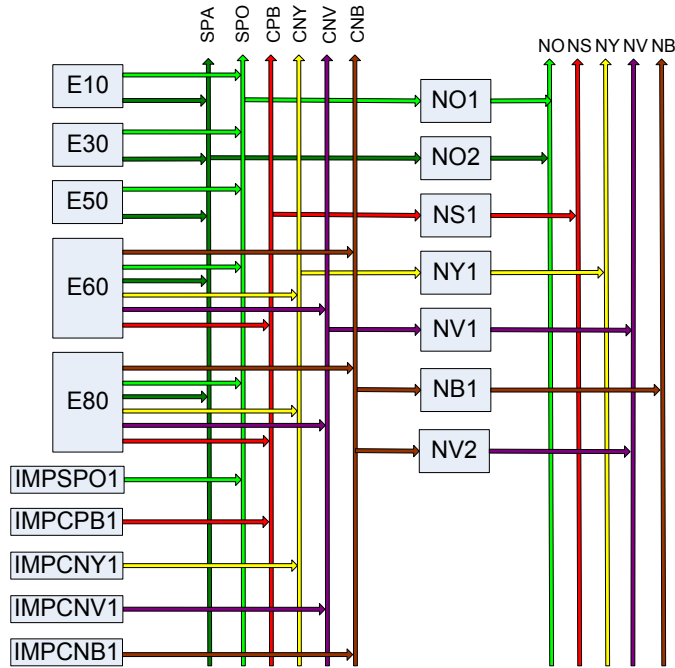


Fig. 3. Reference Energy System for the renewable energy sources promotion mechanisms and high-efficiency cogeneration (Glossary: NO - quota obligation - electricity from RES, NS - quota obligation - electricity from high-efficiency cogeneration, NY - quota obligation - high-efficiency cogeneration on natural gas or with capacity not exceeding 1 MW, NV - quota obligation - high-efficiency cogeneration on methane from coal mines, NB - quota obligation - high-efficiency cogeneration on methane from biomass, PO - certificates of origin from RES (PMOZE), CPB - certificates of origin from high-efficiency cogeneration (PMEC), SPA - certificates of origin from RES (PMOZE_A), CNY - certificates of origin - cogeneration on natural gas or with capacity not exceeding 1 MW (PMGM), CNV - certificates of origin - cogeneration on methane from coal mines (PMMET), CNB - certificates of origin - cogeneration on methane from biomass (PMBG), E10 - public thermal power plants – hard coal and lignite, E30 - independent power plants – renewable energy sources (RES), E50 –public hydro plants, E60 - public and independent cogeneration plants, E80 - industrial cogeneration plants, IMPSP01 - buy-out fee – renewable energy sources, IMPCPB1 - buy-out fee - high-efficiency cogeneration (PMEC), IMPCNY1 - buy-out fee - high-efficiency cogeneration (PMGM), IMPCNV1 - buy-out fee - high-efficiency cogeneration (PMMET), IMPCNB1 - buy-out fee - high-efficiency cogeneration (PMBG))

In table 3 current and projected indicative targets with regard to the obligatory shares of RES-Electricity were presented. The shares for the model years 2009, 2010, 2015 and 2020 were taken from legal regulation [12]. Starting

from 2025 the shares are projected by us. Projections were proposed in two scenarios, i.e. Further Renewable energy sources Support (FRS) and No Further renewable energy sources Support (NFS) and these reflect our vision. FRS scenario represents a very ambitious target of 40% RES electricity share by 2040, whereas NFS is regarded as a reference scenario, where demand for renewable electricity is reduced to zero and should be considered as a theoretical case, for the purpose of supporting mechanisms cost comparison.

Table 4 contains current and projected buy-out price and average electricity price on the electricity market (supply, production). Average market price of electricity, offered by producers, not the price for consumers, accounting for transmission and distribution costs, is projected on the basis of annual growth (4% for current prices).

Table 3

Current and projected obligatory shares of electricity
from renewable energy sources (RES-E), own study based on [12]

Case / year	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
FRS	8,7%	10,4%	14,0%	19,0%	25,0%	30,0%	35,0%	40,0%
NFS	8,7%	10,4%	14,0%	19,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Table 4

Current and projected buy-out prices for certificates of origin for electricity
from renewable sources and average market electricity prices, own study based on [12][19]

Prices [PLN (2009)/ MWh] / year	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Buy-out price – PMOZE	240	279	273	294	316	340	365	393
Average electricity price	197	199	209	224	241	259	279	300

In table 5 projected technology-specific multiplication factors for the calculation of renewable energy on certificates of origin were presented. On their basis the amount of electricity on green certificates per unit of generated electricity will be calculated. Technology-specific factors for certificates of origin of renewable electricity were assumed to be 1 in base year (2009) and the model year 2010 (2010-2014 period), since in Energy Act [9] each megawatt-hour generated in renewable sources was given an equivalent of the same amount of electricity on the certificate. One of the exceptions for that was co-firing, where the amount of “green” electricity was proportional to the share of chemical energy stored in biomass in total energy input to coal boiler. Projections are purely our assumptions. It was projected that co-combustion of biomass and fossils will not be supported after 2020.

One of the major issues of the interpretation of technology-specific coefficients and their implementation in Polish MARKAL is that they are not

corresponding directly with technologies proposed in the model. Most of the technological options in table 5 have a unit size range specified. In MARKAL it is possible to provide technology characteristics so as to reflect these technological groups. However, standard MARKAL is a linear programming model, in which capacity is included as continuous variable. We arbitrarily assigned a proper coefficient to each renewable technology in MARKAL. In addition, it was assumed that the coefficient values will be decreasing linearly by 2020 and will stabilize afterwards. We suggest that the values of coefficients should be a subject of a separate detailed study, since their purpose is to stimulate the development of RES-E technologies and to achieve the goals of RES deployment at a least-cost basis.

Table 5

Current and projected technology-specific multiplication factors for the calculation of the amount of electricity on certificates of origin, own projection based on [16]

Technology-specific coefficients / year	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Agricultural biogas 0,2-0,5 MW	1,00	1,00	1,47	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
Agricultural biogas 0,5-1,0 MW	1,00	1,00	1,42	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
Agricultural biogas > 1,0 MW	1,00	1,00	1,37	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Biogas from sewage treatment plant and landfill biogas	1,00	1,00	0,72	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Biomass < 10 MW	1,00	1,00	1,27	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Biomass > 10 MW	1,00	1,00	1,03	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Co-combustion of biomass and fossil fuels	1,00	1,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar energy	1,00	1,00	2,32	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Inland/onshore wind power 0,2-0,5 MW	1,00	1,00	1,18	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Inland/onshore wind power > 0,5 MW	1,00	1,00	0,88	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Offshore wind power	1,00	1,00	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Hydro power 0,075-1 MW	1,00	1,00	1,58	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Hydro power 5-20 MW	1,00	1,00	1,97	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Hydro power > 20 MW	1,00	1,00	2,25	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

3. Optimization model results

We calculated the model in two versions (FRS – Further Res Support and NFS – No Further res Support), basing on the demand projection scenario B, presented in [18]. First two model runs were performed with the assumption that CO₂ emission trading scheme is in place and the allowance price increases after 2020 to 161 PLN(2009)/t CO₂ (approx. 40 EUR(2009) per 1 t CO₂) and

subsequently decreases (in fixed prices) to 144 PLN(2009)/t CO₂ in 2040. These two runs have proven that, at very high CO₂ emission allowance prices mentioned above, renewable energy sources promotion mechanism may potentially have very little effect on the energy mix. Results of our model runs (FRS and NFS) were identical. After 2020, shadow price (which may be interpreted as marginal cost) of renewable electricity certificates amounted to zero, which results from the fact of oversupply of RES-E and certificates of origin on an electricity market. Optimization model proposed low-carbon or carbon-free technologies to reduce the costs of buying emission allowances. Those technologies are majorly based on renewable fuels consumption and therefore obtain and trade green certificates. However, Emission Trading Scheme (ETS) proved to be more effective this time and renewable electricity production exceeded the demand calculated on the basis of obligatory RES-E shares.

Having in mind the effect of high emission prices, the two following model runs were performed for the CO₂ allowance price reduced to 0 PLN(2009)/t CO₂ starting from 2025. We consider it a theoretical scenario proposed for the purpose of the FRS and NFS cases comparison in terms of total systems costs, electricity prices and power mix.

The analysis of power unit additions (Figure 4), renewable and non-renewable, revealed a strong impact of RES promotion mechanisms on investment choice. In NFS case, where certificates are withdrawn from the market in 2025, in time periods 2025 and 2030, no new renewable investments are proposed by MARKAL model. However, in time periods 2035 and 2040 renewable-based power generation plants are appearing in the mix in both scenarios, which implies renewable energy sources may become competitive on electricity market without promotion mechanism. There is also one potential factor that should not be underestimated. Although we proposed a reduction of CO₂ allowance price to 0 PLN(2009)/t CO₂ starting from 2025, we kept the environmental fees increasing over time. In NFS case, after the year 2035, emission fees appear to be one of the potential driving forces for increasing deployment of renewable technologies. Fuel prices growth proves to be the other factor having an impact on increasing competitiveness of renewables, specifically those consuming no fuel and having no generation-based emissions, being a subject of environmental fees. The only RES-E technology option that was chosen in NFS case in 2030-2040 periods is inland/onshore wind power (E3A).

In table 6, capital expenditures in new power units were presented. One should take note that base model year (2009) is only for its calibration and refers to historical data. Therefore, the model proposes no investments in 2009 and this period is not included in the results.

Taking into consideration entire time perspective covered by the model, enormous investment expenditures are required to have the capacity installed in

power system to meet projected demand for electricity and to keep the balance between conventional (mostly fossil- and nuclear-based) and renewable technologies deployment, driven by RES promotion mechanisms and emission trading scheme (the latter only until 2025, but with further consequences).

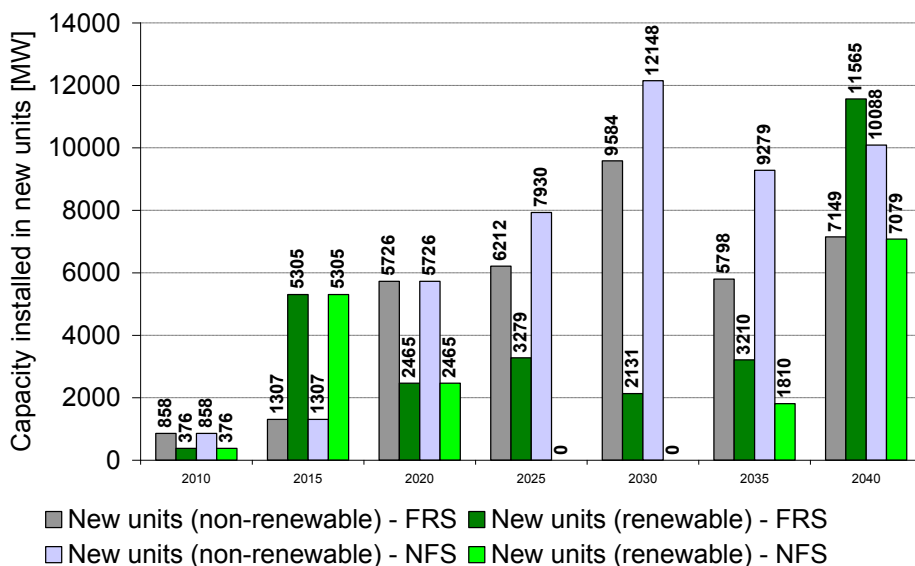


Fig. 4. Proposed capacity additions in power units for Poland by 2040

Table 6

Projected investment expenditures (in 10^9 PLN(2009))
in renewable and non-renewable power technologies in Poland by 2040

Specification / year	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	TOTAL
New investments (non-renewable) - FRS	13,1	15,6	54,3	59,2	135,7	57,7	94,3	429,8
New investments (renewable) - FRS	3,9	56,3	37,4	40,2	34,6	52,1	131,6	356,1
New investments (TOTAL) - FRS	16,9	71,9	91,7	99,3	170,3	109,8	225,9	785,8
New investments (non-renewable) - NFS	13,1	15,6	54,3	76,2	144,7	118,7	120,5	543,1
New investments (renewable) - NFS	3,9	56,3	37,4	0,0	0,0	18,5	72,5	188,7
New investments (TOTAL) - NFS	16,9	71,9	91,7	76,2	144,7	137,3	193,1	731,8
FRS - NFS difference (non-renewable)	0,0	0,0	0,0	-17,0	-9,1	-61,1	-26,2	-113,3
FRS - NFS difference (renewable)	0,0	0,0	0,0	40,2	34,6	33,6	59,1	167,4
FRS - NFS difference (TOTAL)	0,0	0,0	0,0	23,2	25,5	-27,5	32,9	54,1

Expenditures are identical for both cases in time periods 2010, 2015 and 2020 by definition (identical assumptions). The differences are observed afterwards, starting from 2025. Total investment cost discounted back to the year 2009 is higher in FRS case by 54,1 billion polish zlotys of the year 2009 [PLN(2009)]. We could consider that it is a cost of RES promotion mechanism continuation in time period 2025-2040. However, it is only true from the capex viewpoint. If we compare objective function values obtained in each case, the difference is significantly lower, amounting to 8.0 billion PLN(2009). Evidently, total system cost of FRS case is higher comparing to the cost of NFS case.

In table 7, planned installed capacity, its utilization and annual electricity production in renewable and non-renewable power technologies were presented. Fossil-based power plants co-firing biomass are accounted as non-renewable technologies. According to MARKAL calculations, total installed capacity in renewable-technology options in Poland in the year 2040 is planned to be 22,6 GW and 11,3 GW in FRS and NFS case, respectively. Average capacity utilization of renewable technologies in FRS case reaches 49% by 2040, which is at the same level as for non-renewable options. This is mostly due to the fact that the highest contribution is from thermal biomass-based power plants. In NFS case RES-technology capacity utilization is significantly lower (23% in 2040), due to the fact that only wind power, having lower technology-specific capacity utilization, remains competitive in case of NFS policy.

Table 7

Planned installed capacity [GW], capacity utilization [%] and annual electricity production [TWh/yr] in renewable and non-renewable power technologies in Poland by 2040

Specification / year	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Non-renewable technologies (FRS)	34,1	34,5	33,1	33,7	36,5	39,2	41,1	42,8
Renewable technologies (FRS)	1,8	2,2	7,5	9,9	13,1	15,2	17,0	22,6
TOTAL (FRS)	35,9	36,7	40,6	43,6	49,6	54,4	58,2	65,4
Non-renewable technologies (NFS)	34,1	34,5	33,1	33,7	38,2	43,5	48,9	53,5
Renewable technologies (NFS)	1,8	2,2	7,5	9,9	9,9	9,8	10,2	11,3
TOTAL (NFS)	35,9	36,7	40,6	43,6	48,1	53,3	59,1	64,9
Specification / year	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Non-renewable technologies (FRS)	50%	52%	54%	56%	54%	52%	51%	49%
Renewable technologies (FRS)	25%	26%	26%	38%	41%	46%	51%	49%
AVERAGE (FRS)	48%	51%	49%	52%	50%	50%	51%	49%
Non-renewable technologies (NFS)	50%	52%	54%	56%	56%	55%	54%	55%
Renewable technologies (NFS)	25%	26%	26%	38%	39%	37%	35%	23%
AVERAGE (NFS)	48%	51%	49%	52%	52%	52%	51%	50%

Specification / year	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Non-renewable technologies (FRS)	147,8	157,5	155,2	165,1	171,5	179,2	184,1	183,7
Renewable technologies (FRS)	4,0	4,9	17,3	33,3	47,1	61,3	76,5	96,2
TOTAL (FRS)	151,8	162,5	172,5	198,4	218,6	240,5	260,6	279,9
Non-renewable technologies (NFS)	147,8	157,5	155,2	165,1	186,3	211,2	232,7	260,1
Renewable technologies (NFS)	4,0	4,9	17,3	33,3	33,4	31,5	31,1	23,3
TOTAL (NFS)	151,8	162,5	172,5	198,4	219,7	242,7	263,9	283,3

The shares of electricity from renewable power technologies (not including co-combustion) in total planned electricity production in Poland by 2040 in FRS and NFS cases were presented in table 8.

By the year 2040 renewable electricity production is planned to have 34,4% share in total production in Poland in FRS case, which is a result of indicative target of 40% (in 2040) of electricity from renewable energy sources presented on the certificates of origin to the President of Energy Regulatory Office (URE) in total electricity sales to final consumers. As a result of theoretical withdrawal from RES support and emission trade (in NFS case), starting from 2025, RES-based electricity production share would decrease from 16,8% in 2020 to 8,2% in 2040.

Table 8

The share of electricity from renewable power technologies [%]
(not including co-combustion) in total planned electricity production in Poland by 2040

Specification / year	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Further Res Support (FRS)	2,6%	3,0%	10,0%	16,8%	21,5%	25,5%	29,3%	34,4%
No Further res Support (NFS)	2,6%	3,0%	10,0%	16,8%	15,2%	13,0%	11,8%	8,2%

In table 9, the balance of electricity on certificates of origin of electricity from renewable energy sources was presented. The amount specified in this table is a product of electricity generation in each renewable technology option and technology-specific multiplication factor.

Technology-oriented RES promotion mechanism appears to be favorable for biomass-and-biogas-based power generation options, having the greatest contribution (81% in 2040) to meeting 40% indicative target in FRS MARKAL scenario. Wind power, having multiplication factor lower than 1, would have 15% share in total balance of “green certificates”. Solar PV, under model assumptions, would have very little impact on the balance (< 1 TWh/yr). Other options prove to be non-competitive in proposed scenarios.

Table 9

The balance of electricity [TWh/yr] on certificates of origin
of electricity from renewable energy sources

Specification / year	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Fossils & biomass co-combustion	3,9	4,3	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydro power	2,4	2,5	5,3	4,6	4,8	4,8	4,8	4,6
Wind power inland/onshore	1,1	1,9	10,6	8,9	10,1	10,0	8,6	15,3
Biomass and biogas (dedicated)	0,6	0,6	3,6	21,9	35,8	52,2	71,7	84,1
Solar PV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total amount of RES-E in certificates	7,9	9,3	20,7	35,4	50,7	67,0	85,2	104,0
RES-E (certificates) share in final electricity demand (excluding buy-out fees)	5,8%	6,4%	13,1%	19,3%	25,0%	30,0%	35,0%	40,0%

Conclusion

Model runs results have revealed that two mechanisms may have a strong impact on renewable electricity growth i.e. emission trading scheme and green certificates trade. High CO₂ emission prices appear to be even stronger driving force than RES-E promotion mechanism. Biomass and biogas burning, perceived as carbon-free, actually having CO₂ net balance equal to zero, is a potential solution for meeting two objectives, i.e. emission reduction and increasing the share of renewables in the energy mix.

Ambitious goals in terms of renewable electricity contribution in the power mix, prove to be costly. In addition, MARKAL model only partially accounts for the investment costs needed for power system adaptation to increased share in RES-based distributed generation [20]. However, substantial capital expenditures in RES technologies would be, to some extent, compensated by the costs of fuels and environmental fees of non-renewable technologies, specifically those based on fossil fuels.

The role of RES promotion mechanism is significant in meeting the 40% target by 2040. However, certain technological options, e.g. inland/onshore wind power, may become competitive in long-term perspective, since fuel prices and environmental fees are expected to grow.

MARKAL model proves to be very powerful tool from the viewpoint of the obtained results and the amount of energy system data that is processed in each model run and. However, it has also certain limitations: 1) uncertainties are not taken into account (perfect foresight), 2) winner-takes-all effect (linear programming optimization) results in the need for exogenous capacity and activity bounds, 3) does not calculate the cost of electricity generation, 4) does

not calculate market electricity price (marginal cost/shadow price of electricity is calculated instead). Therefore, the analysis does not cover the impact of RES promotion mechanism on electricity prices.

References

- [1] European Commission: Communication from the Commission–Energy for the Future: Renewable Sources of Energy–White Paper for a Community Strategy and Action Plan. 1997.
- [2] European Parliament: Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009. Off. J. Eur. Union, vol. 140, pp. 16–62, 2009.
- [3] Fouquet D., Johansson T. B.: European renewable energy policy at crossroads - Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy*, vol. 36, no. 11, pp. 4079–4092, Nov. 2008.
- [4] Paska J., Sałek M., Surma T.: Current status and perspectives of renewable energy sources in Poland. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 1, pp. 142–154, Jan. 2009.
- [5] Daniëls B. W., Uytterlinde M. a: ADMIRE-REBUS: modeling the European market for renewable electricity. *Energy*, vol. 30, no. 14, pp. 2596–2616, Nov. 2005.
- [6] Jacobsson S., Bergek A., Finon D., Lauber V., Mitchell C., Toke D., Verbruggen A.: EU renewable energy support policy: Faith or facts? *Energy Policy*, vol. 37, no. 6, pp. 2143–2146, Jun. 2009.
- [7] Klessmann C., Held A., Rathmann M., Ragwitz M.: Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union—What is needed to reach the 2020 targets? *Energy Policy*, vol. 39, no. 12, pp. 7637–7657, Dec. 2011.
- [8] Kitzing L., Mitchell C., Morthorst P. E.: Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging? *Energy Policy*, vol. 51, pp. 192–201, Dec. 2012.
- [9] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami. Dz.U. z 2012 r. poz. 1059.
- [10] Jaskólski M.: Modelowanie rozwoju regionalnych systemów energetycznych ze szczególnym uwzględnieniem bioenergii. Politechnika Gdańska, 2006.
- [11] Jaskólski M., Bućko P.: Odwzorowanie mechanizmów promowania odnawialnych źródeł energii w modelach rozwoju systemów energetycznych. *Rynek Energii*, vol. 2, no. 69, pp. 41–47, 2007.
- [12] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. Dz. U. Nr 156 (2008) Poz. 969.

-
- [13] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 listopada 2012 r. Dz.U. z 2012 r. poz. 1229.
 - [14] Główny Urząd Statystyczny: Energia ze źródeł odnawialnych w 2011 r., Warszawa, 2012.
 - [15] Urząd Regulacji Energetyki. <http://www.ure.gov.pl/>. Accessed: 01-Mar-2013.
 - [16] Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 9 października 2012 r.
 - [17] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. .
 - [18] Jaskólski M., Bućko P.: MARKAL long-term power generation scenarios for Poland – Concept of the model. *Rynek Energii*, vol. 4, no. 4, pp. 108–114, 2013.
 - [19] Prezes Urzędu Regulacji Energetyki: Informacja 2/2012 w sprawie jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r. Warszawa, 2012.
 - [20] Małkowski R.: Generacja rozproszona, jako sterowne źródło napięcia i mocy biernej dla sieci średniego napięcia. *Rynek Energii*, vol. 5, no. 5, pp. 16–23, 2012.

Piotr KACEJKO, Paweł PIJARSKI, Karolina GAŁĄZKA
Politechnika Lubelska

USTAWA O ODNAWIALNYCH ŹRÓDLACH ENERGII – ANALIZA AKTUALNYCH ZAPISÓW ODNOSZĄCYCH SIĘ DO PROSUMENTÓW

1. Cel i zakres analizy

W liczącej 144 strony i 223 artykuły ustawie o OZE (zwanej dalej Ustawą) słowo „prosument” nie pojawia się ani razu. Było to jednak słowo najczęściej powtarzane w publikacjach i podczas dyskusji towarzyszących procesowi legislacyjnemu. Wydaje się, że twórca filozofii prosumpcji, amerykański pisarz, wizjoner i futurysta A. Toffler [12] nie przypuszczał, że wytwór jego koncepcji będzie tak często przywoływany. Niestety, jak się wydaje, używanie terminu „prosument” nie jest w kontekście ustawy o OZE i jej ostatecznej wersji całkowicie uzasadnione i uprawnione. Ustawa wprowadza pojęcia mikroinstalacji oraz wytwórcy energii z odnawialnych źródeł w mikroinstalacji poświęcając im znaczącą liczbę artykułów. Czy twórcy ustawy faktycznie przypisywali „mikro - wytwórcy” kluczową rolę w stymulowaniu rozwoju OZE, czy tylko odpowiadali na oczekiwania społeczne, trudno jednoznacznie stwierdzić wobec dużej dynamiki procesu legislacyjnego. Autorzy prezentowanego referatu starając się zachować wolny od emocji obiektywizm przedstawili w jednolity sposób różne wersje tej części Ustawy, która odnosiła się (obecnie odnosi) do mikroinstalacji.

Jeszcze rok temu pisząc tekst o losach ustawy o OZE autorzy niniejszej pracy informowali o oskarżeniach kierowanych przez środowiska ekologów w stosunku do Ministerstwa Gospodarki. Kaliber tych oskarżeń był poważny, bo wobec propozycji ceny zakupu nadwyżki energii z mikroinstalacji za 80% średniej ceny (za rok poprzedni), formułowano zarzut niezgodności z Konstytucją RP - [11]. Z drugiej strony przedstawiciele energetyki krytykowali „net metering” jako niekorzystny dla systemu [1], [2]. Obecnie, opiniotwórcze gremia i politycy, którzy bez powodzenia starali się w lutym br. zablokować Ustawę w jej obecnym kształcie, a obecnie kontestują jej zapisy, przedstawiają między innymi argumenty o niesprawiedliwości społecznej, w wyniku której ogół odbiorców poniesie wysokie koszty taryfy FiT, którą będzie premiowana grupa wytwórców, których liczbę ocenia się na 200 000. Teraz dla odmiany, to te gremia formułują zarzut o niezgodności Ustawy z Konstytucją RP, w zakresie łamania zasad pomocy publicznej.

W referacie, w sposób uporządkowany, omówiono zmiany, którym podlegała Ustawa, przedstawiając jej skutki na przykładzie typowego odbiorcy o taryfie G11, zużywającego rocznie 3187 kWh (dane i opis uzyskane dzięki uprzejmości dr inż. W. Bielińskiego z UTP w Bydgoszczy). Zidentyfikowano roczny przebieg zapotrzebowania (wg cykli godzinnych), a wydajność mikroinstalacji określono na podstawie europejskiego kalkulatora fotowoltaicznego. Maksymalne wartości przypadające na miesiące letnie to 600 W/m^2 , a maksymalne dla zimy to 150 W/m^2 – [7]. Poziom generacji z instalacji PV wyznaczono jako maksymalny, bez uwzględniania spadku produktywności ogniw.

W odróżnieniu od większości publikowanych artykułów i materiałów informacyjnych, w których jako kryterium oceny efektywności ekonomicznej mikroinstalacji przyjmowany jest prosty okres zwrotu – [10], w badaniach zastosowano wartość zaktualizowaną netto inwestycji – NPV [8] odniesioną do jednostki mocy źródła (1 kW). Tak zdefiniowany wskaźnik określono jako NPVe. Co prawda przy wartościach inwestycji na poziomie używanego samochodu średniej klasy, inwestorzy (w szczególności osoby fizyczne) podejmują decyzje nawet nie wiedząc o istnieniu takiego wskaźnika, warto jednak w gremiach energetyków spojrzeć także i na jego wartość.

Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono dla okresu równego 15 lat. Cały ten okres został potraktowany jako czas eksploatacji instalacji. Na podstawie doświadczeń z rynku niemieckiego i czeskiego przyjęto, że roczne koszty eksploatacyjne są na poziomie 1% kosztów inwestycyjnych. Koszt ten obejmuje czyszczenie modułów oraz okresową kontrolę instalacji (z uwagi na małą wielkość instalacji pominięto potencjalne koszty ubezpieczenia). Koszt kapitału własnego został określony na poziomie oprocentowania 3 letnich obligacji skarbu państwa – 3,5%. Podatek dochodowy od przychodów ze sprzedaży energii do sieci (o ile taka zachodzi) przyjęto w formie ryczałtu (5,5%).

Innym parametrem przyjmowanym w analizach w sposób statyczny i niedolnolity jest koszt mikroinstalacji. Jego tendencja spadkowa jest tymczasem faktem i może wkrótce zejść poniżej tak spektakularnej kiedyś bariery jak 1000 USD/kW. Wtedy kwestie systemów wsparcia będą schodziły na dalszy plan. Tymczasem na dziś, cena instalacji fotowoltaicznych, przy generalnej tendencji malejącej, jest mocno zróżnicowana. Przy zakupach hurtowych, w warunkach przetargowych schodzą one do 5000 zł/kW, natomiast zakupy indywidualne to poziom 8000 zł/kW. Dlatego w przedstawionej analizie jako podstawę przyjęto zróżnicowanie nakładów inwestycyjnych i badano ich konsekwencje w granicach od 9000 zł/kW do 3000 zł/kW. Dolna granica jest co prawda obecnie nieosiągalna, ale jak już stwierdzono konkurencja i postęp technologiczny mogą to wkrótce zmienić.

2. Krótka historia zmagania nad Ustawą

Prace nad ustawą o Odnawialnych Źródłach Energii rozpoczęły się przed czterema laty. Niezwykle długi czas ich trwania, zakończony podpisaniem ustawy 11 marca br. przez Prezydenta RP wynikał, jak należy się domyślać, z różnic i ewolucji w postrzeganiu systemów wsparcia dla OZE przez gremia rządowe oraz ze ścierania się interesów różnych grup biznesowych i społecznych. Poniżej przedstawiono kilka „kamieni milowych” określających najważniejsze dla losów tej Ustawy daty i fakty.

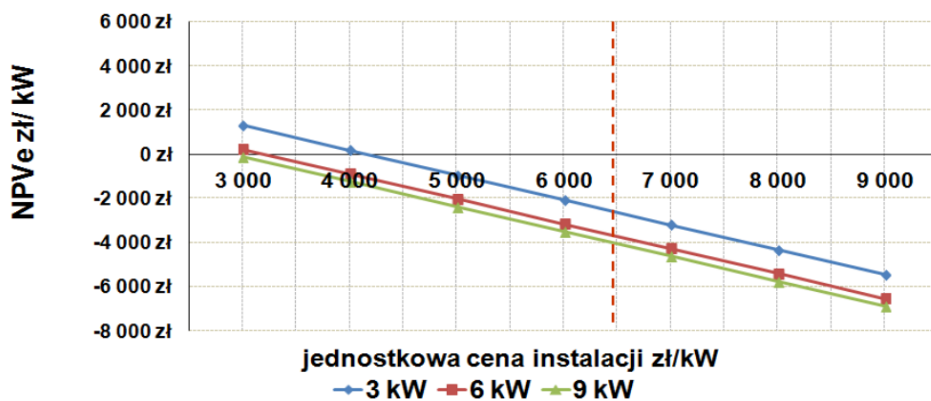
- Od 2005 r. system wsparcia dla OZE bazujący na zapisach ustawy Prawo energetyczne w formie systemu "zielonych certyfikatów" sprzedawanych lub kupowanych przez giełdę towarową, na której ustalana jest ich cena. W celu spełnienia nałożonego na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub sprzedażą energii elektrycznej odbiorcom końcowym obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia określonej ilości zielonych certyfikatów (mechanizm wymagalnego portfela energii z OZE) stworzony został mechanizm popytowy. Od połowy 2012 r. widoczne objawy destabilizacji systemu i nadpodaży certyfikatów, skutkujące spadkiem ceny istotnie poniżej wysokości opłaty zastępczej; brak pojęcia mikroinstalacji i systemu wsparcia dedykowanego dla nich.
- 22.12.2012 r. prezentacja założeń do ustawy o OZE w Ministerstwie Gospodarki.
- 26.07.2012 r. prezentacja pierwszej wersji ustawy – zróżnicowanie wsparcia dla poszczególnych technologii, szczególne preferencje dla fotowoltaiki powyżej 100 kW (współczynnik wartościujący od 2,85 do 2,40). Widoczny wzrost zainteresowania budową dużych farm, zainteresowanie odpowiednimi działkami, ożywienie w zakresie zmian w MPZP).
- 26.07.2012 przyjęcie przez Sejm „małego trójpaku energetycznego” wprowadzającego do PE definicje mikroinstalacji, produkcji na własne potrzeby i obowiązku odkupu nadwyżek po 80% ceny ubiegłorocznej.
- 10.09.2013 prezentacja założeń do ustawy o OZE w Ministerstwie Gospodarki (zasadnicza zmiana założeń, optymalizacja wysokości wsparcia, system aukcyjny, wprowadzone pojęcie mikroinstalacji, produkcji na własne potrzeby, odsprzedaż energii do sieci za 80% ceny ubiegłorocznej - zbliżone do zapisów PE).
- 28.02.2014 przekazanie projektu ustawy o OZE z Ministerstwa Gospodarki do KPRM.

- 13.07.2014 prace nad ustawą o OZE w Sejmie RP (I czytanie, komisje), wysłuchanie publiczne, podniesienie ceny energii sprzedanej do sieci do 100% ceny ubiegłorocznej, w ramach prac zgłoszenie poprawki posła PSL A. Bramory (prosumenckiej).
- 13.01.2015 II czytanie Ustawy.
- 16.01.2015 III czytanie, głosowanie nad ustawą o OZE, przyjęcie poprawki prosumenckiej.
- 07.02.2015 głosowanie nad Ustawą w Senacie RP, odrzucenie poprawki prosumenckiej, przyjęcie poprawki dotyczącej ceny odsprzedaży nadwyżki energii do sieci na poziomie 210% ceny ubiegłorocznej; 29.01.2015 tendencyjna prezentacja MG dla komisji senackich, podana wnikliwej krytyce przez IEO; krytyczne stanowiska PGE S.A i PTPiREE wobec poprawki prosumenckiej.
- 20.02.2015 głosowanie nad poprawkami Senatu w Sejmie RP, ponowne przegłosowanie poprawki prosumenckiej.
- 11.03.2015 podpisanie ustawy przez Prezydenta RP.
- 18.03.2015 przedstawienie przez Ministerstwo Gospodarki zakresu zmian w tekście Ustawy umożliwiających jej praktyczne zastosowanie (m.in. kwestia energii kupowanej od prosumenta – całość czy nadwyżka, wsparcie po osiągnięciu pułapu CAP), krytyczne stanowisko prezesa URE wobec kształtu Ustawy.

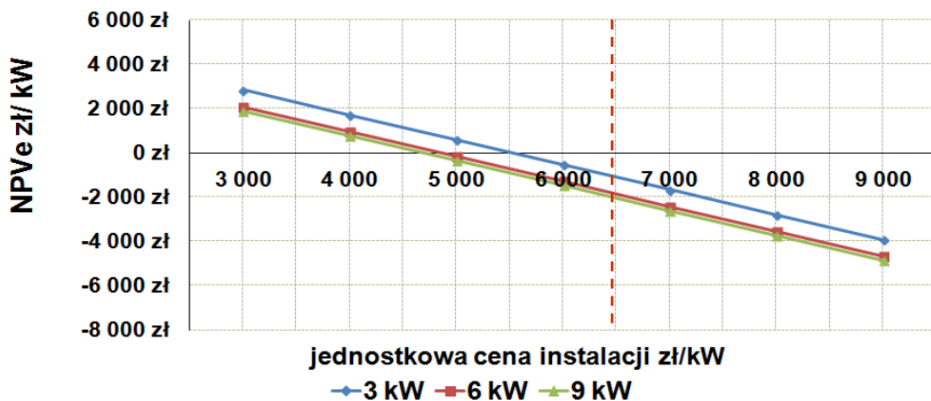
3. Próba obiektywizacji oceny ekonomicznej mikroinstalacji PV

Tak jak już wspomniano oceny efektywności ekonomicznej dokonano wykorzystując dedykowany wskaźnik NPVe (zł/kW) tak, aby możliwa była ocena sensowności inwestowania w instalacje o różnych mocach i różnych technologiach. Jako bazowy rozpatrywano przypadek gospodarstwa domowego zużywającego 3100 kWh rocznie i instalacji PV o mocy 3 kW. Wartość wskaźnika wyznaczano dla różnych cen instalacji, przy czym pionową linią znaczone cenę 6500 zł/kW – obecnie raczej trudną do przebicia. Generalnie przyjęto finansowanie mikroźródła z kapitału własnego.

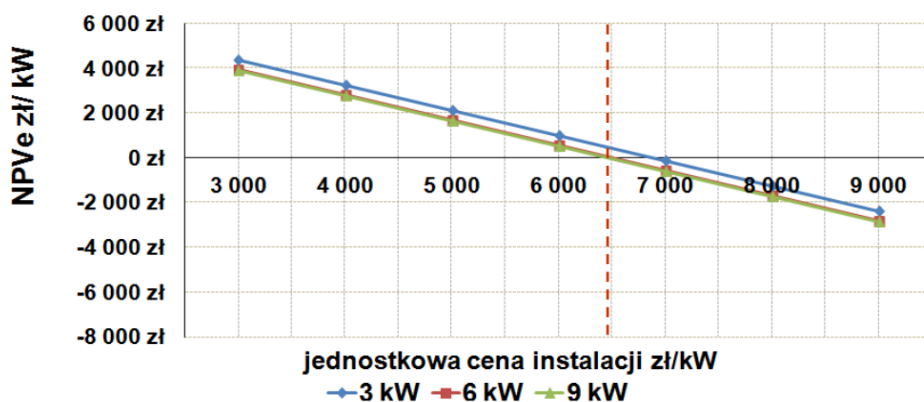
Rysunki od 1 do 3 ilustrują efekty ekonomiczne związane z inwestycją w mikroźródło, na zasadach opisanych w ustawie PE, przeniesionych potem do projektu ustawy o OZE w pierwszej wersji MG. W tym przypadku realne traktowanie pojęcia produkcji energii „na własne potrzeby” i opomiarowanie faktycznych nadwyżek sprzedawanych do sieci jako podstawy rozliczeń, pozostawia sens ekonomiczny przedsięwzięcia jedynie dla grupy hobbystów. Dopiero zwiększenie realnej ceny odsprzedaży energii do sieci do 300% średniej ceny ubiegłorocznej daje „śląd” dodatniej wartości NPVe.



Rys. 1. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant PE - energia oddana do sieci 100% ceny średniej

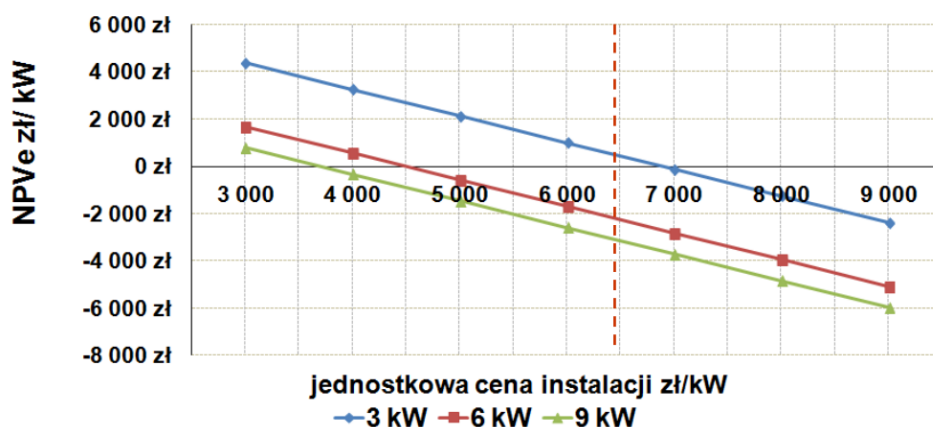


Rys. 2. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant PE - energia oddana do sieci 200% ceny średniej

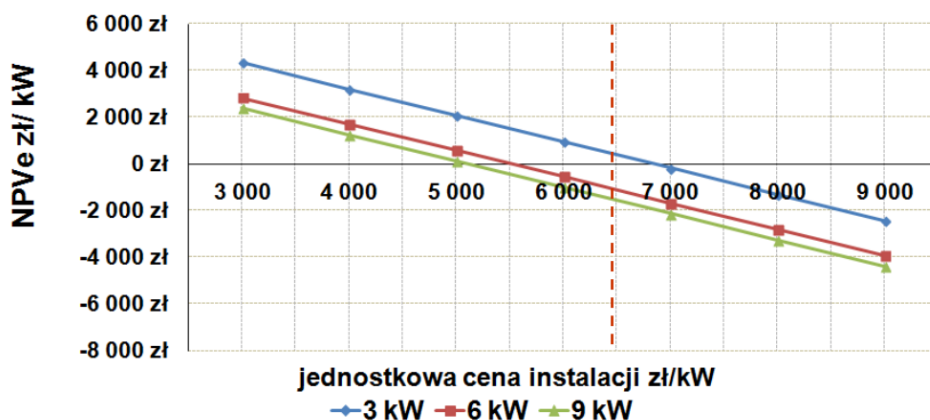


Rys. 3. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant PE - energia oddana do sieci 300% ceny średniej

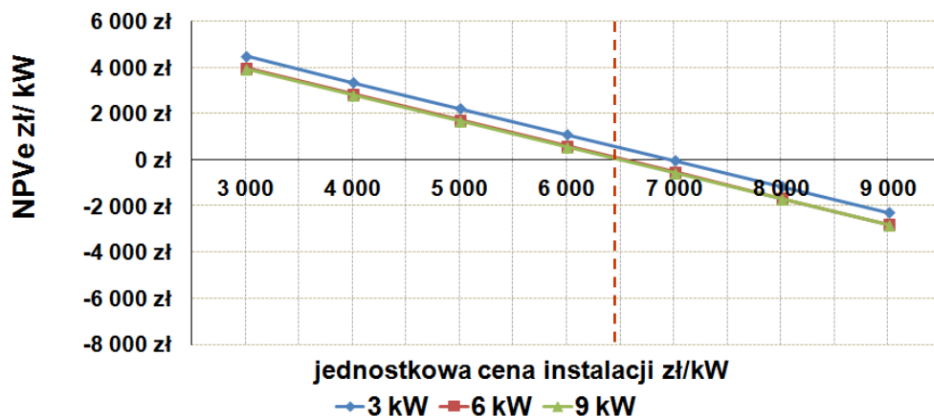
Jak wynika z rys. 4 i rys. 5 zastosowanie „net meteringu” w istotny sposób poprawia opłacalność instalacji małej mocy (3 kW). Warto zwrócić uwagę na fakt, że gremia proekologiczne – np. IEO, w ogóle nie traktują net meteringu jako elementu systemu wsparcia dla OZE. Tymczasem korzystanie z systemu elektroenergetycznego jako bezpłatnie dostępnego akumulatora, który w dowolnych porach odbiera i oddaje energię niewątpliwie takim wsparciem jest. Opinia operatorów sieci dotycząca net meteringu była wyraźnie negatywna [1], [2]. Wzrost mnożnika dla ceny odsprzedaży energii do sieci do 300% (rys. 6) zrównuje efekt net meteringu i pomiaru rzeczywistego. Należy zauważyć, że „rozpacзлиwa” obrona wersji rządowej dokonana w Senacie 7 lutego br. odpowiadała wynikom pokazanym na rys.5. (mnożnik 210%).



Rys. 4. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant MG (rozliczenie półroczne) - energia oddana do sieci 100% ceny średniej

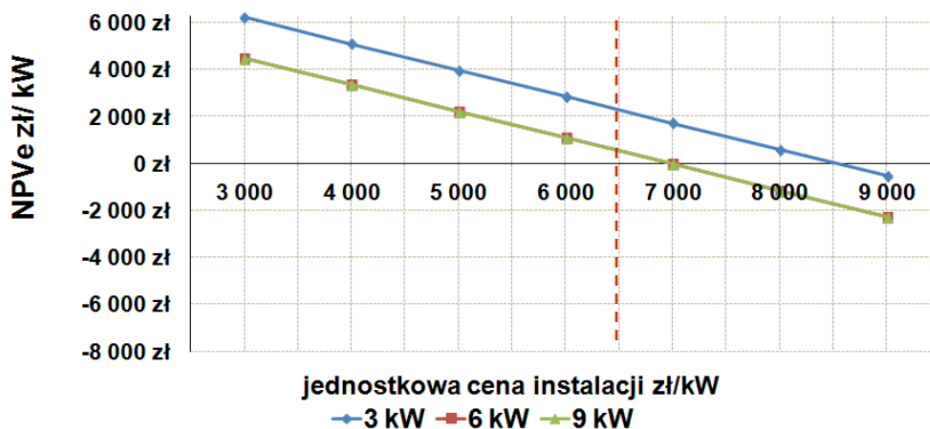


Rys. 5. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant MG (rozliczenie półroczne) - energia oddana do sieci 200% ceny średniej



Rys. 6. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant MG (rozliczenie półroczne) - energia oddana do sieci 300% ceny średniej

Rys. 7 to ilustracja efektywności ekonomicznej instalacji PV po wprowadzeniu i skutecznej obronie poprawki „prosumneckiej” zwanej też poprawką posła Bramory. Cała energia na sprzedaż do sieci (tu nie ma wątpliwości ani IEO ani wnioskodawca, a zaczyna mieć Ministerstwo Gospodarki) po cenie wyższej od taryfowej (0,75 i 0,65 zł/kWh) zapewnia wskaźnik NPVe na poziomie 2000 zł/kW, dla instalacji PV 3 kW i cenie 6500 zł/kW. Sens ekonomiczny tej instalacji jest bezdyskusyjny. Sens budowy takiej energetyki obywatelskiej i zgodność z ideą filozofii prosumenta –[9] – wątpliwe.



Rys. 7. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant ustawy OZE - stan na 03.2015 r.

4. Wątpliwości i propozycje

Prawdopodobnie ostatnie zdanie poprzedniego rozdziału poddaje w wątpliwość obiektywizm autorów prezentowanej pracy. Trudno jednak zauważyć, w mechanizmie sztywnej taryfy FiT odniesionej do całej energii wyprodukowanej w mikroinstalacji nawiązanie do idei klasyków [9], [12]. Można oczywiście przyjąć, że wypełnienie limitu 800 MW (300 MW do 3 kW i 500 MW powyżej 3 kW do 10 kW) wraz z szacowaną liczbą ok. 200 000 beneficjentów tego systemu wsparcia to swego rodzaju eksperyment i metoda wyzwalająca inwestorską aktywność w zakresie OZE.

Warto więc już dziś planować jak dalej ma się potoczyć wizja energetyki prawdziwie prosumenckiej opartej na zaspokajaniu potrzeb własnych, aktywnego podejścia do akumulacji energii, korelacja z ideą samochodu elektrycznego. Wspomniany już postęp technologiczny może już za 2-3 lata uczynić te problemy aktualnymi. Tym razem rozwiązania powinny być gotowe i wynikać z Krajowego Planu Działań w zakresie energetyki odnawialnej.

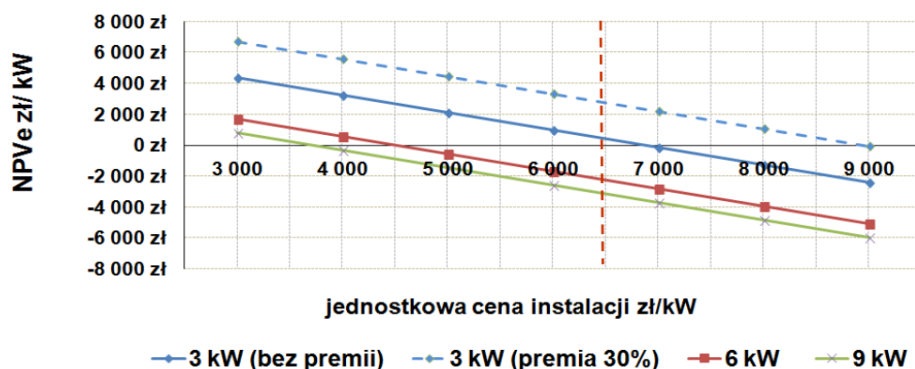
Przykład rozwiązania aktywnie wspierającego wewnętrzne bilansowanie się mikroinstalacji pokazano na rys. 8. Źródło PV o mocy 3 kW uzyskuje 30% premii liczonej od wartości ceny taryfowej, za utrzymanie produkcji rocznej (rozliczanej w systemie net meteringu półrocznego) na poziomie energii zapotrzebowania własnego. Efekt ekonomiczny mierzony wysokością wskaźnika NPVe jest w tym przypadku nawet większy niż dla taryfy FiT.

Treść Ustawy nie wyklucza (wbrew obiegowym opiniom) beneficjentów „poprawki prosumenckiej” z innych form wsparcia, w szczególności w zakresie kosztów inwestycji. Są w tej sprawie wątpliwości, artykułowana nawet przez samego posła A. Bramorę. Tymczasem naturalne jest deklarowane wsparcie w tym zakresie wynikające z celów statutowych deklarujących wsparcie dla energetyki odnawialnej. Warunki określone w programie wsparcia „Prosument” (40% wartości inwestycji finansowane bezzwrotną dotacją, 60% bardzo nisko oprocentowaną pożyczką) pozwalają na osiągnięcie wskaźnika NPVe na całkiem atrakcyjnym poziomie, choć nieco niższym od taryfy FiT dla mocy instalacji 3 kW i cenie odkupu zbliżonej do propozycji Senatu.

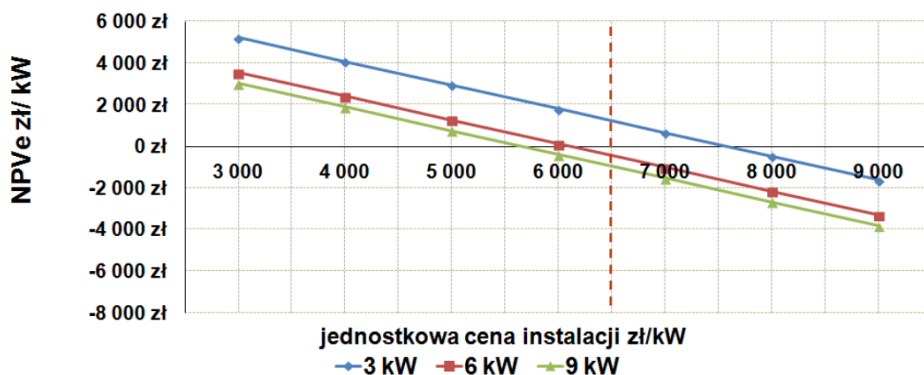
Zaprezentowane 18 marca br. stanowisko Ministerstwa Gospodarki podnoszące (w tydzień po podpisaniu przez Prezydenta RP!) konieczność pilnego wprowadzenia poprawek do Ustawy, przyjęte zostało przez fora ekologiczne jako próba sypania piasku między tryby prosumenckiej maszyny, która niedługo zacznie się rozkręcać. Tymczasem wątpliwości te wydają się być uzasadnione – jak chociażby kwestia kontroli faktycznie zainstalowanej w PV mocy (3 kW, a może jednak 4 kW – kto, jak i właściwie po co ma to sprawdzać?).

Wypracowywany latami standard techniczny polegający na umiejscowieniu złącza oraz rozdzielniczy abonenckiej z licznikiem w linii ogrodzenia posesji staje teraz pod znakiem zapytania wobec konieczności prowadzenia rozliczeń z całej energii produkowanej w mikroinstalacji.

Z drugiej jednak strony operatorzy sieci, bardzo aktywni w wyliczaniu wad net meteringu, wobec rozwiązania FiT zamilkli. Nie ma się co dziwić, skoro jest ono dla operatorów korzystne. W sensie handlowym energię „prosumencką” kupuje drożej kto inny (sprzedawca zobowiązany). Spółce dystrybucyjnej dokładnie wszystko jedno jaką energię rozprowadza – taniej czy drogą. I tak odzyska swoje opłaty – nawet paradoksalnie, od prosumenta, który ją wyprodukował. Poprzez opłatę OZE ciężar tego zabiegu przerzucono na zwykłych odbiorców energii. Tymczasem w rzeczywistości ścieżka przesyłu energii producenckiej, w sensie fizycznym, często zamknie się w instalacji domowej. Mimo usilnego wykazywania przez OSD, że nie ma to wpływu na jej koszty (w ogromnej części są to koszty stałe „pozorowane” na zmienne poprzez podzielenie ich wysokości przez wolumen energii) efektywne koszty operacyjne systemu z rozproszonymi mikroinstalacjami powinny zmaleć. Szkoda, że beneficjentami tego efektu nie będą zwykli odbiorcy – w tym autorzy niniejszej pracy.



Rys. 8. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej - Wariant MG (rozliczenie półroczne) - energia oddana do sieci 100% ceny średniej – propozycja premii



Rys. 9. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej - Wariant MG (rozliczenie półroczne) - energia oddana do sieci 200% ceny średniej – finansowanie w ramach programu „PROSUMENT”

5. Wnioski

Na pytanie zadane zgodnie z tematem artykułu „jaki jest dziś krajobraz po bitwie o prosumenta?” odpowiedź brzmi – „zamglony mimo wszystko”. Techniczna realizacja poprawki prosumenckiej, zwanej przez niektórych „producencką”, nie jest problemem trywialnym. Ekonomiczna przewaga zaproponowanego rozwiązania dla mikrogeneracji została osiągnięta kosztem utraty istotnych cech energetyki obywatelskiej i rozproszonej. Istnieje uzasadniona potrzeba kontynuacji prac nad rozwiązaniami, które mogą dotyczyć jednostek niezaliczanych do głównych beneficjentów Ustawy (infrastruktury samorządowej, rządowej, sektora MŚP), a które mogą wnieść istotny wkład w rozwój OZE. Należy poważnie rozpatrywać scenariusze istotnego zmniejszenia kosztów tych instalacji w niedalekiej przyszłości. Analiza swoistej dramaturgii zmagania określonych jako „bitwa o prosumenta” wskazuje jednoznacznie, że proces legislacyjny powinien być prowadzony tak, by poprawki tworzone „na gorąco” nie decydowały o tak ważnym obszarze jak polityka energetyczna państwa. Nieugięta postawa strony rządowej na etapie społecznych konsultacji nad Ustawą i niespójność ustaleń koalicyjnych, spowodowały powstanie regulacji prawnej nie spełniającej wieloletnich oczekiwań wielu grup interesariuszy.

Literatura

- [1] Brzozowski S, Tomczykowski J.: Złoty środek – stanowisko PTPiREE wobec projektu ustawy o OZE, marzec 2014.
- [2] Duda M.: Problemy z energią wyprodukowaną przez prosumentów, Energia Elektryczna, marzec 2014.
- [3] Dyrektywa 2009/28/EC (on the promotion of use of energy from renewable sources).
- [4] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta? Rynek Energii, Nr 5 (114) – 2014, str. 83-89.
- [5] Krajowy Plan Rozwoju Mikroinstalacji OZE do 2020 r. Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2013 r.
- [6] Ligus M.: Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii – Analiza kosztów i korzyści, CeDeWu, Warszawa, 2012, str. 181 – 182
- [7] Majchrzak H.: Wpływ PV na bilansowanie KSE, Czysta Energia, nr 6/2013.
- [8] Paska J.: Ekonomika w elektroenergetyce, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007, str. 93 -95.
- [9] Popczyk J.: Prosumenctwo – innowacja przełomowa, Energetyka Ciepła i Zawodowa, Nr 2/2014.
- [10] Pstraś L.: Metodyka analizy rentowności inwestycji fotowoltaicznych, Rynek Energii, Nr 1 (110) – 2014, str. 129-139.
- [11] Rybski R.: Problematyka (nie)konstytucjonalności 80% ceny energii elektrycznej dla prosumenta, analiza prawna organizacji ClientEarth, 2014.
- [12] Toffler A.: The Third Wave, William Collins Sons & Co. Ltd., New York 1980.

**Mariusz KOZAKIEWICZ¹⁾, Marek KWAS¹⁾,
Karolina MUCHA-KUŚ²⁾, Maciej SOŁTYSIK²⁾**

¹⁾Szkoła Główna Handlowa, ²⁾TAURON Polska Energia SA

ZASTOSOWANIE EKONOMETRYCZNYCH MODELI PROGNOSTYCZNYCH W TRANSAKCJACH *PROPRIETARY TRADING*

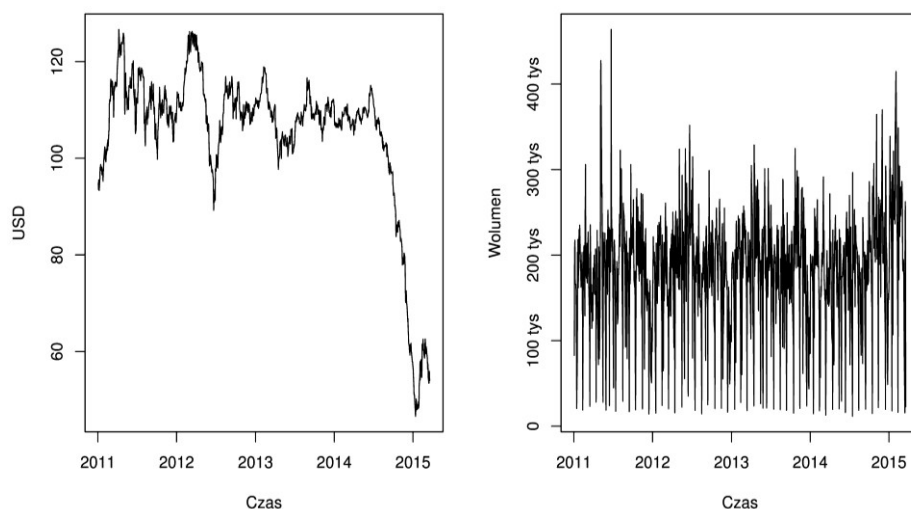
Uczestnictwo w strukturach wspólnotowych Unii Europejskiej nakłada na kraje stowarzyszone pewien wachlarz obowiązków, w szczególności konieczność zagwarantowania praw do swobody w przepływie towarów, przedsiębiorczości oraz świadczenia usług, które możliwe są do osiągnięcia jedynie przy otwartych rynkach. Daleko idąca liberalizacja rynków, mająca swoją podstawę w dyrektywach i rozporządzeniach wykonawczych, zapewnia wzrost bezpieczeństwa dostaw towarów i efektywności rynków implikując dążenie do ujednolicania schematów działań i stworzenia jednego, wspólnotowego rynku. Taki ujednolicony model ściśle wpływa na parametryzację produktową towarów giełdowych ograniczając możliwości spekulacyjnej i arbitrażowej gry między rynkami.

Likwidacja rynków w wymiarze lokalnym, skutkująca wzrostem płynności z jednoczesnym ograniczeniem zmienności i stabilizacją poziomów cen na rynku globalnym, wymusza na graczach rynkowych poszukiwanie nowych obszarów aktywności. Działania te koncentrują się na poszukiwaniu nisz rynkowych i produktowych oraz ich asymilacji w ramach zupełnie nowych domen handlowych. Przykładowo, spółki obrotu dotychczas aktywne głównie na rynku energii elektrycznej, chcąc zapewnić istotną dla swoich akcjonariuszy stabilność wzrostu wartości, angażują się w obrót różnego rodzaju towarami pokrewnymi.

Komplementarność rynków energii elektrycznej i gazu oraz synergie występujące z produktami powiązanymi, jak ropa naftowa, czy węgiel, nadają atrakcyjności rozwojowi ukierunkowanemu w stronę rynków towarowych. Rynki tych produktów, dzięki ich globalnemu charakterowi, cechują się dużą płynnością, co powoduje że możliwa i biznesowo uzasadniona staje się próba konstruowania modelu do prowadzenia gry spekulacyjnej. W referacie zaprezentowane są wyniki analiz modeli bazujących na notowaniach produktu ropa Brent w ramach rynków *intraday* i *day ahead*.

1. Motywacja biznesowa

Ropa Brent jest mieszaniną ropy wydobywanej z kilkunastu pól na Morzu Północnym. Do głównych determinant wpływających na poziom jej cen należy zaliczyć przede wszystkim relacje podaży-popytu, wahania kursu dolara, sezonowość oraz sytuację geopolityczną. Najważniejszymi instytucjami odpowiedzialnymi za globalny obrót ropą są giełdy New York Mercantile Exchange oraz Intercontinental Exchange, której domeną jest ropa Brent. Obrót ropą odbywa się zarówno w ramach kontraktów terminowych z fizyczną dostawą, jak również w oparciu o instrumenty finansowe na rynku *futures*. Transakcje realizowane są całodobowo, w ramach rynku OTC oraz na platformach obrotu zorganizowanych przy udziale giełdowych grup kapitałowych.

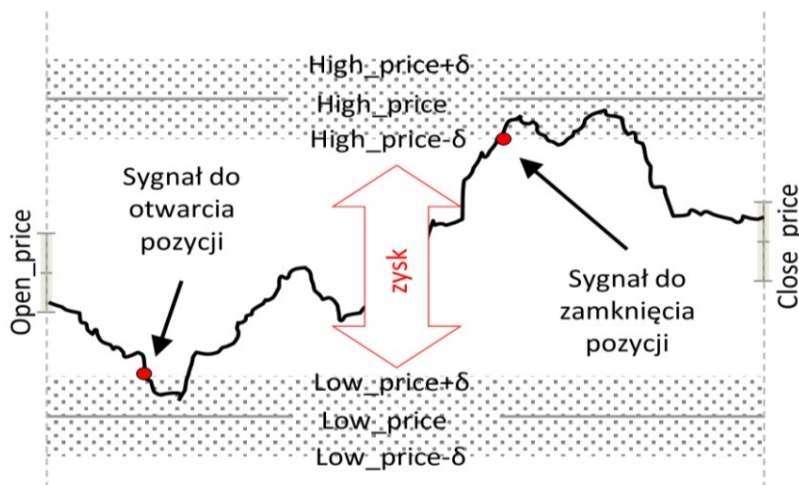


Rys. 1. Przebieg notowań ropy Brent w okresie 11-04-2011 – 12-03-2015

Analiza notowań historycznych ropy Brent dla lat 2011 – 2014, por. rys. 1, wskazuje na występowanie sezonowości, trendów oraz statystycznie istotnej zmienności notowań, zarówno w ramach doby, jak i w okresach dłuższych. Dodatkowo obserwuje się duży wolumen obrotu, dzięki czemu na rynek ten mniejsze przełożenie ma handel spekulacyjny i arbitraż między rynkami. Potencjalnie możliwe staje się zatem skonstruowanie modelu, który w oparciu o analizę zależności fundamentalnych między determinantami, jak również w oparciu o statystyczną analizę szeregów czasowych notowań, pozwoli w sposób automatyczny na badanie zależności między zmiennymi cenowymi i ich predykcjami oraz wskaże rekomendowane kierunki działań handlowych.

Przebiegi notowań ciągłych towarów giełdowych sparametryzowane są co najmniej czterema wartościami cen: ceną otwarcia (*open price*), ceną zamknięcia (*close price*), ceną minimalną (*low price*) oraz ceną maksymalną (*high price*).

Proponowany model bazuje na prognozach tych cen, w oparciu o które, w sposób automatyczny generowane są sygnały do otwarcia i zamknięcia pozycji maksymalizujące *spread* między nimi, co w sposób schematyczny ilustruje rys. 2.

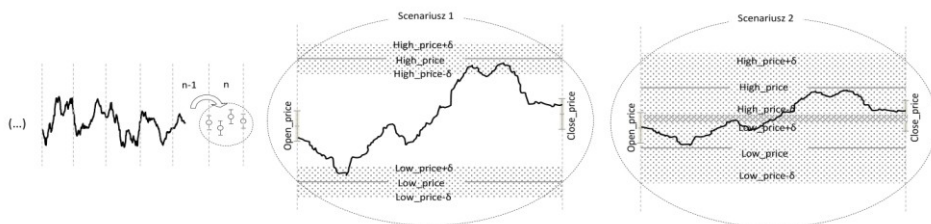


Rys. 2. Mechanizm otwierania i zamykania pozycji

Proponowany mechanizm zakłada otwarcie pozycji w momencie przecięcia się bieżących notowań produktu z linią prognozowanej ceny *low price*, dodatkowo powiększonej o wartość niepewności wynikającej z analiz *ex-post*. Sygnał do zamknięcia pozycji jest tożsamy z momentem osiągnięcia przez bieżący poziom notowanych cen, prognozowanej ceny maksymalnej dobowej *high price* pomniejszonej o wartość niepewności *ex-post*. Model celowo uwzględnia historyczne poziomy niepewności zawężając przestrzeń do realizacji wyniku, co jednocześnie przekłada się na minimalizację ryzyka wygenerowania straty. Analiza danych historycznych w konfrontacji z danymi z predykcji prowadzi jednak do wniosku, że algorytm postępowania w zaprezentowanej formie nie przynosi zakładanych efektów. Głównymi przyczynami takiego stanu rzeczy są: (i) niewielka amplituda zmian w ramach notowań dobowych, (ii) wielomodalność notowań, (iii) zmienny poziom niepewności *ex-post*, (iv) pokrywanie się obszarów niepewności dla zmiennych *low price* i *high price*, (v) brak uwzględniania w prognozach cen sygnałów z otwarcia notowań w dobie realizacyjnej.

Różnorodność możliwych zachowań rynku i notowań ilustrują dwa skrajne scenariusze przedstawione na rys. 3.

Ze względu na fundamentalne trudności w predykcji cen *low price* i *high price* oraz momentów ich osiągnięcia w trakcie trwania notowań, modelowanie oparto na cenach *open price* i *close price*. Charakter tych cen jest stabilniejszy niż zmiennych i silnie fluktuujących notowań w ramach doby. Te odniesienia cenowe stanowią zatem pewien element analizy fundamentalnej i są punktem odniesienia w składanych przez graczy rynkowych zleceniach.



Rys. 3. Scenariusze kształtowania się obszaru zysku/straty w ramach notowań dobowych

Występujące różnice w cenach zamknięcia w dobie n i otwarcia w dobie $n+1$, a także różnice między prognozowanym poziomem ceny otwarcia, a jej rzeczywistą wartością, są pochodnymi nastrojów rynkowych i zmiennych zachowań graczy i powinny być uwzględniane w modelu. Ponadto, decyzje transakcyjne oparte na predykcji wartości *open price* i *close price* mają dobrze zdefiniowane momenty otwarcia/zamknięcia pozycji, przez co unikamy ich predykcji, obciążonej zwykle dużym błędem.

2. Algorytm

Rozważmy transakcje na instrumencie BRENT polegające na otwarciu i zamknięciu pozycji w danym dniu po cenach *open price* i *close price*. Oczywiście transakcja taka przynosi zysk wyłącznie wtedy, gdy różnica między *close price* a *open price* jest dodatnia. Algorytm zaprezentowany w tym rozdziale generuje rekomendacje realizacji takich transakcji przez odpowiednią prognozę wspomnianej różnicy cen. Istotnym elementem algorytmu jest predykcja cen instrumentu BRENT wykorzystująca historyczne wartości kursu EUR/USD. Wyniki predykcji są użyte do budowy decyzyjnego drzewa regresyjnego, które generuje ostateczne rekomendacje. Zastosowanie tej techniki umożliwiło istotne zmniejszenie strat w okresach spadku cen.

2.1. Oznaczenia

W dalszej części referatu zostały przyjęte następujące oznaczenia i założenia.

- Przedział czasowy, na którym operuje algorytm składa się z dni transakcyjnych (bez uwzględnienia weekendów i świąt), oznaczanych liczbami naturalnymi. Jeżeli nie jest określone inaczej, dzień bieżący oznaczamy przez n . Jest to dzień, do którego włącznie znamy historyczne wartości cen. Dzień $n+1$ rozpoczyna horyzont prognozy.
- Wartości szeregów czasowych dla instrumentu BRENT w dniu k oznaczamy przez:

$$\text{BRENT}_k^O, \text{BRENT}_k^L, \text{BRENT}_k^H, \text{BRENT}_k^C,$$

gdzie indeksy O, L, H, C oznaczają odpowiednio ceny *open price*, *low price*, *high price*, *close price*.

- Wartości szeregów czasowych dla kursu EUR/USD w dniu k oznaczamy przez:

$$\text{EUR/USD}_k^O, \text{EUR/USD}_k^L, \text{EUR/USD}_k^H, \text{EUR/USD}_k^C,$$

gdzie, jak wyżej, indeksy O, L, H, C oznaczają odpowiednio poziomy *open*, *low*, *high*, *close*.

- Wartości prognozowane oznaczamy przez “ $\wedge$ ”.

2.2. Struktura algorytmu

Algorytm, por. tab. 1, generuje rekomendację otwarcia/zamknięcia pozycji w dniu $n+2$ na podstawie cen historycznych do dnia n , i opartej na nich, krótkoterminowej prognozy różnicy cen *close price* - *open price*

$\text{BRENT}_{n+2}^C - \text{BRENT}_{n+2}^O$. Do wyznaczenia tej prognozy zostały wykorzystane historyczne wartości kursu EUR/USD, por. roz. 3. Ponadto, alternatywna bardziej rozbudowana wersja algorytmu, por. tab. 1, krok (b*), używa dodatkowo modeli ARIMA, por. [2], do poprawy wspomnianej prognozy.

Istotnym elementem algorytmu jest użycie decyzyjnego drzewa regresyjnego do wygenerowania ostatecznych rekomendacji. Zmienne objaśniające, na podstawie których jest budowane drzewo zostały dobrane tak aby wyczerpująco scharakteryzować lokalną monotoniczność, wklęsłość oraz zmienność wartości

BRENT_n oraz predykcji $\hat{\text{BRENT}}_{n+1}$, $\hat{\text{BRENT}}_{n+2}$, $\hat{\text{BRENT}}_{n+3}$. Dodatkowo, testy empiryczne wykazały istotną zależność wyników strategii od typów dnia tygodnia i dnia miesiąca.

Tabela 1

Algorytm generujący rekomendację dla otwarcia/zamknięcia pozycji w dniu $n+2$

1. Prognozowanie $BRENT^X$ z wykorzystaniem EUR/USD^X , $X \in \{O, L, H, C\}$.
 - a) dla każdego wskaźnika $X \in \{O, L, H, C\}$ tworzony jest niezależny model regresji liniowej LM^X

$$\Delta BRENT^X \sim \Delta EUR/USD^X$$
 estymowany na wartościach różnic $\Delta BRENT^X$ z dni $n-5, \dots, n$ i odpowiednich, przesuniętych o 10 dni transakcyjnych wstecz, wartościach różnic $\Delta EUR/USD^X$
 - b) dla każdego wskaźnika $X \in \{O, L, H, C\}$, z modelu LM_n^X , wyznaczone są prognozy $\hat{BRENT}_{n+1}^X$, $\hat{BRENT}_{n+2}^X$, $\hat{BRENT}_{n+3}^X$.
 - b*) dla każdego wskaźnika $X \in \{O, L, H, C\}$ do reszt regresji modelu LM_n^X dopasowany zostaje model ARIMA, który wraz z modelem LM_n^X został wykorzystany do wyznaczenia prognoz:

$$\hat{BRENT}_{n+1}^X, \hat{BRENT}_{n+2}^X, \hat{BRENT}_{n+3}^X.$$
2. Generowanie rekomendacji otwarcia/zamknięcia pozycji w dniu $n+2$.
 - a) skonstruowanie drzewa regresyjnego $TREE_n$ na danych z okresu $n-35, \dots, n-1$ dla:
 - zmiennej objaśnianej Y_k przyjmującej wartość 1, gdy zachodzi:

$$BRENT_{k+2}^C - BRENT_{k+2}^O > 0 \text{ oraz } -1, \text{ w przeciwnym przypadku,}$$
 - zmiennych objaśniających będących funkcjami historycznych i prognozowanych wartości $BRENT$ oraz typów dni tygodnia i miesiąca.
 - b) wygenerowanie wartości zmiennych objaśniających dla n , a następnie, przy użyciu drzewa $TREE_n$, predykcji $\hat{Y}_n$. Wartość 1 oznacza pozytywną rekomendację dla otwarcia/zamknięcia pozycji w dniu $n+2$, wartość -1 – rekomendację negatywną.

3. Związek między BRENT a EUR/USD

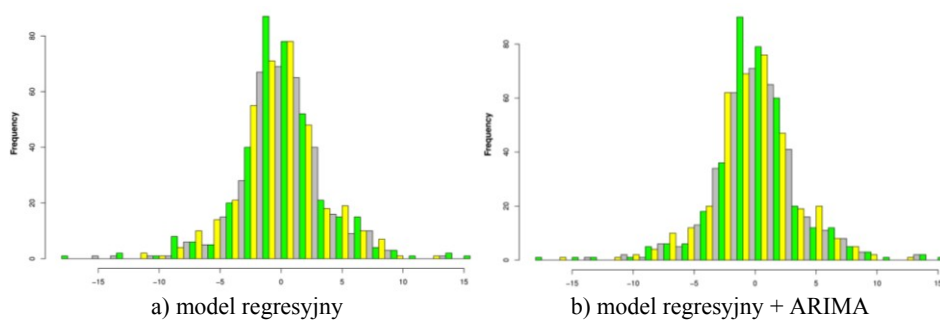
Algorytm z tab. 1 wykorzystuje krótkoterminową prognozę cen instrumentu BRENT do generowania rekomendacji. W prognozie tej wykorzystany został kurs EUR/USD, wybrany z szerokiego katalogu dostępnych instrumentów. Charakteryzuje się on wysoką płynnością oraz dużym wolumenem transakcji, ponadto wartości EUR/USD są mocno skorelowane z wartościami BRENT. Dla ustalenia uwagi, zostały zaprezentowane statystyki absolutnych błędów względnych (*absolute percentage error* – APE) prognoz dla cen *close price* z doby $n+3$, por. tab. 2. Wyniki dla cen *open price*, *high price* i *low price* są porównywalne. Podkreślmy, że przedstawione są tutaj błędy prognoz *out-of-sample*, czyli prognozy zostały wyznaczone dla wartości przyszłych względem danych, na których estymowano model a procedura została wykonana krocząco dla danych z okresu testowego 11-04-2011 – 12-03-2015.

Tabela 2

Wartości APE (w procentach) dla prognoz $BRENT_{n+3}^C$ z modelu regresyjnego, z dodatkowym użyciem modeli ARIMA. Okres testowy 11-04-2011 – 09-12-2014

	Min.	1. kw.	Med.	MAPE	3. kw.	Max.
Model regresyjny	0,0015	0,8172	1,7120	2,6160	3,3830	36,6800
Model regresyjny + ARIMA	0,0015	0,8190	1,6950	2,5690	3,2840	36,6800

Testy empiryczne pokazują, że stosunkowo proste modele regresyjne oparte na wartościach instrumentu EUR/USD z odpowiednim przesunięciem dostarczają prognoz dobrej jakości. Ponadto dodatkowe użycie modeli ARIMA wydaje się nie wpływać istotnie na poprawę jakości prognozy, por. średnie absolutne błędy względne (MAPE) w tab. 2 oraz rys. 4. Okazuje się jednak, że występuje istotne polepszenie rekomendacji generowanych przez drzewo decyzyjne, por. roz. 4. Mimo, iż histogramy różnic $BRENT^C - BRENT^C$, por. rys. 4, sugerują normalność rozkładów, standardowe testy nakazują taką hipotezę odrzucić. Właściwe dopasowania rozkładów błędów jest kluczowe dla kwestii oszacowania ryzyka przyjętej strategii i będzie przedmiotem dalszych badań.



Rys. 4. Histogramy różnic $\hat{BRENT}_{n+3}^C - BRENT_{n+3}^C$

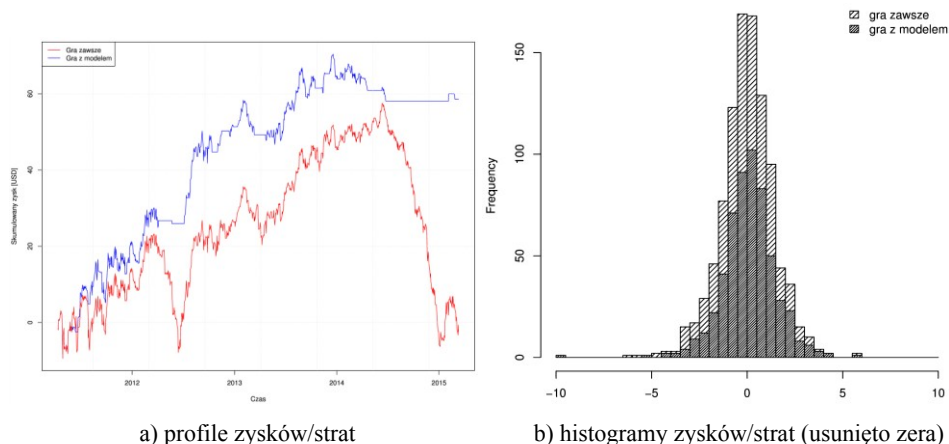
4. Analiza wyników

W celu uproszczenia omówienia analizy wyników symulacji zostaną przyjęte następujące skrócone oznaczenia

- AL10 to strategia oparta na rekomendacjach algorytmu z tab. 1 używającego predykcji dla 10-dniowego opóźnienia, jak w kroku (b).
- AL10A to strategia oparta na rekomendacjach algorytmu z tab. 1 używającego predykcji dla 10-dniowego opóźnienia z dodatkowym modelem ARIMA dla błędu opisanej w kroku (b*).

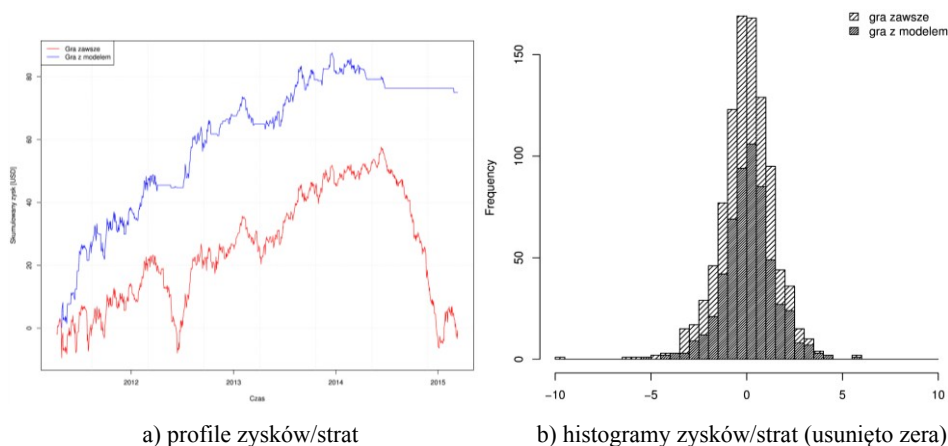
Naturalnym odniesieniem dla strategii opartych na rekomendacjach jest strategia „graj zawsze”, w której otwieramy pozycję po cenie *open price* i zamykamy po cenie *close price*. Rys. 5 przedstawia porównanie skumulowanych zysków/strat strategii „graj zawsze” z AL10. Symulacja została przeprowadzona dla okresu 11-04-2011 – 12-03-2015.

Podkreślimy, że uproszczone transakcje polegające na zakupie i sprzedaży jednostki instrumentu BRENT w praktyce nie miałyby zastosowania, jednak są wystarczające do porównania wyników różnych strategii opartych na rekomendacjach. W celu urealnienia scenariusza należałoby prześledzić ewolucję portfela o ustalonym kapitale początkowym dla rzeczywistych parametrów rynkowych, przede wszystkim stóp procentowych, z możliwością odpowiedniej alokacji środków między różne instrumenty, np. BRENT i USD.



Rys. 5. Porównanie strategii AL10 ze strategią "graj zawsze"

Porównanie zachowania obu strategii pokazuje, że rekomendacje AL10 w początkowym okresie przegrywają z strategią "graj zawsze", dość szybko jednak ujawniają swoją przewagę, gdyż pozwalają uniknąć transakcji w pewnych okresach spadków cen. Algorytm charakteryzuje się jednak długą pamięcią i okresy, w których rekomendowane jest wstrzymanie transakcji, przedłużają się na czas odbudowy rynku po spadkach, co znacznie ogranicza potencjalne zyski.



Rys. 6. Porównanie strategii AL10A ze strategią "graj zawsze"

Interesujące jest porównanie wykresu z rys. 5a z rys. 6a, na których przedstawiono profile zysków/strat dla AL10 i AL10A. Profil z rys. 6 wykazuje widoczną poprawę spowodowaną najprawdopodobniej pewnym wygładzeniem błędów predykcji przez dodatkowy krok modelowania. Efekt ten sugeruje, że na profil

zysków/strat ma wpływ nie tylko jakość prognozy (MAPE), por. roz. 3, ale również charakter rozkładu błędów.

Podobne wnioski można wyciągnąć analizując statystyki oraz histogramy zysków/strat dla omawianych strategii. Tab. 3 i 4 uwidaczniają przewagę strategii AL10A nie tylko pod względem średniej zysków/strat ale przede wszystkim pod względem odchylenia standardowego, co ściśle wiąże się z ryzykiem strategii. Ograniczenie zmienności strategii wydaje się zatem równie istotne jak optymalizacja doboru reguł decyzyjnych.

Tabela 3

Liczby trafionych i chybianych rekomendacji oraz odpowiadające im skumulowane zyski/straty dla strategii AL10, AL5 oraz AL10A w porównaniu ze strategią "graj zawsze"

Strategia	2* gra	Rekomendacje			Zyski/straty		
		zysk	strata	suma	zysk	strata	suma
2*AL10	graj	306	256	562	315.09	-256.51	58.58
	nie graj	199	232	431	206.86	-267.85	-60.99
2*AL10A	graj	312	256	568	320.52	-245.56	74.96
	nie graj	193	232	425	201.43	-278.80	-77.37
"graj zawsze"		505	488	993	521.95	-524.36	-2.41

Tabela 4

Średnie oraz odchylenia standardowe zysków/strat dla strategii "graj zawsze" oraz strategii opartych na rekomendacjach AL10, AL5 oraz AL10A

	Strategia		
	"graj zawsze"	AL10	AL10A
Średnia	-0,0024	0,0589	0,0752
Odchylenie standardowe	1,4263	1,0478	1,0070

Analiza histogramów z rys. 5b i 6b pokazuje w jaki sposób zostały osiągnięte wyżej opisane efekty. Podkreślmy, że wszystkie wykresy zawierają wyłącznie niezerowe wartości. Widoczna jest eliminacja dużej części zarówno zysków, jak i strat, jednak istotnie większa w przypadku strat, co spowodowało przesunięcie rozkładów na prawo. Ponadto ujawnia się proporcjonalnie większy ubytek dużych wartości (szczególnie strat), przez co istotnie zmniejszone zostało odchylenie standardowe.

5. Podsumowanie

W opracowaniu zaprezentowano skuteczny algorytm generowania rekomendacji transakcyjnych na rynku ropy Brent. Algorytm wykorzystuje stosunkowo proste modele ekonometryczne do krótkoterminowej predykcji cen oraz regresyjne drzewa decyzyjne do generowania rekomendacji. Analiza profili zysków/strat dla wybranych wersji algorytmu pokazuje na dużą zależność jego skuteczności od zastosowanych modeli predykcyjnych, w tym ich struktury.

Wyniki zaprezentowane w opracowaniu dają podstawę do kontynuacji badań w tej tematyce. Istotna wydaje się analiza szerszego spektrum modeli i technik predykcyjnych i zidentyfikowanie najwłaściwszych, dostarczających prognoz nie tylko wysokiej jakości ale również stanowiących podstawę do wygenerowania skutecznych strategii transakcyjnych. Poprawę prognoz można również uzyskać wykorzystując odpowiednio wybrane inne instrumenty rynku energii, w tym instrumenty pochodne. Wnikliwej analizie należy również poddać proces generowania drzew regresyjnych, w szczególności dobór zmiennych objaśniających, zmieniając w razie potrzeby ich katalog.

Do implementacji i przeprowadzenia obliczeń, których wyniki zawiera opracowanie wykorzystano system obliczeń statystycznych R, por. [3], w szczególności pakiety *zoo*, por. [5]; *forecast*, por. [1] i *rpart*, por. [4].

Literatura

- [1] Hyndman R. J.: *forecast: Forecasting functions for time series*, 2011. R package version 3.11.
- [2] Maddala G. S.: *Ekonometria*. PWN, 2006.
- [3] R Development Core Team. *R: A Language and Environment for Statistical Computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2011. ISBN 3-900051-07-0.
- [4] Therneau T., Atkinson B., Ripley B.: *rpart: Recursive Partitioning and Regression Trees*, 2014. R package version 4.1-8.
- [5] Zeileis A., Grothendieck G.: *zoo: S3 infrastructure for regular and irregular time series*. *Journal of Statistical Software*, 14(6):1–27, 2005.

Jacek ŁYP, Tomasz POPLAWSKI, Monika WEŻGOWIEC
Politechnika Częstochowska

**PROGNOZY GENERACJI WIATROWEJ
METODĄ ADAPTACYJNEJ KRZYWEJ MOCY
Z ZASTOSOWANIEM AGLOMERACYJNEGO
GRUPOWANIA WEKTORÓW ZMIENNYCH**

Zgodnie z założeniami pakietu klimatyczno-energetycznego, Polska zobowiązała się do pewnych działań zmniejszających negatywne skutki oddziaływania człowieka na środowisko. Jednym z rodzajów aktywności jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Polski cel to osiągnięcie do 2020 roku 15% udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze energii finalnej brutto. Dążenie do tego celu zostało zapisane również w planach dotyczących rozwoju krajowej energetyki [13]. W sektorze wytwarzania energii elektrycznej cel ten realizowany jest głównie poprzez budowę nowych instalacji wykorzystujących energię wiatru. Ostatnie lata przyniosły dość dynamiczny przyrost mocy nominalnej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Zgodnie z [14] na koniec 2013 roku moc zainstalowana źródeł odnawialnych wynosiła 5 725 MW, z czego 3 504 MW stanowiła energetyka wiatrowa. W wielkościach względnych przekładało się to odpowiednio na 15,79% i 9,12%.

Tabela 1
Produkcja energii elektrycznej w Polsce – na podstawie [14]

Rok	Całkowita, GWh	OZE, GWh	Udział OZE, %
2005	156 024	3 760	2,41%
2006	160 848	4 222	2,62%
2007	159 538	5 230	3,28%
2008	155 574	6 493	4,17%
2009	150 913	8 605	5,70%
2010	156 342	10 988	7,03%
2011	163 153	12 977	7,95%
2012	159 853	16 161	10,11%
2013	162 501	17 212	10,59%

Należy zwrócić uwagę na fakt, iż procentowy udział źródeł odnawialnych w mocy zainstalowanej nie przekłada się na ten sam udział w produkcji energii elektrycznej. W tabeli 1 przedstawiono jak kształtowały się wielkości produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł do produkcji całkowitej. Udział

procentowy jest mniejszy między innymi ze względu na występujące przerwy w pracy źródeł odnawialnych spowodowane warunkami środowiskowymi.

Roczne przyrosty nowych mocy zainstalowanych utrzymywały się na poziomie kilkunastu procent, jednak w ostatnim roku proces ten został wyhamowany. Zgodnie z [12] na koniec 2014 roku moc elektrowni wiatrowych wynosiła 3 834 MW. Zmniejszenie dynamiki zostało spowodowane między innymi niepewną sytuacją prawną związaną z ustawą o odnawialnych źródłach energii. Ustawa 11 marca 2015 została podpisana przez prezydenta. Dzięki temu inwestorzy mają zapewnione stabilne warunki legislacyjne, co powinno przełożyć się na wzrost nowych inwestycji w sektorze odnawialnych źródeł energii. Efekty wprowadzonej ustawy powinny być widoczne w 2016 roku zarówno w odniesieniu do elektrowni wiatrowych o dużych mocach, jak i mikro elektrowni instalowanych przez prosumentów.

Rosnące znaczenie energetyki wiatrowej w produkcji energii elektrycznej w Polsce wymusza na właścicielach farm wiatrowych (obowiązek przedkładania planów produkcji energii elektrycznej), jak i operatorze systemu przesyłowego (planowanie możliwości bilansowania sieci elektroenergetycznej) wypracowanie metod przewidywania generacji mocy przez farmy wiatrowe. Poniżej zostanie przedstawiona propozycja udoskonalenia metody adaptacyjnej krzywej mocy o elementy związane z aglomeracją wektorów zmiennych.

1. Metoda adaptacyjnej krzywej mocy

Wykorzystanie krzywej mocy elektrowni wiatrowej do prognozowania generacji mocy jest dość często wykorzystywanym sposobem. Krzywa mocy powstaje na podstawie zależności przedstawionej w równaniu [7]:

$$P_w = c_p \rho D^2 v^3, \quad (1)$$

gdzie: c_p – ogólna sprawność przetwarzania energii wiatrowej na energię mechaniczną, ρ – gęstość powietrza w kg/m^3 , D – średnica koła łopatowego w m, v – prędkość wiatru w m/s.

Krzywa mocy podawana przez producenta elektrowni wiatrowej w dokumentacji technicznej powstaje w wyniku badań doświadczalnych w określonych warunkach. Przygotowywanie prognoz pracy turbozespołu pracującego już w konkretnej lokalizacji na podstawie krzywej dołączonej przez producenta jest obarczone dużym błędem. W większości przypadków warunki, w których pracuje konkretna elektrownia wiatrowa, odbiegają od warunków, w których dany model był testowany przez producenta. Z doświadczeń autorów wynika, że krzywe mocy zbudowane na podstawie pomiarów historycznych elektrowni wiatrowych tego samego typu, pracujących w obrębie jednej farmy wiatrowej, mogą znacznie odbiegać od siebie. Dlatego zasadnym jest, aby w procesie przygotowania prognozy wykorzystać model adaptacyjnej krzywej mocy. Krzywa taka przygotowywana jest na podstawie historycznych odczytów pracy

elektrowni wiatrowej. Dzięki temu możliwe jest uwzględnienie w tak tworzonej krzywej warunków fizycznych, w jakich pracuje dana elektrownia wiatrowa. Możliwe jest tworzenie rodziny krzywych dla danego obiektu uwzględniającego różne czynniki sezonowe. Inną charakterystykę uzyska się w okresie zimowym a inną w wiosennym. W zależności od potrzeb istnieje możliwość zbudowania adaptacyjnej krzywej mocy dla fazy wiatrowej bez uwzględniania pojedynczych turbozespołów wiatrowych.

Zgodnie z przyjętą w metodzie zasadą adaptacji krzywej mocy do panujących warunków pracy danej elektrowni wiatrowej tworzona krzywa powinna być okresowo korygowana w zależności od przyjętych parametrów wejściowych.

2. Metody grupowania wektorów

W przypadku energetyki wiatrowej możliwe jest pozyskanie danych odczytywanych co kilka sekund. Systemy akwizycji danych zbierają i przekazują kompleksowe informacje o pracy elektrowni wiatrowej. Rozpoczynając od warunków atmosferycznych (prędkość i kierunek wiatru, ciśnienie atmosferyczne, temperatura powietrza) poprzez stan elektrowni (kierunek usytuowania gondoli, kąt natarcia łopat) a na poziomie generowanej mocy kończąc. W takim przypadku, w bardzo szybkim tempie narasta liczba danych do przetworzenia przez modele prognostyczne, co powoduje że przygotowanie prognozy staje się trudne i czasochłonne. Przygotowanie prognozy należy poprzedzić procesem przetworzenia i wyselekcjonowania informacji istotnie wpływających na zwiększenie dokładności prognoz wykonywanych na potrzeby elektrowni wiatrowej poprzez zastosowanie metod z zakresu analizy skupień.

Analiza skupień, której jedną z odmian są metody aglomeracyjne, polega na grupowaniu elementów celem uzyskania określonej wiedzy. Grupowanie polega na uzyskaniu zbioru obiektów, które w obrębie jednej grupy posiadają podobne cechy oraz różnią się od obiektów wchodzących w skład innych grup [2]. Opisywane dalej techniki stosuje się do przypadków, gdy zmienne cechy mają charakter ilościowy i ciągły. W przypadkach cech o charakterze porządkowym, dyskretnym lub jakościowym niezbędne są dodatkowe przekształcenia. Obiekt definiowany przez n -elementowy zbiór zmiennych cech traktuje się jako wektor, a cechy są jego składowymi. Mamy więc do czynienia z wektorem zmiennych, a grupowaniu podlega zbiór jego realizacji.

Ze względu na sposób przetwarzania zbioru danych większość metod grupowania można przypisać do jednej z klas [1, 3]:

- Metody hierarchiczne (aglomeracyjne), gdzie tworzona jest struktura drzewiasta, w której każdy obiekt jest samodzielnym skupieniem (liściem), kolejne poziomy grupujące reprezentowane są przez gałęzie. Metody te można podzielić na:

- aglomeracyjne, w których algorytm grupowania rozpoczyna od przypisania każdego obiektu do jednej grupy, następnie grupy te łączy się ze sobą, aż do uzyskania jednej grupy,
- deglomeracyjne, algorytm startuje od stanu, gdzie wszystkie obiekty tworzą jedną grupę, która jest dzielona do momentu, aż każdy z obiektów będzie należał do osobnej grupy.
- Metody iteracyjno-optymalizacyjne – tworzony jest początkowy podział obiektów na klastry, a następnie przy pomocy technik iteracyjnych podział jest modyfikowany, by uzyskać podział optymalny pod względem określonej miary. Można rozróżnić:
 - algorytm *k-średnich*,
 - algorytm *k-median*.

W przypadku metod hierarchicznych i iteracyjno-optymalizacyjnych należy wykorzystać wymierne kryteria podziału zwane miarami odległości, do najbardziej popularnych należy zaliczyć:

- odległość euklidesową

$$L(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}, \quad (2)$$

- kwadrat odległości euklidesowej

$$L(x, y) = \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2, \quad (3)$$

- odległość Czebyszewa

$$L(x, y) = \sum_{i=1}^n |x_i - y_i|, \quad (4)$$

- odległość Manhattan

$$L(x, y) = \max |x_i - y_i|, \quad (5)$$

W przypadku metod hierarchicznych miary odległości można stosować tylko na pierwszym poziomie, gdy każda grupa składa się z jednej realizacji wektora zmiennych. Jeśli grupy są na wyższych poziomach aglomeracji potrzebne jest określenie wiązań, na podstawie których będą łączone kolejne grupy. Wśród nich można wymienić następujące podejścia:

- metoda pojedynczego wiązania (1W) – odległość między dwoma grupami jest określana poprzez odległość między dwoma najbliższymi elementami tych grup – najbliższymi sąsiadami,
- metoda pełnego wiązania (PW) – odległość między dwoma grupami jest określana poprzez odległość między dwoma najdalszymi elementami tych grup – najdalszymi sąsiadami,

- metoda średniej odległości (SP) – odległość między dwoma grupami jest określana poprzez średnią odległość między wszystkimi parami obiektów tych grup,
- metoda średnich odległości ważonych (SPW) – odległość wyznaczana jest tak, jak w przypadku metody średniej odległości z uwzględnieniem wag będących odzwierciedleniem liczby obiektów w grupie,
- metoda środków ciężkości (SC) – odległość między dwoma grupami jest określana poprzez średnią odległość między środkami ciężkości tych grup,
- metoda ważonych środków ciężkości (SCW) – odległość wyznaczana jest tak, jak w przypadku metody środków ciężkości z uwzględnieniem wag będących odzwierciedleniem liczby obiektów w grupie,
- metoda Warda (MW) – odległość pomiędzy dwoma grupami jest określana jako wartość, o jaką zwiększy się suma kwadratów odległości od nowych środków ciężkości po połączeniu.

Wybrane metody analizy skupień były już wykorzystywane do tworzenia modeli prognostycznych. Najczęściej używana jest metoda *k-średnich*. Stosowana jest do wyznaczenia reprezentatywnego zbioru danych [6, 7], jako metoda prognostyczna [4, 8, 10, 11] lub część modelu predykcyjnego [5,9]. Sposób przedstawiony w artykule, czyli włączenie metod aglomeracyjnych do modelu adaptacyjnej krzywej mocy jest podejściem nowym, nie spotykanym dotąd w literaturze.

3. Dane pomiarowe i algorytm prognostyczny

Pozyskanie wiarygodnych historycznych danych pomiarowych często jest elementem kluczowym w procesie testowania i dostrajania modelu prognostycznego. W przypadku metody przedstawionej przez autorów badania zostały przeprowadzone na bazie informacji pozyskanych z jednej farmy wiatrowej, dodatkowo dysponowano danymi dotyczącymi prognozy pogody jednego z wiodących ośrodków, jednak dotyczyły one jedynie niewielkiego przedziału czasowego. Przeprowadzono analizę wstępną, która ujawniła braki i nieścisłości w danych, które należało wyeliminować przed przystąpieniem do pracy z modelem prognostycznym. Z uwagi na dużą liczbę pomiarów historycznych (ponad 70 tys. realizacji) zostały przygotowane algorytmy, za pomocą których przeprowadzono walidację danych.

Dane pomiarowe były rejestrowane co piętnaście minut w okresie od maja 2012 roku do września 2014 roku. W skład farmy wiatrowej wchodziło osiem turbozespołów, każdy o mocy nominalnej 2,5 MW. Zmierzone parametry dotyczyły pracy całej farmy wiatrowej i reprezentowały informacje o wygenerowanej mocy czynnej, prędkości i kierunku wiatru, ciśnieniu atmosferycznym, temperaturze oraz liczbie pracujących jednostek. Dodatkowo, na podstawie

stempli czasowych, został wprowadzony parametr uwzględniający sezonową zmienność pór roku, przy czym fazy roku zostały wyznaczone zgodnie z rokiem astronomicznym, a nie kalendarzowym. Za początek cyklu przyjęto początek astronomicznej zimy, czyli 22 grudnia.

Na podstawie danych pomiarowych została wyznaczona krzywa mocy statystycznej turbiny, którą można opisać zależnością:

$$PGJ = f(WV), \quad (6)$$

gdzie: WV – prędkość wiatru [m/s], PGJ – moc generowana przez jedną elektrownię wiatrową wchodzącą w skład farmy wiatrowej MW. Przy czym PGJ zostało wyznaczone z zależności:

$$PGJ = PG / LPJ, \quad (7)$$

gdzie: PG – moc generowana przez farmę wiatrową MW, LPJ – liczba pracujących jednostek.

Każdemu punktowi empirycznej krzywej mocy przyporządkowano pozostałe właściwe dla niego cechy, czyli:

- AP – ciśnienie atmosferyczne (*air pressure*),
- AT – temperatura powietrza (*air temperature*),
- WD – kierunek wiatru (*wind direction*),
- PS – sezonowość czyli faza roku astronomicznego (*phase of season*):

$$PS = \cos\left(2\pi \frac{t}{T_r}\right), \quad (8)$$

gdzie: t – czas od wystąpienia ostatniego najkrótszego dnia w roku (początek zimy astronomicznej), T_r – długość bieżącego roku astronomicznego.

W rezultacie, punkty empirycznej krzywej mocy stworzyły sześciowymiarową przestrzeń, w której w celach prognostycznych zrealizowano regresję funkcji $PGJ = f(WV, AP, AT, WD, PS)$, gdzie wektor $[WV, AP, AT, WD, PS]$ jest wektorem zmiennych objaśniających. Konieczność brania pod uwagę jedynie przypadków realizacji poprzedzających z odpowiednim wyprzedzeniem horyzont prognozy jest oczywisty.

Aby skorzystać z takiej funkcji, dla konkretnej wartości WV z zadanego wektora zmiennych sterujących, wybierano zbiór punktów z arbitralnie ustalonego przedziału $\pm 0,5$ m/s, który poddawano standaryzacji w celu wyeliminowania uprzywilejowania wpływów poszczególnych składowych wynikających z drastycznie różnych rzędów wielkości. Średnie i odchylenia standardowe poszczególnych składowych wykorzystano do standaryzacji składowych zadanego wektora zmiennych sterujących.

W kolejnym etapie zbiór poddawano aglomeracji. Wykorzystano siedem wcześniej opisanych metod określania wiązań. Algorytm tworzenia łączy był wykonywany do momentu uzyskania $n = 100$ grup w danym zbiorze. W rzadkich przypadkach zbiorów mniej licznych (dla krańcowych prędkości wiatru), traktowano zbiór jako jedną docelową grupę.

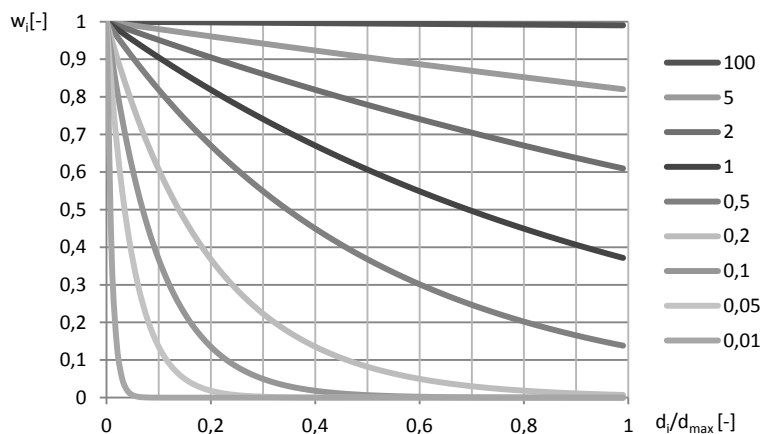
Dla każdej grupy wyznaczone zostały centra, których współrzędne tworzone przez uśrednienie współrzędnych punktów należących do danej grupy. Składowe PGJ każdego centrum poddano przeliczeniu odwrotnemu do standaryzacji, by móc ich użyć do obliczenia właściwej prognozy w postaci średniej ważonej z PGJ wszystkich centrów wg (9). Wagi zaprojektowano tak, aby uwzględniały odległość wektora zmiennych sterujących od wektorów tworzących centra aglomeracji zredukowane o jeden wymiar – o brakującą w wektorze sterującym składową PGJ .

$$\hat{P} = \frac{\sum_{i=1}^n w_i \cdot PGJ_i}{\sum_{i=1}^n w_i} \cdot LPJ \quad (9)$$

gdzie:

$$w_i = e^{-\frac{d_i}{\lambda \cdot d_{\max}}} \quad (10)$$

gdzie: d_i – odległość danego centrum (zredukowanego o jeden wymiar) od wektora zmiennych sterujących, $d_{\max}$ – maksymalne d_i , λ – współczynnik determinujący siłę oddziaływania wag optymalizowany ze zbioru wartości {100; 5; 2; 1; 0,5; 0,2; 0,1; 0,05; 0,01}. Jego wpływ na wagę ilustruje rysunek 1.



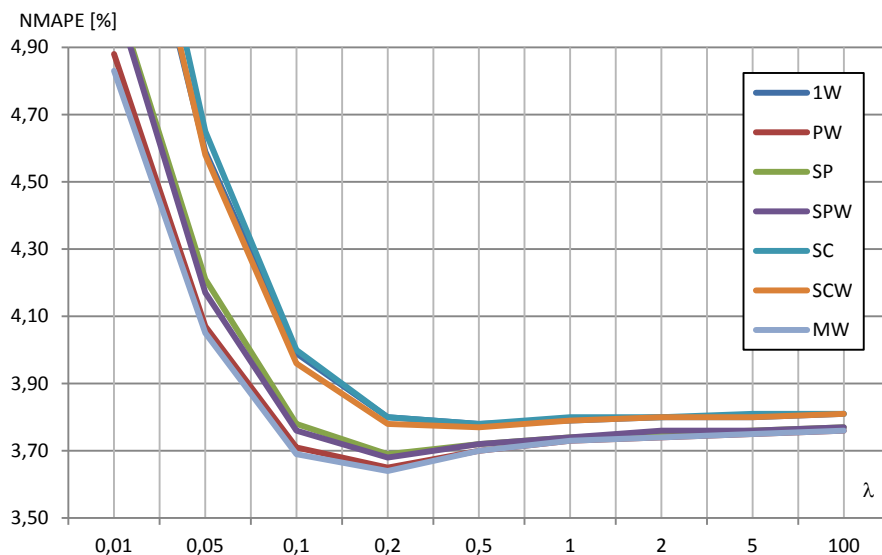
Rys. 1. Ilustracja wpływu współczynnika λ na wartość wag

4. Wyniki

Na potrzeby analizy dokładności przygotowanego algorytmu został zbudowany model referencyjny (REF). Podobnie jak w przypadku analizowanego algorytmu z empirycznej krzywej mocy wydzielano punkty z przedziału $\pm 0,5$ m/s od oczekiwanej wartości WV . Prognoza mocy w danym przedziale była

wyznaczana jako średnia wartość składowej *PGJ* punktów znajdujących się w przedziale.

Prognozy zostały wykonane z krokiem równym długości doby, poczynając od północy danej doby. Horyzont prognoz zmieniał się od jednego do dziewięćdziesięciu sześciu kwadransów. Predykcji poddano dane obejmujące jeden rok rozpoczynając od 1.10.2013 a na 1.10.2014 kończąc.



Rys. 2. Wielkość błędów prognozy w zależności od metody łączenia i współczynnika λ

W pierwszym etapie przeprowadzono dobór współczynnika siły oddziaływania wag. Dla $\lambda = 100$ średnia ważona jest praktycznie tożsama ze średnią arytmetyczną, ponieważ wartość wag jest bliska jedności niezależnie od d_i . Im mniejsza wartość współczynnika λ , tym wyraźniejszy jego wpływ na wartość wagi i wzrost selektywności. Zależności te w formie graficznej zostały przedstawione na rysunku 1.

Tabela 2

Wielkości procentowe błędów w zależności od zastosowanej metody łączenia i współczynnika λ

		λ									średnia
		0,01	0,05	0,1	0,2	0,5	1	2	5	100	
Metoda aglomeracji	1W	5,69	4,59	3,99	3,80	3,78	3,79	3,80	3,80	3,81	4,12
	PW	4,88	4,07	3,71	3,65	3,70	3,73	3,74	3,75	3,76	3,89
	SP	5,07	4,21	3,78	3,69	3,72	3,74	3,75	3,76	3,77	3,94
	SPW	5,06	4,17	3,76	3,68	3,72	3,74	3,76	3,76	3,77	3,94
	SC	5,86	4,65	4,00	3,80	3,78	3,80	3,80	3,81	3,81	4,15
	SCW	5,75	4,58	3,96	3,78	3,77	3,79	3,80	3,80	3,81	4,12
	MW	4,83	4,05	3,69	3,64	3,70	3,73	3,74	3,75	3,76	3,88
średnia		5,31	4,33	3,84	3,72	3,74	3,76	3,77	3,78	3,78	

Zostały wykonane prognozy mocy generowanej przez farmę wiatrową z zastosowaniem siedmiu algorytmów łączenia. Wyniki symulacji zostały przedstawione na rys. 2. Najgorsze wyniki uzyskano w przypadku metody wyznaczania odległości za pomocą środków ciężkości i jej odmiany wykorzystującej wagi. Najlepsze wyniki osiągnięto stosując algorytmy na bazie metody Warda i pełnego wiązania.

Analizując dokładności prognoz pod kątem wartości współczynnika λ można stwierdzić, iż w przypadku czterech z siedmiu badanych metod łączenia najbardziej dokładne prognozy otrzymano w przypadku, gdy współczynnik siły oddziaływania wynosił 0,2. Również średni błąd wszystkich metod jest najmniejszy. Dokładne wartości zostały przedstawione w tabeli 2. W związku z tym w kolejnych etapach pracy wartość współczynnika została ustalona na poziomie zapewniającym najmniejszy błąd prognozy.

Tabela 3

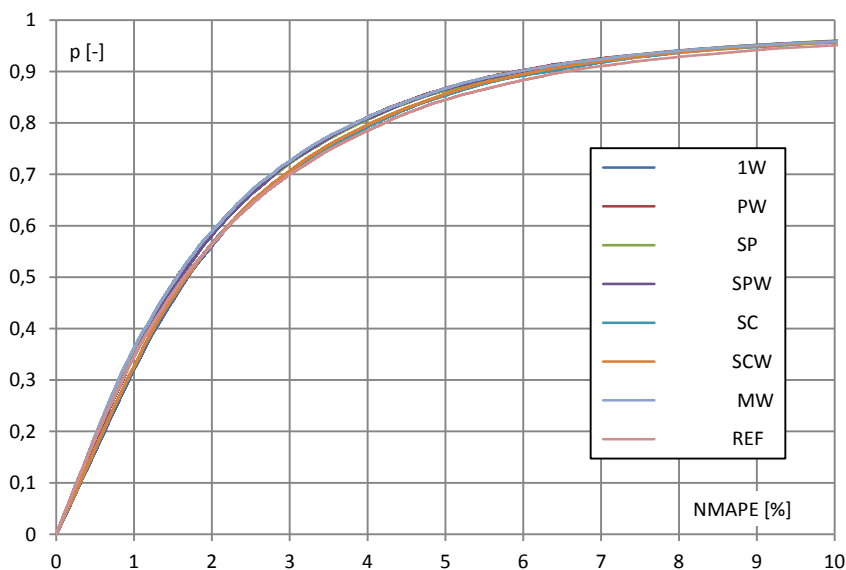
Wielkości procentowe błędów dla współczynnika siły oddziaływania $\lambda = 0,2$

		Metoda aglomeracji							
		1W	PW	SP	SPW	SC	SCW	MW	
Okres	październik	2,78	2,65	2,71	2,68	2,78	2,78	2,69	2,61
	listopad	2,06	1,91	1,89	1,93	2,01	2,03	1,88	1,96
	grudzień	7,29	7,21	7,22	7,23	7,27	7,26	7,20	7,22
	styczeń	6,41	6,10	6,19	6,24	6,40	6,35	6,07	6,36
	luty	5,00	4,58	4,67	4,64	4,92	4,82	4,47	4,64
	marzec	7,90	7,77	7,80	7,81	7,96	7,93	7,79	7,88
	kwiecień	2,42	2,31	2,37	2,35	2,44	2,46	2,34	2,49
	maj	2,07	2,02	2,00	1,99	2,08	2,05	2,03	2,37
	czerwiec	2,35	2,29	2,31	2,31	2,36	2,35	2,29	2,77
	lipiec	1,99	1,94	1,94	1,97	2,03	2,03	1,93	2,41
	sierpień	2,57	2,51	2,55	2,50	2,59	2,56	2,51	2,80
	wrzesień	2,42	2,26	2,29	2,26	2,45	2,43	2,24	2,47
rok	3.80	3.65	3.69	3.68	3.80	3.78	3.64	3.85	

Jak wcześniej wspomniano okres, na który wykonano prognozy wynosił dwanaście miesięcy. W tabeli 3 przygotowano zestawienie dokładności poszczególnych algorytmów w każdym z miesięcy oraz wartość reprezentującą cały rok. W przypadku każdej z metod aglomeracyjnych uzyskano poprawę wyników w stosunku do metody referencyjnej przy porównaniu wskaźników rocznych. Analizując poszczególne miesiące widoczne stają się różnice przy zastosowaniu różnych metod walidacyjnych. Najlepsze dokładności w stosunku do metody referencyjnej uzyskano, co potwierdza wcześniejsza analiza przedstawiona na rysunku 2, stosując algorytmy Warda i pełnego wiązania. W tych dwóch przypadkach tylko w styczniu dokładności prognozy mierzone błędem NMAPE okazały się gorsze od metody referencyjnej. Kolejne dwa algorytmy: średniej odległości i średniej odległości ważonej, okazały się niewiele gorsze. W tych przypadkach błędy były mniejsze w dziesięć

miesiącach. Ostatnie trzy algorytmy w ujęciu miesięcznym zachowywały się podobnie, dokładności prognoz dla pierwszych sześciu miesięcy były większe w stosunku do algorytmu odniesienia, w drugiej połowie badanego okresu dokładności były mniejsze.

Na rysunku 3 przedstawiono dystrybuantę błędów prognoz. Uwidaczniają się różnice między poszczególnymi metodami aglomeracyjnymi. Potwierdza się statystyczna przewaga metody Warda i pełnego wiązania nad pozostałymi. Zwłaszcza w przedziale błędów NMAPE od 2% do 5%. W przypadku wszystkich algorytmów 90% wyznaczonych błędów osiąga wartości poniżej 6%.



Rys. 3. Dystrybuanta błędów prognozy

5. Wnioski

1. Badania przeprowadzone na danych pozyskanych z farmy wiatrowej wykazały zasadność wykonywania prognoz mocy generowanej przez farmy wiatrowe z zastosowaniem metod aglomeracyjnych.
2. Wybranie jednej z badanych metod aglomeracji skutkuje zmniejszeniem błędu prognozy opisanego przez NMAPE, lecz zastosowanie kilku metod może jeszcze bardziej obniżyć wielkość błędu.
3. W badanym przypadku najlepsze dokładności uzyskano stosując algorytmy Warda i pełnego łączenia, dlatego dalsze badania kolejnych farm wiatrowych będą miały na celu weryfikację tego wniosku. W przypadku jego potwierdzenia na większej ilości danych pomiarowych, rozpatruje się

przygotowanie modelu hybrydowego, w którym te dwa algorytmy będą preferowane.

4. Zaobserwowana poprawa wyników względem modelu referencyjnego jest ewidentnie zauważalna choć relatywnie nieznaczna. W przypadku użycia prognoz meteorologicznych, których błędy często przewyższają osiągnięty tutaj rząd należy się liczyć z zanikiem efektu poprawy jakości prognoz.

Literatura

- [1] Cichosz P.: Systemy uczące się. WNT, Warszawa, 2000.
- [2] Jain A. K., Murty M. N., Flynn P. J.: Data clustering: a review. *ACM Computing Surveys*, 31(3):264–323, 1999.
- [3] Jain A. K., Dubes R.: *Algorithms for Clustering Data*. Prentice Hall, New Jersey, 1988.
- [4] Kusiak A., Li W.: Short-term prediction of wind power with a clustering approach *Renewable Energy* Volume 35, Issue 10, October 2010, Pages 2362–2369.
- [5] Lorenzo J., Méndez J., Castrillón M., Hernández D.: Short-Term Wind Power Forecast Based on Cluster Analysis and Artificial Neural Networks *Advances in Computational Intelligence Lecture Notes in Computer Science* Volume 6691, 2011, pp 191-198.
- [6] Popławski T., Szeląg P., Całus D., Głowiński C., Adamowicz Ł.: Użycie metod grupowania do prognozowania generacji wiatrowej. *Rynek Energii* nr 5 (108) 2013 s.21-25.
- [7] Popławski T., Szeląg P., Głowiński C., Adamowicz Ł.: Forecast of Electric Power Generated by the Wind Farm Using Data Clustering Methods. Rozdział w monografii *Information Systems Architecture and Technology. Knowledge Based Approach to the Design, Control and Decision Support*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej 2013 s.175-184.
- [8] Pravilovic S., Appice A., Lanza A., Malerba D.: Wind Power Forecasting Using Time Series Cluster Analysis *Discovery Science Lecture Notes in Computer Science* Volume 8777, 2014, pp 276-287.
- [9] Seong-Jun Kim: A Clustering Approach to Wind Power Prediction based on Support Vector Regression *International Journal of Fuzzy Logic and Intelligent Systems* 06/2012; 12(2) DOI: 10.5391/IJFIS.2012.12.2.108.
- [10] Szeląg P.: Prognozowanie generacji wiatrowej w kontekście gospodarowania zasobami energii. *Polityka Energetyczna* T.17 z.3 2014 s.125-134.
- [11] Zhou H., Jiang, J.X., Huang, M.: Short-term wind power prediction based on statistical clustering; *Sch. of Electr. Eng., Beijing Jiaotong Univ., Beijing, China ; Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*.

- [12] Mapa odnawialnych źródeł energii w ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04: Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji. Urząd Regulacji Energetyki, aktualizacja mapy z dnia 2014-03-31, <http://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>, dostęp: marzec 2015.
- [13] Polityka Energetyczna Polski do 2030. Ministerstwo Gospodarki. W-wa, Uchwała nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.
- [14] Raport 2013 KSE – Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2013 r. (Dane operatywne – wielkości brutto), w: <http://www.pse.pl/index.php?did=1717>, dostęp: marzec 2015.

Prace przeprowadzono w ramach projektu:



**INNOWACYJNA
GOSPODARKA**
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI

UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI FUNDUSZ
ROZWOJU REGIONALNEGO



Badania nad opracowaniem wytycznych, technik i technologii dla systemów kompensacji mocy biernej, inteligentnego monitoringu wewnętrznych sieci elektroenergetycznych oraz ogniw fotowoltaicznych dedykowanych obiektom hybrydowym opartym wyłącznie o źródła odnawialne

**Projekt współfinansowany ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego
w ramach Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka 2007-2013**

Priorytet 1 - Badania i rozwój nowoczesnych technologii, Poddziałanie 1.3.1 - Projekty Rozwojowe

Jacek Malko, Artur Wilczyński, Henryk Wojciechowski
Politechnika Wrocławska

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE, DOSTĘPNOŚĆ ENERGII I ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ A STRATEGIA UNII ENERGETYCZNEJ

Motto 1. [Unia Energetyczna] *to bez wątpienia najbardziej ambitny projekt w dziedzinie energii od czasu utworzenia Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali.*

Maroš Šefčovič

*v. przewodniczący Komisji Europejskiej
na konferencji prasowej Bruksela 25.02.2015*

Motto 2. *W ciągu następnego 50-lecia Świat winien być w stanie osiągnąć 100% czystą gospodarkę energetyczną. W ciągu kilku następnych dziesięcioleci za każdym razem gdy włączycie oświetlenie lub podłączycie do sieci swój komputer, każdy elektron będzie pochodził z czystych, odnawialnych i bezwęglowych źródeł. Wkrótce energetyka solarna i wiatrowa zastąpi energetykę nuklearną i od tej chwili nasza energia elektryczna będzie w 100% pochodzić ze źródeł odnawialnych. Gdy w końcu całość naszych dostaw będzie pochodzić od paliw niekopalnych, osiągniemy nie tylko stabilizację naszego klimatu, ale też uzyskamy pewność, iż możemy całą niezbędną nam energię pozyskać ze źródeł, które są niezawodne, bezpieczne i zrównoważone. Jest to osiągalne w zasięgu ręki.*

Michael Brune

Prezes Sierra Club National Geographic Mag.

Vol. 227, No 1. Jan. 2015

Dążenie do integracji krajów Europy najsilniejszy impuls pobudzający uzyskało przez utworzenie ponadnarodowej organizacji – powołanej Traktatem Paryskim (1951), jako *European Coal and Steel Community* [1], z przewidywanym okresem działania do końca wieku XX i obowiązującym – rozszerzającej się na Wspólnotę Europejską/Unię Europejską. Znamienne przyjęto, iż trudny projekt integracyjny za najpilniejszy do przeprowadzenia jest w obszarze wytwarzania („węgiel”) i użytkowania energii („stal”). Blisko 40 lat później pojawiła się nowa inicjatywa: Europejska Karta Energetyczna [2] jako podstawowy unijny akt prawny, rozszerzający działanie na 46 państw z Unii i spoza tej organizacji. Rozwinięcie deklaracji politycznej sygnatariuszy do

postaci Traktatu Karty Energetycznej [3] nastąpiło w 1994 r. Ustalenie wspólnotowych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu w Dyrektywie 96/92/WE [4] skłoniło do powołania Wspólnoty Energetycznej dla rozszerzenia unijnego wewnętrznego rynku energii [5], na którym korzystają wszyscy partnerzy (układ „win-win”). Zadania Wspólnoty sformułowano następująco:

- stworzenie stabilnych norm prawnych i handlowych, sprzyjających inwestycjom w celu umożliwienia niezakłóconych i stałych dostaw energii,
- stworzenie jednolitej przestrzeni regulacyjnej dla wymiany energii sieciowej,
- zwiększenia bezpieczeństwa dostaw w tym obszarze i rozwijanie stosunków z krajami sąsiadującymi,
- poprawienie efektywności energetycznej i ochrony środowiska, związanych z energią sieciową oraz rozwijanie OZE,
- zwiększenie konkurencji na rynkach energii sieciowej.

Traktat zobowiązuje umawiające się strony do wdrażania dorobku unijnego dla rozwinięcia adekwatnych ram regulacyjnych i liberalizacyjnych rynków energii w zgodzie z dorobkiem traktatowym UE. Oznacza to przyjęcie dorobku prawnego Wspólnoty, ujętego w rozporządzeniach, decyzjach, dyrektywach i innych dokumentach (np. Zielonych Księgach, Komunikatach i raportach KE), kształtujących zasady opracowywania strategii i wspólnotowej polityki energetycznej oraz działań w zakresie efektywności energetycznej, zrównoważonego rozwoju sektora i bezpieczeństwa energetycznego. Istotną rolę przypisano tzw. pakietom energetycznym, regulującym problemy Unii i państw członkowskich w postaci ograniczeń środowiskowych (np. „3x20 do 2020”), zasad tworzenia wspólnego rynku energii i bezpieczeństwa energetycznego. Nasiloną działalność legislacyjną KE zbiegła się nieprzypadkowo w czasie z procesem przyspieszonych zmian w technologiach pozyskiwania, przetwarzania, transportu i użytkowania energii (zwłaszcza elektrycznej), istotnych zmian struktury paliw („fuel mix”) oraz drastycznej zmiany poglądów na politykę klimatyczną, przejawiającą się dążeniem do dekarbonizacji gospodarki w skali narodowej, regionalnej i globalnej. Powstały modele rozwoju sektora, zakładające niskoemisyjność stosowanych technologii (modele 3E - *Energy, Economics, Environment*) np. rodzina modeli *ADaptation And Mitigation* - ADAM, czy też modele rozwoju zrównoważonego (*Sustainable Energy for All* - SE4All). Jednak ujawniły się (pobudzane kryzysem gospodarki światowej) tendencje do przedkładania wąsko rozumianych interesów narodowych nad wolę wspólnotowych działań np. w regionalnych ramach Unii Europejskiej. Energia stała się narzędziem prowadzenia polityki, sprowadzając świat na krawędź otwartych konfliktów zbrojnych.

Zielona Księga 2006 [6] „European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy (COM 2006)105 Final, identyfikuje kluczowe obszary, dla których niezbędne są pilne działania w celu opracowania nowej, wspólnej europejskiej strategii energetycznej, dla której zasadniczymi zasadami działania winny być zasady zrównoważenia, konkurencyjności i bezpieczeństwa. Wynikają stąd problemy w sześciu obszarach:

1. Konkurencyjność i wewnętrzny rynek energii: czy istnieje zgodność poglądów odnośnie do wagi rzeczywistego jednolitego rynku dla wsparcia europejskiej strategii energetycznej, jakie bariery, utrudniające wprowadzenie istniejących mechanizmów, muszą być usunięte, jakie nowe mechanizmy należy wprowadzić dla osiągnięcia założonego celu, jak UE może pobudzić istotne inwestycje, niezbędne w sektorze energii Unii, jak zapewnić dostępność wszystkich obywateli UE do energii przy akceptowalnych cenach, i jak wewnętrzny rynek energii może przyczynić się do utrzymania miejsc pracy?

2. Dywersyfikacja struktury energii („energy mix”). Jak UE winna postępować, by Europa, traktowana jako całość, promowała zdywersyfikowane i przyjazne środowisku dostarczanie energii?

3. Solidarność. Jakie środki winna przyjąć UE dla zapobieżenia kryzysowi dostaw energii i dla zarządzania tym kryzysem, jeśli on już nastąpi?

4. Rozwój zrównoważony. Jak wspólna europejska strategia energetyczna może najlepiej stawiać czoło zmianom klimatycznym, równoważąc ochronę środowiska, konkurencyjność i bezpieczeństwo dostaw, jakie niezbędne są dalsze działania na poziomie Unii, by osiągnąć jej istniejące cele i czy właściwe jest ustanawianie celów kolejnych, jak możliwe jest zapewnienie bezpieczeństwa długoterminowego i ocena przewidywalnych ram inwestowania dla rozwoju czystych i odnawialnych źródeł energii w UE?

5. Innowacyjność i technologia. Jakie działania winny być podjęte na poziomie zarówno narodowym, jak i unijnym, aby Europa pozostała światowym przywódcą w technologiach energetycznych i jakie instrumenty są do tego celu najlepsze?

6. Polityka zewnętrzna. Czy należy dążyć do wspólnej zewnętrznej polityki energetycznej dla zapewnienia, że UE mówić będzie jednym głosem jako Wspólnota i jak państwa narodowe mogą dążyć do promowania przez Unię i jej kraje członkowskie dywersyfikacji zasilania, zwłaszcza dla gazu, czy UE winna rozwijać nowe związki partnerskie ze swoimi sąsiadami, łącznie z Rosją i innymi ważnymi w skali globalnej producentami i konsumentami energii?

Dyskusja w sześciu obszarach problemowych pozwoliła na identyfikację sześciu przenikających się sfer:

- Rozwój sektora energii i miejsc pracy w Europie: finalizacja budowy wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu.
- Wewnętrzny rynek energii gwarantuje bezpieczeństwo dostaw, ale konieczna jest solidarność państw członkowskich.

- Połączenie bezpieczeństwa i konkurencyjności dostaw energii w kierunku stworzenia bardziej zrównoważonego, efektywnego i zróżnicowanego „energy mix”.
- Zintegrowane podejście do zwalczania zmian klimatycznych.
- Zachęcanie do innowacyjności: strategiczny europejski plan rozwoju technologii energetycznych.
- W kierunku spójnej zewnętrznej polityki energetycznej.

W konkluzji „Zielona Księga” postuluje zbudowanie pan-europejskiej Wspólnoty Energetycznej zarówno na drodze zawarcia nowego traktatu, jak i przez uzgodnienia dwustronne. „Unia Europejska od pewnego czasu angażuje się w rozszerzenie swego rynku energii dla włączenia [do tych działań] sąsiadów (...). Tworzenie wspólnej przestrzeni regulacji wokół Europy rozwija stale rozszerzającą się wymianę handlową, zasady tranzytu energii i ochrony środowiska oraz harmonizuje i integruje rynek. Winno to stworzyć przewidywalny i transparentny rynek, stymulujący inwestowanie oraz rozwój, a także bezpieczeństwo dostaw z korzyścią, tak dla Unii, jak i jej sąsiadów” [6]. I dalej: „Istniejący dialog polityczny, relacje handlowe oraz wspólnotowe instrumenty finansowe muszą być nadal rozwijane. Istnieje potencjał dla dalszych uzgodnień i innych typów inicjatyw [6]”.

Unia Energetyczna

W dniu 25 lutego 2015 r. Komisja Europejska ogłosiła projekt unii energetycznej krajów członkowskich UE [8]. Z inicjatywą w tej sprawie wystąpił w kwietniu 2014 r. rząd Polski („projekt Tuska”) w obliczu nieskuteczności dotychczasowych działań KE i zaostrzenia sytuacji politycznej na wschodzie Europy. Zasadniczym celem projektowanej unii jest zmniejszenie uzależnienia państw członkowskich od Rosji. Stan ten został już zaobserwowany we wcześniejszych dokumentach unijnych (np. [6]) ale nie doszło do stworzenia scentralizowanych, solidarnościowych i wspólnotowych mechanizmów zakupu energii, funkcjonujących w sytuacjach kryzysowych. „Podstawowym instrumentem, zapewniającym bezpieczeństwo dostaw [gazu] powinien być dobrze funkcjonujący rynek, zaś skutecznym rozwiązaniem w przypadku zakłóceń w dostawach powinien być optymalny poziom konkurencji i wolumen obrotów oraz niski poziom koncentracji przedsiębiorstw. Obecnie powstanie takiego rynku uniemożliwia fragmentacja rynków krajowych, nierównomierny rozwój rynkowych mechanizmów obrotu oraz brak kluczowej infrastruktury, umożliwiającej realną integrację rynku” [7]. Propozycja rządu polskiego nawiązywała do idei „filarów” – podstawowych założeń nowego porządku energetycznego w Europie. Są nimi następujące elementy proponowanego dokumentu:

Filar pierwszy – infrastruktura energetyczna

Konieczne jest przyznanie najwyższego priorytetu Projektom Wspólnego Zainteresowania (PCI), zwiększenie środków finansowania tych projektów w budżecie UE oraz zwiększenie udziałów środków unijnych do 75% kosztów niezbędnych inwestycji w krajach najbardziej uzależnionych od Rosji w dostawach gazu, realizowanych za pośrednictwem Gazpromu.

Filar drugi – mechanizmy solidarnościowe

W sytuacjach kryzysowych UE winna wykorzystać swoją skumulowaną moc perswazyjną, by zapobiegać i reagować w sposób adekwatny na scenariusze zakłócenia dostaw gazu. W sytuacji kryzysowej powinny zadziałać mechanizmy solidarności i żadne państwo członkowskie nie powinno być zdane tylko na własne siły. Oznacza to konieczność znowelizowania tzw. rozporządzenia SOS (*Security of Supply*) o bezpieczeństwie dostaw energii i tworzącego instrument, ograniczający skutki przerw w dostawach w przyszłości. Bezpieczeństwo to jest definiowane jako „gwarancja dostarczenia dóbr i usług, odpowiednich dla Kraju Członkowskiego w celu zapewnienia jego obrony i bezpieczeństwa zgodnie z wymaganiami jego polityki zagranicznej i bezpieczeństwa” [8].

Filar trzeci – zwiększenie siły przetargowej państw członkowskich i UE wobec dostawców zewnętrznych

Istniejąca fragmentacja rynków energii niekorzystnie wpływa na rozwój wewnętrznego wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu, co w konsekwencji prowadzi do istotnego zmniejszenia siły przetargowej poszczególnych państw UE. Rola umów międzynarodowych winna być ograniczona do kwestii nieodzownych, a transparentność winna być zapewniona na odpowiednim poziomie. Istnieją obecnie klauzule, których eliminacja zarówno w umowach bilateralnych, jak i w kontraktach pomiędzy firmami winna być wymuszona. Do takich klauzul należą: zasada „take or pay”, zakaz reeksportu, indeksacja cen gazu (w odniesieniu do cen ropy naftowej), czy też ustalenie punktów odbioru gazu wewnątrz obszaru Unii (nie zaś w jej punktach granicznych).

Filar czwarty – rozwój rodzimych źródeł energii

Z uwagi na koszty, ponoszone przez UE za import ropy i gazu (ponad 4000 mld € w r. 2010, co odpowiada 3,1% produktu unijnego brutto), rozwój pozyskiwania źródeł wewnątrz unijnych winien być traktowany jako inwestycja pobudzająca gospodarkę. Proponuje się wykorzystanie istniejących zasobów paliw kopalnych, w tym węgla i gazu z łupków. Postulowane jest również przyznanie dodatkowej puli nieodpłatnych emisji CO₂ elektrowniom węglowym, pokrywającym 15% zapotrzebowania krajowego bądź wsparcie finansowe technologii CCS. Rozwiązanie takie nie gwarantuje jednak źródeł pochodzenia

węgla i należy liczyć się z wejściem na rynek unijny dostaw konkurencyjnych np. z Rosji lub USA. Należy zapewnić, by kwestie klimatyczne i ochrony środowiska nie zakłócały efektywności gospodarek, w których niska cena energii jest źródłem ich konkurencyjności. Jednak projekt Polski mało uwagi przywiązuje do OZE, co może być trudne do akceptacji np. przez Niemcy, traktujące ten segment energetyki w kategoriach priorytetu. Istnieje tu wyraźny konflikt interesów narodowych, konieczny do rozstrzygnięcia w dalszych procedurach negocjacyjnych.

Filar piąty – dywersyfikacja dostaw energii do UE

Lepsza infrastruktura energetyczna Unii i bardziej zintegrowany wspólny wewnętrzny rynek energii pozwolą na skuteczniejsze przyciąganie alternatywnych dostawców zewnętrznych (np. gazu łupkowego z USA). Polityka rosyjska dąży do podziału krajów Unii przez zawieranie zróżnicowanych umów energetycznych przy bliskiej monopolowi strukturze dostawców (Gazprom).

Filar szósty – wzmocnienie Wspólnoty Energetycznej (Energy Community) przez zapewnienie bezpieczeństwa sąsiadom

Droga do bezpieczeństwa energetycznego UE wiedzie przez zapewnienie jej sąsiadom bezpieczeństwa. Bezpieczni sąsiedzi to bezpieczna Unia.

Echa polskiej inicjatywy

Od dawna stwierdzonym faktem jest znaczące uzależnienie krajów UE od importu paliw i energii, ze szczególnym uwzględnieniem gazu i jego dostaw z kierunku wschodniego. Skalę tego uzależnienia uzmysławiają dane, przytoczone w „Zielonej Księdze” KE [6] z r. 2006: w ciągu najbliższych 20-30 lat kraje unijne w 70% będą zaspokajać swoje potrzeby energetyczne importem, podczas gdy ta wartość w roku opublikowania tego dokumentu wynosiła 50%. Niestety stanowiska poszczególnych rządów i środowisk opiniotwórczych zdają się wynikać z wąsko pojmowanych interesów narodowych a nawet korporacyjnych. Założenia dokumentu o unii energetycznej zostały przedstawione w formie „draftu”[8] i są one przedmiotem szerokiej dyskusji (patrz przykładowo [9]). Zasadniczym problemem do rozstrzygnięcia jest zrównoważenie działań w zakresie bezpieczeństwa dostaw (zwłaszcza gazu) z celem redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHGs), spowodowanym do stężenia równoważnego dwutlenku węgla. Istotną rolę odgrywa tu infrastruktura sektora energii, której rozbudowa i modernizacja jest warunkiem stworzenia wspólnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu, a także warunkiem skuteczności działań w zakresie ograniczania zmian klimatycznych. Dla Polski ważne jest, by europejska polityka energetyczna różnicowała narodowe cele redukcji emisji

CO₂ w zależności od ich możliwości dokonywania zmian w strukturze paliw („energy mix”). Wielogłos opinii o polskiej propozycji prezentuje poglądy znacząco zróżnicowane; przytoczony za wyszukiwarką Google’a swoisty katalog stanowisk z dnia 25 lutego b.r. daje pojęcie o istocie i skali kontrowersji.

Juncker popiera wspólne zakupy gazu

Nominowany na nowego szefa KE Jean-Claude Juncker opowiedział się za wspólnymi zakupami gazu w UE. To bardzo cenny sprzymierzeniec w walce o realizację pomysłu Polski - ocenił przewodniczący komisji przemysłu, badań i energii w PE Jerzy Buzek.

Niemiecki ekspert krytykuje plan unii energetycznej Tuska

Plan utworzenia europejskiej unii energetycznej wysunięty przez premiera Donalda Tuska nie da się obronić ze względów ekonomicznych i środowiskowych – twierdzi Marco Sidi z berlińskiego Institut für Europäische Politik (IEP).

Plan Van Rompuy - unia energetyczna, ale wspólnie z klimatem

Priorytety UE to m.in. unia energetyczna, połączona z polityką klimatyczną, walka z bezrobociem, nierównościami społecznymi i oszustwami podatkowymi.

Wiceprezes Gazpromu krytykuje Donalda Tuska

Wiceprezes Gazpromu Aleksander Miedwiediew skrytykował przedstawioną przez premiera Polski Donalda Tuska koncepcję europejskiej unii energetycznej i wspólnego kupowania gazu przez kraje Unii Europejskiej.

Pięć punktów unii energetycznej częścią prac KE

Pięć z sześciu punktów zawartych w propozycji unii energetycznej jest częścią prac Komisji Europejskiej - poinformował komisarz UE ds. energii Guenther Oettinger przy okazji prezentacji planu KE wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw energii do UE.

KE: Unia musi się uniezależnić od rosyjskiej energii

Szef KE Jose Manuel Barroso i komisarz UE ds. energii Guenther Oettinger zgodnie przyznali, że dywersyfikacja dostaw energii jest najważniejszym filarem unijnej polityki gazowej. Energia nie może być używana jako polityczna broń, uderzyłoby to rykoszetem w tych, którzy tego próbują - zapowiada Barroso.

Kryzys gazowy może wzmocnić Unię Europejską

Kryzys wokół Ukrainy i dostaw gazu ziemnego z Rosji może wzmocnić Unię Europejską (Donald Tusk). Stanie się to jednak tylko wtedy, gdy zjednoczy się wokół kwestii bezpieczeństwa energetycznego.

Reuters: Czechy częściowo poprzę polską unię energetyczną

Czechy nie powinny popierać polskiej propozycji utworzenia jednego organu do zakupów gazu dla UE, ale mogłyby poprzeć dobrowolne łączenie się prywatnych grup w celu takich zakupów - pisze w środę Reuters, powołując się na projekt dokumentu czeskiego rządu.

Eksperci sceptyczni wobec wspólnych zakupów gazu w UE

Wspólne zakupy gazu w UE będą bardzo trudne do zrealizowania, bo nie odpowiadają interesom tych państw, które za rosyjski gaz płacą mniej: krajom zachodniej Europy - twierdzą eksperci ds. energetyki, komentując polską propozycję unii energetycznej.

Oettinger odrzuca polską ideę unii energetycznej, zaproponuje własną

Komisarz UE ds. energetyki Guenther Oettinger odrzucił na łamach gazety "Frankfurter Allgemeine Zeitung" pomysł unii energetycznej forsowany przez premiera Donalda Tuska w celu zmniejszenia zależności od rosyjskich dostaw surowców energetycznych.

Niemcy popierają utworzenie unii energetycznej

Niemcy w zasadzie popierają wysunięty przez Polskę pomysł utworzenia europejskiej unii energetycznej, jednak trzeba wypracować szczegóły takiego rozwiązania - powiedziała kanclerz Niemiec Angela Merkel.

Francja wchodzi w projekt unii energetycznej

Prezydent Francji Francois Hollande zapewnił po spotkaniu z premierem Donaldem Tuskiem, że Polska i Francja w pełni porozumiały się w sprawie projektu europejskiej unii energetycznej. Według Tuska unia energetyczna to kolejny krok w stronę integracji UE.

Europa zareagowała obiecująco na pomysł unii energetycznej

Donald Tusk nazwał dziś reakcje europejskich rządów na propozycje unii energetycznej obiecującymi. Pomysł Tuska dobry, ale niewystarczający - komentuje „Sueddeutsche Zeitung”.

Tytułem uzupełnienia zacytować można również poglądy wybitnie „polonocentryczne”

* „Ścisła integracja energetyczna może stać za nową linią podziału Europy. Tak jak w przypadku państw strefy euro (€) czy obszaru Schengen, państwa w centrum tego procesu mogą w przyszłości dążyć do ustanowienia własnych instytucji i stawiać warunki graczom peryferyjnym” [11].

** „Projekt unii energetycznej stał się unijnym priorytetem, a zgłoszone (przez Polskę) działania dotyczą planów budowy i rozbudowy gazociągów oraz elektroenergetycznych sieci przesyłowych (...). Jeszcze w latach (2008 – 2009) wydawało się niemożliwe połączyć te kwestie w jednej strategii, a postulaty dywersyfikacji dostaw część państw uważała za wtrącanie się w ich kompetencje (...). Tworzenie wspólnego rynku energii elektrycznej będzie wymagać, by regulatorzy (narodowi) odstąpili część kompetencji Komisji Europejskiej lub jej agencjom. Komisja nie planuje wspólnych zakupów gazu z importu [12].

*** Głównym filarem unii energetycznej powinno być bezpieczeństwo dostaw energii do państw UE. Kluczowym są tu kwestie budowy infrastruktury energetycznej. Analiza pakietu w zakresie unii energetycznej skłania do uwzględnienia czterech istotnych priorytetów [13]:

- Bezpieczeństwo dostaw energii.
- Stworzenie mechanizmów solidarnościowych.
- Wykorzystanie rodzimych źródeł i zasobów energii.
- Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej i gazu do UE.

Z przedstawionego przeglądu dokumentów wynika, że ponownie są odkrywane problemy, które już dawno były wysuwane jako istotne, a wręcz priorytetowe. Przewija się w tych dokumentach konieczność dążenia do zrównoważonego rozwoju, a jaka jest rzeczywistość?

Problem zrównoważonego rozwoju

Obserwując pojawiające się doniesienia w krajowym i zagranicznym piśmiennictwie oraz różnego rodzaju akty prawne, dotyczące zrównoważonego rozwoju (czy to zrównoważonej energii) można mieć wrażenie, iż określenia te są często nadużywane. Stały się one w obecnych czasach bardzo modne, ale nasuwa się pytanie, czy nie straciły swojego właściwego przesłania?

Rozwój zrównoważony to rozwój gospodarczy uwzględniający wartości środowiska oraz wartości społeczne. Według Raportu Brudtland: „Na obecnym poziomie cywilizacyjnym możliwy jest rozwój zrównoważony, to jest taki rozwój, w którym potrzeby obecnego pokolenia mogą być zaspokojone bez umniejszania szans przyszłych pokoleń na ich zaspokojenie.”.

Natomiast ustawa Prawo ochrony środowiska [15] podaje następującą definicję tego pojęcia: „Zrównoważony rozwój - to taki rozwój społeczno-gospodarczy, w którym następuje proces integrowania działań politycznych, gospodarczych i społecznych, z zachowaniem równowagi przyrodniczej oraz

trwałości podstawowych procesów przyrodniczych, w celu zagwarantowania możliwości zaspokajania podstawowych potrzeb poszczególnych społeczności lub obywateli zarówno współczesnego pokolenia, jak i przyszłych pokoleń.”.

Rozwój zrównoważony jest to proces nastawiony na działania długookresowe, w których należy uwzględnić trzy zasadnicze wymiary, przedstawione na rys. 1, a więc: ekonomiczny, ekologiczny, społeczny.

Celem takiego rozwoju jest wzrost gospodarczy, zapewniający społeczeństwu dobrobyt, przy uwzględnieniu dobra społecznego, sprawiedliwości i ochrony zasobów i walorów środowiska naturalnego.

Wymienione w Raporcie Brudtland [14], cele ukierunkowane są wyraźnie na wymiar społeczny i w szczególności dotyczą:

- zmiany jakości wzrostu gospodarczego,
- zapewnienia zatrudnienia, wyżywienia, zaopatrzenia w energię, wodę i urządzenia sanitarne,
- utrzymania odpowiedniego poziomu populacji ludzkiej,
- ochrony a nawet zwiększenia bazy bogactw naturalnych,
- reorientacji procesów technologicznych i sposobów zarządzania,
- integralnego połączenia ekonomii z ekologią w procesie podejmowania decyzji.



Rys. 1. Trzy wymiary rozwoju zrównoważonego

W działaniach Unii Europejskiej zauważa się brak spójności, co oznacza, że nie są one zgodne ze wszystkimi wymiarami rozwoju zrównoważonego. Z jednej strony podejmowane są inicjatywy na rzecz rozwoju gospodarczego, wzrostu miejsc pracy i odpowiedzialności społecznej przedsiębiorstw. Z drugiej zaś strony podejmowane są działania hamujące wzrost rozwoju gospodarczego Unii Europejskiej, co sprawia, że traci ona dystans do czołowych potęg gospodarczych na świecie. Przyczyny takiego stanu można upatrywać w prze-regulowaniu wielu aspektów funkcjonowania Unii. Znaczny wpływ na tą sytuację ma równocześnie polityka energetyczna Unii, będąca, jak się wydaje, pod wpływem grup lobbujących na rzecz interesów niektórych państw, czy też ugrupowań gospodarczych.

U podstaw strategii Europa 2020 powinny leżeć trzy priorytety [16]:

- rozwój inteligentny – rozwój gospodarki opartej na wiedzy i innowacji;
- rozwój zrównoważony – wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej;
- rozwój sprzyjający włączeniu społecznemu – wspieranie gospodarki charakteryzującej się wysokim poziomem zatrudnienia i zapewniającej spójność gospodarczą, społeczną i terytorialną.

Wymienione priorytety wymagają, zdaniem Komisji Europejskiej, podjęcia szeregu projektów, a jeden z nich nosi tytuł: „Europa efektywnie korzystająca z zasobów” i jest projektem na rzecz uniezależnienia wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów, przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, modernizacji transportu oraz propagowania efektywności energetycznej. Zawiera on niektóre elementy polityki energetycznej Unii Europejskiej. Wymienione założenia tego projektu wydają się słuszne i nie powinny budzić zastrzeżeń, jednakże występują czynniki, które ograniczają ich realizację. Wymienić tutaj choćby można zauważalne przeregulowanie gospodarki unijnej. Sztywne przepisy ograniczają możliwości lokalne, np. w zakresie rozwijania innowacyjnej gospodarki, zgodnej ze wszystkimi wymiarami rozwoju zrównoważonego. Przez to negatywnie wpływają na wzrost konkurencyjności gospodarki Unii Europejskiej. Przykładem tego może być polityka energetyczna Unii i jej negatywny wpływ na gospodarkę naszego regionu.

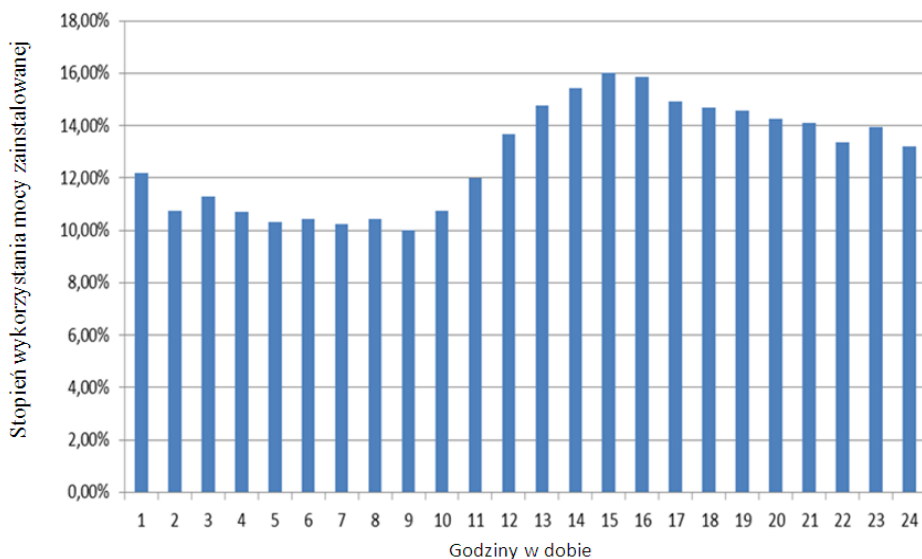
Zrównoważona energia

O zrównoważonej energii możemy mówić wówczas, gdy spełnione będą trzy podstawowe cele, dotyczące zapewnienia powszechnego dostępu do nowoczesnych usług energetycznych, działań w zakresie poprawy efektywności energetycznej oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii. Na konieczność rozwijania działań mających przyczynić się do osiągnięcia tych zasadniczych celów do roku 2030 wskazuje dokument pt. *Zrównoważona Energia dla Wszystkich (Sustainable Energy for All)* – dokument, który powstał w wyniku współpracy Global Compact ONZ i Accenture [17, 18]. W przypadku tego ostatniego celu, niezbędne jest uwzględnianie warunku efektywności ekonomicznej inwestycji. Odnosi się jednak wrażenie, że pogląd na to jaki ma być obraz koncepcji zrównoważonej energii jest różny w wielu środowiskach. Z jednej strony problem efektywności ekonomicznej jest pomijany, choćby w dotychczasowej polityce wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Najczęściej na pierwszy plan takiego podejścia wysuwa się problem ochrony środowiska, a nie koszty dostępności do energii. A na podkreślenie zasługuje tutaj przecież fakt, że problem nieingerencji w środowisko naturalne odnawialnych źródeł energii niejednokrotnie jest co najmniej dyskusyjny. Obiekty

energetyczne wykorzystujące odnawialne zasoby czasem bardzo silnie ingerują w lokalne środowisko, a wręcz szkodzą mu (np. wielkie elektrownie wodne, wiatrowe, itp.). Oczywiście należy tworzyć w Polsce mix energetyczny, w którym źródła niekonwencjonalne powinny znaleźć swoje miejsce, jednakże zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju i zrównoważonej energii. Wiąże się to także z zachowaniem zasady racjonalności, co jednocześnie wymaga stabilnych i jasnych regulacji prawnych, krajowych i unijnych. Inwestorzy planujący budowę obiektu energetycznego, czy to o dużej czy też małej mocy, muszą mieć jasny obraz opłacalności i stabilności zasad biznesowych w dłuższej perspektywie czasowej, tymczasem wciąż znajdujemy się na rozdrożu legislacyjnym.

Przykład: Efektywność elektrowni wiatrowych w Polsce

W styczniu moc zainstalowana analizowanej elektrowni wiatrowej była wykorzystana w 21,82%, natomiast w sierpniu tylko w 5,6%, a średni stopień wykorzystania mocy był na poziomie 12,83% w okresie grudzień 2012 – listopad 2013. Przebieg stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej w badanym okresie przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej każdej godziny od grudnia 2012 r. do listopada 2013 r. badanej elektrowni wiatrowej (opracowanie własne)

Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w Polsce w latach (2005 – 2014) obliczono na podstawie danych URE i zestawiono w tabeli 1. Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej wynosi około 20%, wynika z tego, że na terenie Polski występują przeciętnie niekorzystne warunki wietrzności i elektrownie wiatrowe nie są opcją dla Polski.

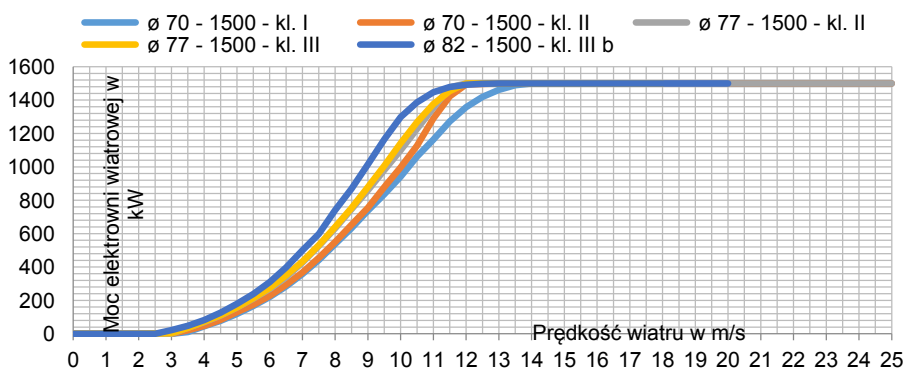
Tabela 1

Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w Polsce
w latach (2005 – 2014)

Rok	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Roczny stopień wykorzystania mocy zainstal. w %	18,5	19,2	18,7	20,3	16,0	17,6	22,0	21,0	20,4	17,9

Wysokie nakłady inwestycyjne elektrowni wiatrowych na lądzie (7 mln zł/MW), jak i na morzu (14 mln zł/MW) oraz stosunkowo wysokie koszty operacyjne (200 tys. zł/(MW rok) [19] i niski stopień wykorzystania mocy zainstalowanej powodują, że uśrednione w okresie eksploatacji koszty wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) są trzykrotnie wyższe niż koszty wytwarzania w elektrowniach ciepłych. Imponująca wartość mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych skutkuje niską wartością produkcji energii elektrycznej, a dodatkowo generowana moc ma charakter stochastyczny i wymaga usługi rezerwowania mocy, co również zwiększa koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Na rys. 3 przedstawiono charakterystyki energetyczne elektrowni wiatrowych o mocy 1500 kW w zależności od średnicy wirnika i klasy wykonania wirnika. Właściwy dobór elektrowni wiatrowej dla lokalnych warunków istotnie wpływa na efektywność techniczną i ekonomiczną elektrowni wiatrowych.



Rys. 3. Charakterystyki elektrowni wiatrowych o mocy 1500 kW
w zależności od średnicy wirnika i klasy wykonania

Konstrukcja turbin wiatrowych elektrowni wiatrowych powinna być dopasowana do warunków wiatrowych w lokalizacji ich posadowienia. Turbiny wiatrowe powinny zapewniać wysokie parametry techniczne i ekonomiczne w swej klasie mocy, w zależności od przebiegu wieloletnich prędkości wiatru (wysokość posadowienia wirnika łopatomowego) wymagany jest odpowiedni dobór średnicy wirnika, tak aby otrzymać maksymalizację produkcji energii elektrycznej w tej lokalizacji.

Przytoczony przykład źródła „intermittent” ujawnia konsekwencje w postaci potrzeby rozważenia w modelu rynku cechy szczególnej – elastyczności uzyskiwanej w obszarze podażowym i popytowym. Ale zagadnienie to nie mieści się w zakresie prezentowanych rozważań.

Literatura

- [1] European Coal and Steel Community. Paris Treaty 18.04.1951.
- [2] Energy Charter. Hague 1991.
- [3] Energy Charter Treaty. Lisbon 1994.
- [4] Dyrektywa Rady (...) 96/92/WE z dn. 19.12.1996 dotycząca wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- [5] Energy Community. Athens 2005.
- [6] Green Paper: European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy. COM (2006) 105 Final.
- [7] Unia energetyczna, <http://www.dyplomacja.org//index.php/analizy/245-unia-energetyczna.html> - 25.02.2015.
- [8] European Commission. Energy Union Package – Communication from the Commission to the (...), A Framework Strategy for a Resilient Energy Union ... COM (2015) 80 final, Brussels, 25.02.2015.
- [9] Directive 2009/81/EC. Guidance Note *Security of Supply*.
- [10] Unia energetyczna: coraz bliżej <http://google.pl/unia-energetyczna> (...) 25-02-2025.
- [11] Michalak J.: Unia energetyczna, czyli europejska racja stanu. Newsletter Chrońmy Klimat.pl, 5 marca 2015.
- [12] Kublik A.: Komisja Europejska ogłosiła projekt unii energetycznej. GW 26.02.2015.
- [13] Dycha A.: Analiza propozycji pakietu KE. News Letter wnp.pl, luty 2015.
- [14] Nasza wspólna przyszłość, Raport Światowej Komisji do Spraw Środowiska i Rozwoju pod kierunkiem G. H. Brundtland, PWE, Warszawa 1991.
- [15] Prawo ochrony środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r. roku (Dz.U. Nr 62, poz. 627, z późn. zm.).
- [16] Przeciwdziałanie zmianom klimatycznym - Unia Europejska jako lider, Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Komunikacji Społecznej, Publikacje B-1049 Bruksela 2008, ec.europa.eu/publications.
- [17] Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu. Komunikat Komisji EUROPA 2020, KOM(2010) 2020, Bruksela, 3.3.2010.
- [18] Sustainable Energy for All: Opportunities for the Utilities Industry. Global Compact ONZ, Accenture, 2012.
- [19] Ministerstwo Gospodarki: Raporty Oceny Skutków Regulacji dla ustawy OZE, Warszawa 2013, 2014.

Piotr MARCHEL, Józef PASKA
Politechnika Warszawska

MODELOWANIE DOSTĘPNOŚCI ENERGII PIERWOTNEJ DLA ELEKTROWNI SŁONECZNYCH W POLSCE

Odnawialne źródła energii mają coraz większy udział w europejskim i krajowym bilansie energetycznym. Wynika to z wprowadzonej przez dyrektywę europejską oraz potwierdzonej przez polską politykę energetyczną konieczności uzyskania 15% wytwarzanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Obecnie większość tej energii jest produkowana w elektrowniach wiatrowych, natomiast zakłada się wzrost udziału również elektrowni biomasowych, biogazowych czy fotowoltaicznych.

Z punktu widzenia niezawodności systemów elektroenergetycznych istotne jest, że produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wykorzystujących energię wiatru czy Słońca jest ograniczona dostępnością energii pierwotnej. Zatem niezawodność elektrowni wiatrowych lub fotowoltaicznych zależy nie tylko od ich struktury technologicznej i połączenia z siecią, do której dostarczają energię, ale również od warunków geoklimatycznych. Dlatego dla modelowania pracy i niezawodności elektrowni słonecznych szczególnie istotne jest modelowanie dostępności energii pierwotnej, czyli gęstości strumienia promieniowania słonecznego, które dociera do powierzchni Ziemi.

W pracy tej została podjęta próba opisanie charakteru i zmienności natężenia promieniowania słonecznego w kraju. Opracowany został również prosty model dostępności promieniowania słonecznego dla kilku wybranych stacji meteorologicznych w Polsce.

1. Analiza dostępności promieniowania słonecznego

Dostępność energii pierwotnej dla elektrowni słonecznych, czyli promieniowania słonecznego, ma dwoisty charakter. Istnieje wyraźna cykliczność zarówno dobową, jak i roczną. Jednocześnie ilość promieniowania, które dociera do powierzchni Ziemi zależy również od stopnia, w jakim chmury i zanieczyszczenie atmosfery ograniczają dostęp tej energii. Tę zmienność należy rozpatrywać jako realizację pewnego procesu stochastycznego. Dlatego należy oddzielić w natężeniu promieniowania słonecznego składnik deterministyczny, związany z dostępnością energii promieniowania Słońca na zewnętrznej granicy atmosfery, w konkretnej znanej lokalizacji oraz składnik losowy związany z ograniczeniem promieniowania przez atmosferę. Dokładny sposób oddzielenia obu

tych składników został przedstawiony w [1]. Gęstość strumienia promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi G_Z można wyznaczyć z następującej zależności:

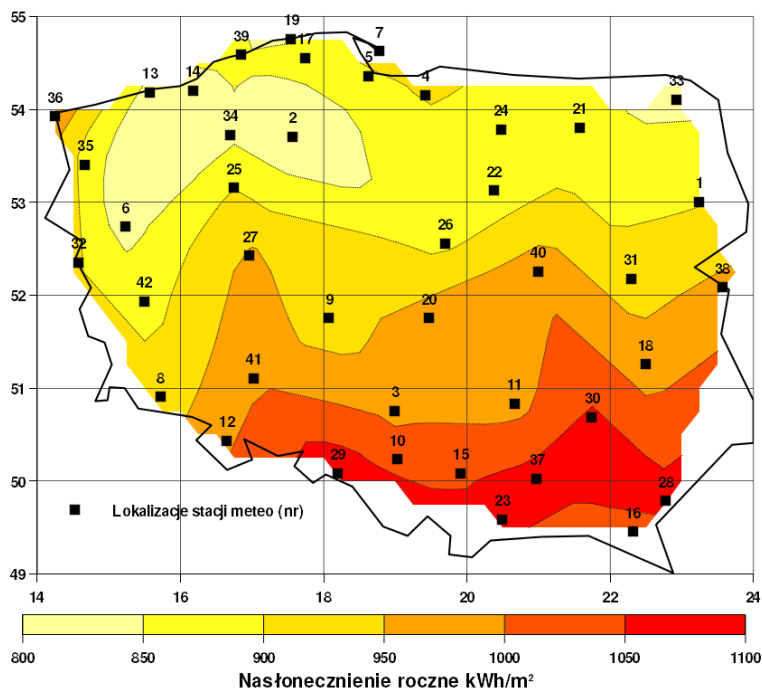
$$G_Z = k_b \cdot G_p, \quad (1)$$

gdzie: G_p jest gęstością strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2), zaś k_b jest wskaźnikiem bezchmurności.

Wskaźnik bezchmurności jest silnie powiązany z zachmurzeniem. Może przybierać wartości od 0, gdy całe promieniowanie słoneczne zostaje odbite lub pochłonięte przez atmosferę, do 1, gdy atmosfera nie ogranicza dostępu promieni słonecznych do Ziemi.

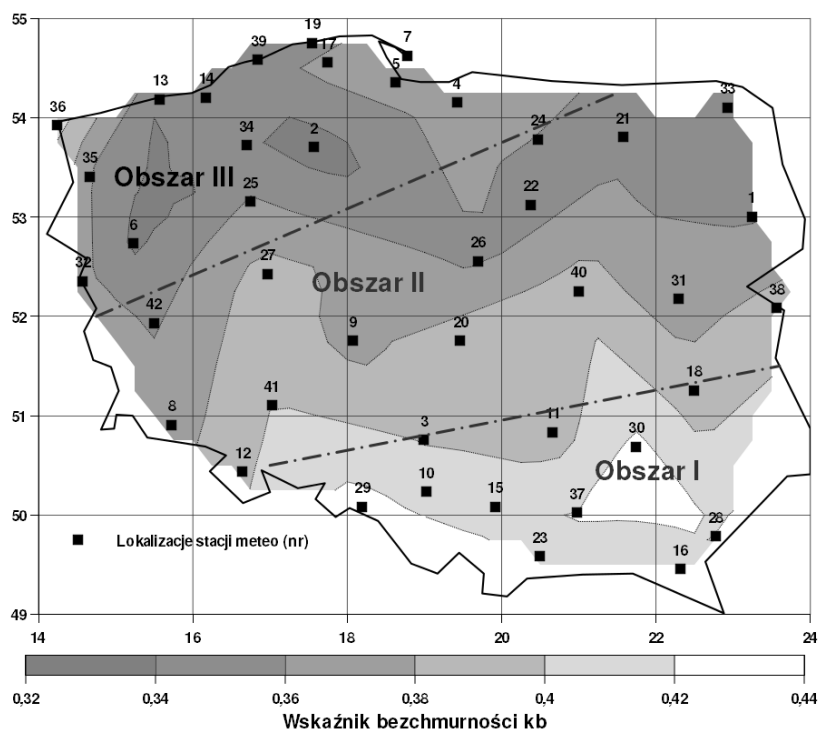
2. Analiza wskaźnika bezchmurności w Polsce

W niniejszej pracy została podjęta próba określenia, jak kształtuje się zmienność wskaźnika bezchmurności w kraju. Analiza ta została przeprowadzona na podstawie statystycznych danych klimatycznych, udostępnianych przez Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju do celów obliczeń energetycznych budynków [6].



Rys. 1. Wyznaczone roczne wartości nasłonecznienia w Polsce

Wykonano obliczenia dla 42 stacji meteorologicznych w Polsce. Korzystając z zależności przedstawionych w [1] dla każdej z 8760 godzin w roku zostały obliczone gęstości strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi G_p . Badany wskaźnik bezchmurności k_b był wyznaczany dla godzin od świtu do zmierzchu na podstawie przekształconej zależności (1), jako iloraz gęstości strumienia promieniowania dochodzącego do górnych warstw atmosfery G_p oraz gęstości strumienia docierającego do powierzchni Ziemi G_Z . Wyniki analizy statystycznej wskaźnika bezchmurności dla 42 stacji meteorologicznych zostały przedstawione w tabeli 1. Na ich podstawie zostały utworzone mapy: rocznego nasłonecznienia w Polsce (rys. 1), średniej wartości wskaźnika bezchmurności $k_{b\bar{s}r}$ (rys. 2) oraz odchylenia standardowego tego wskaźnika σk_b (rys. 3).



Rys. 2. Średnie wartości wskaźnika bezchmurności $k_{b\bar{s}r}$ w Polsce oraz proponowany podział na obszary o różnych warunkach nasłonecznienia

Uzyskane wyniki wskazują, że celowy jest podział Polski na obszary o nieco odmiennych warunkach nasłonecznienia. Można wydzielić 3 takie obszary (rys. 2): I – Polska południowo-wschodnia; II – Polska centralna oraz III – Polska północno-zachodnia.

Tabela 1

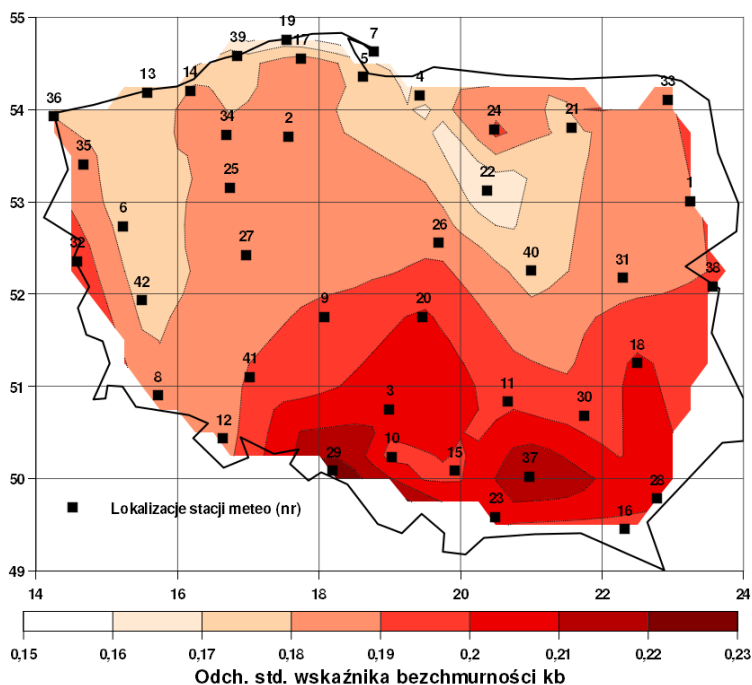
Wyznaczone parametry wskaźnika bezchmurności k_b
dla wybranych stacji meteorologicznych w Polsce

Nr stacji	Nazwa i lokalizacja stacji	E, kWh/m ² a	k_{bsr}	σk_b	q_{1kb}	q_{2kb}	q_{3kb}	d_p , dni/a	d_s , dni/a	d_z , dni/a
1	Białystok (53,00N, 23,25S)	897	0,358	0,190	0,164	0,345	0,489	118	30	217
2	Chojnice (53,70N, 17,57S)	803	0,331	0,186	0,149	0,323	0,456	118	21	226
3	Częstochowa (50,75N, 19,00S)	990	0,399	0,207	0,168	0,401	0,542	73	87	205
4	Elbląg (54,15N, 19,43S)	900	0,372	0,167	0,268	0,346	0,479	87	26	252
5	Gdańsk (54,35N, 18,63S)	886	0,371	0,178	0,228	0,363	0,491	69	17	279
6	Gorzów W. (52,73N, 15,23S)	830	0,336	0,176	0,158	0,329	0,453	115	32	218
7	Hel (54,62N, 18,78S)	928	0,382	0,166	0,272	0,378	0,490	70	15	280
8	Jelenia Góra (50,90N, 15,73S)	921	0,370	0,182	0,184	0,350	0,483	86	54	225
9	Kalisz (51,75N, 18,08S)	919	0,373	0,192	0,194	0,346	0,485	81	42	242
10	Katowice (50,23N, 19,03S)	1019	0,406	0,195	0,282	0,400	0,527	55	77	233
11	Kielce (50,83N, 20,67S)	981	0,390	0,198	0,189	0,361	0,518	71	66	228
12	Kłodzko (50,43N, 16,65S)	994	0,397	0,186	0,287	0,390	0,516	59	76	230
13	Kołobrzeg (54,18N, 15,58S)	826	0,339	0,172	0,185	0,327	0,441	112	14	239
14	Koszalin (54,20N, 16,18S)	827	0,344	0,182	0,163	0,333	0,465	105	24	236
15	Kraków (50,08N, 19,92S)	1045	0,414	0,199	0,282	0,404	0,545	59	83	223
16	Lesko (49,45N, 22,32S)	1020	0,404	0,194	0,234	0,397	0,537	56	83	226
17	Lębork (54,55N, 17,75S)	870	0,368	0,189	0,182	0,368	0,499	87	35	243
18	Lublin (51,25N, 22,50S)	974	0,389	0,202	0,171	0,364	0,534	88	59	218
19	Łeba (54,75N, 17,55S)	847	0,354	0,165	0,214	0,351	0,468	81	16	268
20	Łódź (51,75N, 19,47S)	978	0,392	0,202	0,178	0,386	0,524	85	55	225
21	Mikołajki (53,80N, 21,58S)	850	0,351	0,178	0,178	0,340	0,476	100	19	246
22	Mława (53,12N, 20,38S)	867	0,351	0,161	0,199	0,348	0,452	86	19	260
23	Nowy Sącz (49,58N, 20,50S)	1061	0,419	0,203	0,278	0,417	0,547	53	100	212
24	Olsztyn (53,78N, 20,48S)	883	0,359	0,194	0,161	0,345	0,503	115	29	221
25	Piła (53,15N, 16,75S)	902	0,362	0,183	0,176	0,359	0,489	91	21	253
26	Płock (52,55N, 19,70S)	890	0,357	0,188	0,159	0,344	0,499	97	28	240
27	Poznań (52,42N, 16,97S)	961	0,389	0,184	0,240	0,395	0,507	70	44	251
28	Przemyśl (49,78N, 22,78S)	1072	0,422	0,204	0,271	0,430	0,552	56	100	209
29	Racibórz (50,08N, 18,20S)	1086	0,427	0,224	0,172	0,428	0,581	62	115	188
30	Sandomierz (50,68N, 21,75S)	1060	0,425	0,195	0,305	0,426	0,552	41	78	246
31	Siedlce (52,17N, 22,30S)	924	0,370	0,186	0,175	0,356	0,503	85	32	248
32	Słubice (52,35N, 14,58S)	898	0,364	0,196	0,158	0,344	0,503	98	43	224
33	Suwałki (54,10N, 22,93S)	837	0,343	0,189	0,153	0,334	0,476	120	32	213
34	Szczecinek (53,72N, 16,70S)	839	0,342	0,182	0,159	0,334	0,471	110	29	226
35	Szczecin (53,40N, 14,67S)	863	0,358	0,182	0,179	0,344	0,477	93	38	234
36	Świnoujście (53,92N, 14,25S)	984	0,406	0,180	0,290	0,402	0,516	47	39	279
37	Tarnów (50,02N, 20,98S)	1071	0,421	0,221	0,172	0,420	0,577	61	87	217
38	Terespol (52,08N, 23,57S)	962	0,387	0,190	0,197	0,385	0,507	75	47	243
39	Ustka (54,58N, 16,85S)	862	0,354	0,175	0,192	0,346	0,474	93	16	256
40	Warszawa (52,25N, 21,00S)	978	0,390	0,176	0,274	0,393	0,507	66	47	252
41	Wrocław (51,10N, 17,03S)	993	0,400	0,191	0,268	0,390	0,530	67	69	229
42	Zielona Góra (51,93N, 15,50S)	878	0,358	0,176	0,177	0,341	0,474	90	32	243

E – roczne natężenie promieniowania słonecznego; k_{bsr} – średnia wartość wskaźnika bezchmurności; σk_b – odchylenie standardowe wskaźnika bezchmurności; q_{1kb} , q_{2kb} , q_{3kb} – pierwszy, drugi (mediana) i trzeci kwartyl wskaźnika bezchmurności; d_p – roczna liczba dni pochmurnych ($k_b < 0,35$), d_s – roczna liczba dni słonecznych ($k_b > 0,35$), d_z – roczna liczba dni ze zmiennym zachmurzeniem.

Największe roczne nasłonecznienie w Polsce występuje na południu: w Małopolsce, na Podkarpaciu i na Górnym Śląsku. Na tych terenach obliczone wartości nasłonecznienia przekraczają 1000 kWh/m². Najniższym nasłonecznieniem charakteryzują się tereny województwa zachodniopomorskiego, gdzie roczne nasłonecznienie jest poniżej 850 kWh/m².

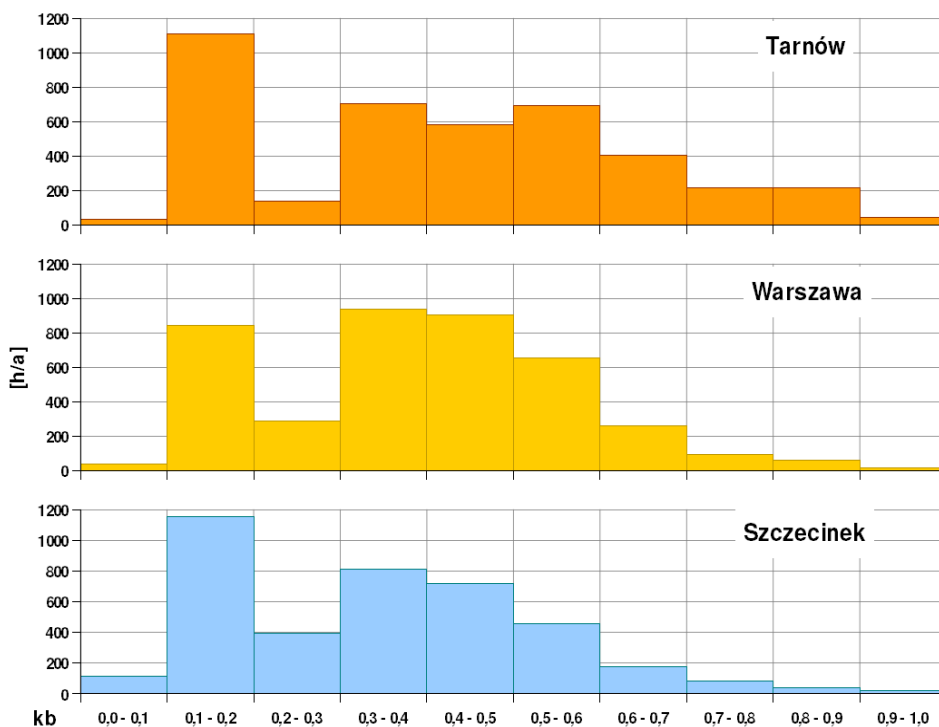
Wartości średnie wskaźnika bezchmurności są silnie związane z rocznym nasłonecznieniem. W południowej Polsce średnia wartość wskaźnika bezchmurności przekracza 0,42; co oznacza że przeciętnie ponad 40% energii promieniowania słonecznego dociera do powierzchni Ziemi. W północno-zachodniej Polsce wskaźnik ten nie przekracza 0,34. Wartości odchylenia standardowego wskaźnika bezchmurności σk_b świadczą o zmienności nasłonecznienia. Okazuje się, że największą zmiennością zachmurzenia charakteryzują się w Polsce tereny bardziej nasłoneczone (w południowo-wschodniej części kraju odchylenie standardowe wskaźnika bezchmurności przekracza 0,2). Dla badanych stacji wyznaczona została również: liczba dni (umownie) pochmurnych d_p , gdy wartość wskaźnika bezchmurności k_b przez cały dzień nie przekraczała 0,35; liczba dni słonecznych d_s , gdy $k_b > 0,35$ oraz liczba dni ze zmiennym zachmurzeniem d_z (tabela 1).



Rys. 3. Odchylenie standardowe wskaźnika bezchmurności σk_b w Polsce

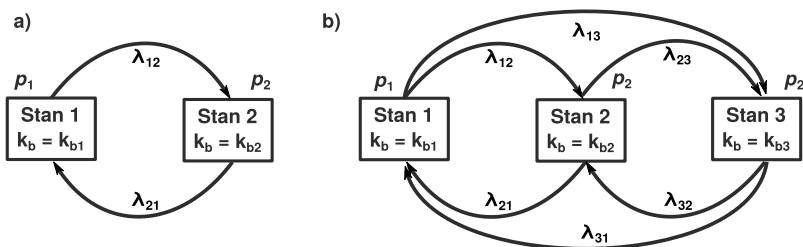
3. Model dostępności energii promieniowania słonecznego

Dla każdego z trzech proponowanych wcześniej obszarów kraju zostały stworzone modele dostępności energii pierwotnej. Wybrane zostały następujące lokalizacje, jako charakterystyczne dla obszaru: w obszarze I - Tarnów, w obszarze II - Warszawa i w obszarze III - Szczecinek. Na rys. 4 przedstawiono histogramy wartości wskaźnika bezchmurności k_b dla tych miejscowości.



Rys. 4. Histogramy wartości wskaźnika bezchmurności k_b dla stacji meteorologicznych reprezentujących proponowane obszary w Polsce: Tarnowa (obszar I), Warszawy (obszar II) oraz Szczecinka (obszar III)

Do modelowania wskaźnika bezchmurności użyto metody procesów Markowa (rys. 5) [2, 4-5]. W przypadku modelu dwustanowego zostały wyróżnione dwa stany wskaźnika bezchmurności, 1 i 2, dla których przyjmowane wartości wskaźnika wynoszą odpowiednio k_{b1} i k_{b2} . Wyznaczone zostały również intensywności przejść pomiędzy stanami λ_{12} oraz λ_{21} , graniczne prawdopodobieństwa przebywania w poszczególnych stanach odpowiednio: p_1 i p_2 oraz średnie czasy przebywania w danym stanie T_1 i T_2 (tabela 2). Analogiczne parametry zostały obliczone również dla modelu trójstanowego (tabela 3).



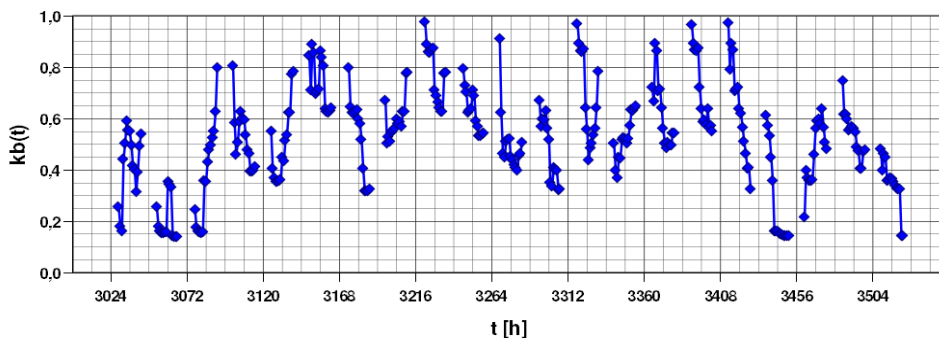
Rys. 5. Schematy łańcuchów Markowa użytych do modelowania wskaźnika bezchmurności k_b .
a – model dwustanowy, b – model trójstanowy

Algorytm wyznaczania parametrów modeli był następujący. Na podstawie danych meteorologicznych [6] został obliczony ciąg wartości wskaźnika bezchmurności:

$$k_b(t) = G_p(t) / G_Z(t), \quad (2)$$

gdzie: $t = 1, 2, \dots, n$ – zbiór chwil, w równych odstępach czasowych, dla których zostały wykonane pomiary natężenia promieniowania słonecznego; n – liczba pomiarów (dla 1 roku i danych godzinnych $n = 8760$); $G_p(t)$ – zmierzona wartość natężenia promieniowania słonecznego w chwili t (w W/m^2), $G_Z(t)$ – wyznaczona teoretycznie (na podstawie zależności podanych w [1]) gęstość strumienia promieniowania słonecznego docierającego w chwili t do górnych warstw atmosfery (w W/m^2).

$G_Z(t)$ jest nieokreślone dla godzin nocnych. Przykład wyznaczonego ciągu wartości wskaźnika bezchmurności przedstawiono na rys. 6.



Rys. 6. Wyznaczony ciąg wartości wskaźnika bezchmurności $k_b(t)$ dla wybranych godzin, dla stacji Tarnów

Kolejny etap stanowi przydzielenie poszczególnych wyrazów wyznaczonego ciągu do klas odpowiadających kolejnym stanom. Przyjęto, że w przypadku modelu dwustanowego wartości mniejsze niż 0,35 odpowiadają stanowi 1, zaś większe należą do drugiej klasy, odpowiadającej stanowi 2. W przypadku modelu trójstanowego do pierwszej klasy zaliczają się wartości z przedziału

$<0; 0,35$), do drugiej klasy $<0,35; 0,6$), zaś trzecią stanowią te wartości, gdzie $k_b(t) \geq 0,6$. Następnie wyznaczono częstości oraz intensywności przejść pomiędzy poszczególnymi stanami λ_{ij} .

$$\lambda_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sum_{k=1}^N f_{ik}}, \quad (3)$$

gdzie: N – liczba stanów, λ_{ij} – intensywność przejść ze stanu i do j , f_{ij} – częstość przejść ze stanu i do stanu j w ciągu wyznaczonych wartości wskaźnika $k_b(t)$.

Prawdopodobieństwa graniczne (stacjonarne) przebywania w stanie i wyznaczano korzystając z zależności [4-5]:

$$\mathbf{0} = \mathbf{\Pi} \mathbf{\Lambda}, \quad (4)$$

gdzie: $\mathbf{\Pi}$ – wektor kolumnowy granicznych (stacjonarnych) prawdopodobieństw stanów procesu, $\mathbf{\Lambda}$ – macierz intensywności przejść:

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} -\sum_{j=2}^N \lambda_{j1} & \lambda_{12} & \dots & \lambda_{1N} \\ \lambda_{21} & -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^m \lambda_{j2} & \dots & \lambda_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \lambda_{N1} & \lambda_{N2} & \dots & -\sum_{j=1}^{N-1} \lambda_{jN} \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Dla uniknięcia nieoznaczoności układu (4) należy usunąć jedno równanie i zastąpić je warunkiem:

$$\sum_{i=1}^N p_i = 1. \quad (6)$$

Korzystając z zależności (4)-(6) dla modelu dwustanowego uzyskuje się następujące zależności na prawdopodobieństwa graniczne przebywania w stanie odpowiednio 1 i 2:

$$p_1 = \frac{\lambda_{21}}{\lambda_{12} + \lambda_{21}} \text{ oraz } p_2 = \frac{\lambda_{12}}{\lambda_{12} + \lambda_{21}}. \quad (7)$$

Średnie czasy przebywania w stanie i wyznaczono z zależności:

$$T_i = \frac{1}{\lambda_{ii}}. \quad (8)$$

Tabela 2

Wyznaczone parametry modelu dwustanowego dostępności energii pierwotnej

Nr stanu i	k_{bi}	$\lambda_{ij}, 1/h$		T_i, h	p_i
		ze stanu $j=1$	ze stanu $j=2$		
Tarnów (obszar I)					
1	0,13	0,900	0,100	10,00	0,600
2	0,85	0,150	0,850	6,66	0,400
Warszawa (obszar II)					
1	0,16	0,873	0,127	7,90	0,583
2	0,71	0,177	0,823	5,65	0,417
Szczecinek (obszar III)					
1	0,24	0,855	0,145	6,88	0,457
2	0,43	0,123	0,877	8,16	0,543

Tabela 3

Wyznaczone parametry modelu trójstanowego dostępności energii pierwotnej

Nr stanu i	k_{bi}	$\lambda_{ij}, 1/h$			T_i, h	p_i
		$j=1$		$j=2$		
Tarnów (obszar I)						
1	0,20	0,850	0,123	0,028	6,66	0,400
2	0,48	0,144	0,761	0,095	4,18	0,386
3	0,74	0,020	0,202	0,778	4,49	0,214
Warszawa (obszar II)						
1	0,22	0,823	0,154	0,023	5,65	0,417
2	0,46	0,153	0,806	0,041	5,15	0,477
3	0,71	0,007	0,268	0,725	3,64	0,106
Szczecinek (obszar III)						
1	0,20	0,877	0,112	0,011	8,16	0,543
2	0,46	0,175	0,781	0,044	4,56	0,377
3	0,71	0,003	0,277	0,720	3,57	0,080

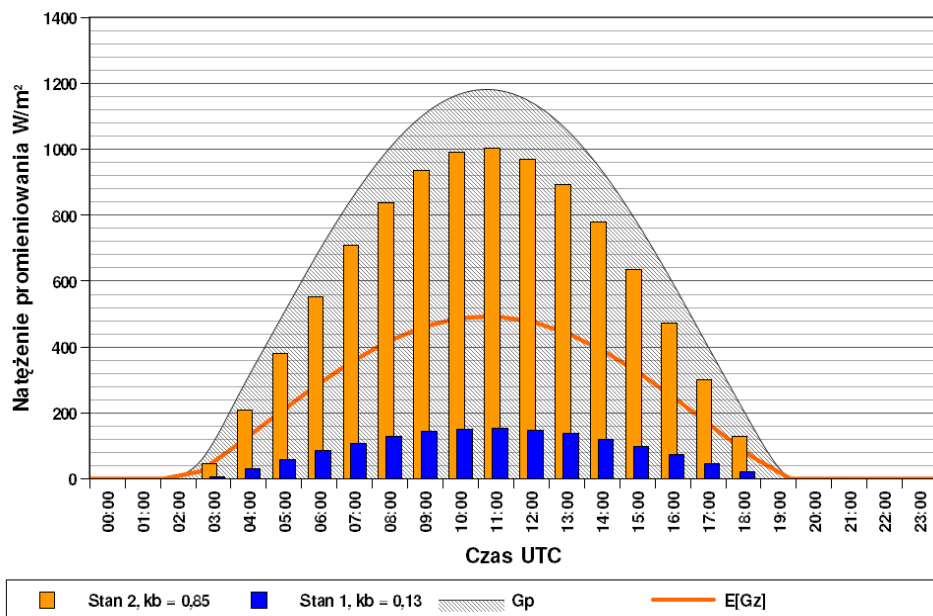
Przeprowadzone analizy pozwalają na modelowanie dostępności energii pierwotnej, a co za tym idzie również zachowania się elektrowni fotowoltaicznej, przy użyciu tylko jednej zmiennej losowej – wskaźnika bezchmurności k_b . Można zastosować analogiczne podejście, jak w przypadku modelowania zmienności prędkości wiatru [3], wykorzystując metodę procesów Markowa. Dysponując takim modelem (dane jak w tabeli 2 lub 3) można wygenerować szereg wartości natężenia promieniowania docierającego do panelu fotowoltaicznego. Algorytm postępowania jest następujący:

1. Wylosuj stan początkowy. Prawdopodobieństwo stanu i jest równe p_i .
2. Na podstawie wylosowanego stanu przyjmij wartość wskaźnika bezchmurności k_b równą k_{bi} .
3. Korzystając z zależności przedstawionych w [1] oblicz gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi G_p . Uzyskana wartość gęstości strumienia promieniowania słonecznego w analizowanym

okresie 1 godziny. jest równa iloczynowi obu wyznaczonych wielkości, zgodnie z zależnością (1).

4. Wylosuj kolejny stan. Prawdopodobieństwo przejścia z i -tego stanu do j -tego wynosi λ_{ij} .
5. Powtarzaj kroki od 2 do 4 odpowiednią liczbę razy. Aby uzyskać model natężenia promieniowania słonecznego dla 1 roku, należy powyższe kroki wykonać 8760 razy.

Można również wykorzystać uzyskane modele dostępności energii pierwotnej do modelowania niezawodności elektrowni słonecznych. Można np. utworzyć modele dwu lub trójstanowe, gdzie moc generowana i prawdopodobieństwa będą wynikać z założonych dwóch lub trzech prawdopodobnych poziomów wskaźnika bezchmurności k_b . W godzinach nocnych należy przyjąć moc generowaną równą 0. Można nieco uprościć ten model, przyjmując że o tej samej godzinie tygodnia lub miesiąca prawdopodobieństwa i poziomy mocy generowanej są zbliżone. Należy wówczas wyznaczyć te parametry odrębnie dla każdej godziny w pewnym reprezentatywnym dniu (np. 15 dzień miesiąca). Na rys. 7 przedstawiono przykład modelu dostępności energii promieniowania słonecznego w Tarnowie w dniu 15 czerwca.



Rys. 7. Model dwustanowy dostępności energii pierwotnej (natężenia promieniowania słonecznego) w Tarnowie w dniu 15 czerwca: G_p – natężenie promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery, $E[G_z]$ – wartość oczekiwana natężenia promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi, k_b – współczynnik bezchmurności

4. Wnioski

Dostępna ilość energii promieniowania słonecznego zależy w danej chwili od znanej ilości energii docierającej do górnych warstw atmosfery oraz przenikalności atmosfery. Przenikalność tę można scharakteryzować za pomocą wskaźnika bezchmurności k_b . W pracy została wykonana analiza statystyczna tego wskaźnika w Polsce, z wykorzystaniem danych zawartych w „typowych latach meteorologicznych” [6] udostępnianych przez Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju. Wartość średnia wskaźnika k_b zawiera się pomiędzy 0,32 a 0,44. Oznacza to, że do powierzchni Ziemi dociera pomiędzy 32% a 44% dostępnej energii promieniowania. Najniższymi wartościami tego wskaźnika charakteryzują się obszary Pomorza Zachodniego. Najwyższe wartości osiąga on w Małopolsce i na Podkarpaciu. Ze względu na różnorodność charakteru dostępu energii promieniowania słonecznego w kraju można wyróżnić trzy obszary charakterystyczne: I – południowa Polska, II – obszar Polski centralnej oraz III – polska północno-zachodnia. Dla tych obszarów przyjęto jako reprezentatywne odpowiednio miasta: Tarnów, Warszawę oraz Szczecinek. W tych miejscowościach wyznaczone zostały parametry modelu dwu- oraz trójstanowego dostępności energii pierwotnej. Wyniki te można wykorzystać do modelowania dostępności energii promieniowania słonecznego w kraju, czy też do analiz niezawodności systemu elektroenergetycznego uwzględniających rozwijającą się energetykę słoneczną.

Literatura

- [1] Marchel P., Paska J.: Modelowanie niezawodności elektrowni fotowoltaicznych. Rynek Energii. Nr 2, 2014.
- [2] Norris J.R.: Markov Chains, Cambridge University Press, 1998.
- [3] Paska J., Marchel P.: Modelowanie niezawodności elektrowni wiatrowych z wykorzystaniem prędkości wiatru dla typowego roku meteorologicznego. Rynek Energii. Nr 1, 2011.
- [4] Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
- [5] Sheldon M. Ross.: Stochastic Processes. John Wiley & Sons. New York 1996.
- [6] Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków ze strony Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju,
http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_teknika/efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/strony/start.aspx

Józef PASKA, Mariusz KŁOS, Karol PAWLAK
Politechnika Warszawska

METODYKA OCENY EKONOMICZNEJ MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Magazynowanie energii w ostatnich latach cieszy się coraz większym zainteresowaniem, zarówno ze strony operatorów sieci elektroenergetycznych, jak i samych wytwórców energii. Od dłuższego czasu trwają wyłożone prace nad rozwiązaniem problemu gromadzenia znacznych ilości energii, i późniejszego jej wykorzystania w celu usprawnienia procesów zarządzania systemem elektroenergetycznym w ujęciu technicznym i ekonomicznym (uelastycznienia funkcjonowania rynku energii).

Jak dotąd największymi zasobnikami energii, które są wykorzystywane na potrzeby systemów elektroenergetycznych są elektrownie szczytowo pompowe, ale ich liczba jest ograniczona ze względu na dostępność dogodnych lokalizacji umożliwiających magazynowanie odpowiedniej ilości wody (w „górnym” zbiorniku). Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że są to duże jednostki, które bezpośrednio współpracują z siecią przesyłową. Inne technologie, bazujące na bateriach akumulatorów, superkondensatorach, sprężonym powietrzu i masach wirujących umożliwiają budowę mniejszych jednostek dedykowanych do współpracy z sieciami dystrybucyjnymi i pracy w mikrosystemach odbiorcy końcowego - „prosumenta”.

Korzyści jakie płyną z zastosowania zasobników energii w systemie są następujące [2-3, 6]:

1. Wsparcie odnawialnych źródeł energii - przechowywanie energii może ograniczyć wahania wprowadzania do systemu energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych (PV) i umożliwia sprzedaż energii ze źródeł odnawialnych w okresach kiedy energia elektryczna jest najdroższa.
2. Poprawa parametrów jakościowych i niezawodnościowych (pewności zasilania) energii elektrycznej w KSE. Magazynowanie pozwoli również na utrzymanie zasilania w sytuacji braku dostępu do energii z tradycyjnych źródeł.
3. Wsparcie w procesach regulacji mocy czynnej a w szczególności mocy biernej w KSE, korekcja współczynnika mocy i sterowanie poziomem napięcia. Poprzez zastosowanie zaawansowanych przekształtników energoelektronicznych (sprzęgów systemowych) układy zasobników dają możliwość szybkiej zmiany mocy biernej oraz mocy czynnej.

4. Możliwość (przy znacznym rozproszeniu instalacji) wyrównywania obciążenia w KSE. Energia elektryczna jest pobierana przez zasobnik w okresach doliny obciążenia (zakup może być dokonywany z elektrowni pracujących w podstawie) i wprowadzana do sieci w okresach szczytów obciążenia. Korzyści polegają na poprawie współczynnika obciążenia, przesunięciu w czasie wprowadzania generacji, oraz zmniejszonym zakupie energii w godzinach szczytu z jednostek regulacyjnych.
5. Możliwość inicjacji szybkiej zmiany obciążenia w czasie rzeczywistym. Zasobniki energii umożliwiają szybką reakcję na zmiany obciążenia w systemie, zmniejszając tym samym w pewnym zakresie potrzebę śledzenia tych zmian i reagowania na nie przez regulacyjne jednostki wytwórcze.
6. Możliwość zarządzania mocą i energią wprowadzaną do sieci. Duże przepływy mocy ze źródeł niestabilnych mogą być opóźniane poprzez magazynowanie produkowanej w tych źródłach energii elektrycznej, aż do momentu wystąpienia zwiększonego zapotrzebowania w systemie.
7. Możliwość rezerwowania dostaw. Ze względu na zdolność do szybkiego wejścia do pracy zasobniki energii mogą działać jako gorąca rezerwa dla systemu zmniejszając stopień wykorzystania innych „bardziej kosztownych” źródeł energii.
8. Odroczenie konieczności budowy nowych zdolności przesyłowych. Prawdłowo rozmieszczone w KSE zasobniki energii mogą być ładowane poza godzinami szczytu, powodując zmniejszenie szczytowego obciążenia linii przesyłowych i skuteczne zwiększenie zdolności przesyłowych.
9. Odroczenie konieczności budowy nowych szczytowych źródeł wytwórczych - mniej jednostek jest potrzebnych do pokrycia zapotrzebowania szczytowego.
10. Wsparcie generacji rozproszonej. Magazynowanie energii pozwala na lepsze wykorzystanie generacji rozproszonej, takiej jak mikroturbiny i ogniwa paliwowe, które mogą być eksploatowane przy stałej mocy w swojej najwyższej wydajności, co oznacza zmniejszenie zużycia paliwa i emisji spalin.
11. Zdolność do użycia w przypadku black-startu. Zasobniki energii mogą zostać użyte do uruchomienia bloków energetycznych bez dostawy energii od strony sieci (praca jako wzorzec napięcia).
12. Redukcja zużycia paliwa - użycie zasobników zmniejsza wykorzystanie szczytowych bloków energetycznych.
13. Korzyści dla środowiska - redukcja zużycia paliwa wpływa na zmniejszenie emisji do atmosfery szkodliwych związków, będących produktami spalania paliw konwencjonalnych.

Pomimo powyższych zalet technicznych magazynowanie energii elektrycznej jest obecnie uważane za zbyt kosztowne by stosować je na dużą skalę. Należy jednak zauważyć, że koszty technologii magazynowania spadają i ich zastosowanie staje się coraz bardziej prawdopodobne [2-3, 6].

W artykule przedstawiono metodykę prostego modelowania kosztów budowy i funkcjonowania niewielkich magazynów energii, które mogłyby być zastosowane jako element uzupełniający dla źródeł odnawialnych (usprawniający ich pracę).

1. Metodyka szacowania kosztów budowy i funkcjonowania zasobników energii

Stosowanie zasobników energii elektrycznej wiąże się z dodatkowymi kosztami wynikającymi z nakładów inwestycyjnych niezbędnych do wybudowania magazynu energii oraz kosztów związanych z pracą zasobników obejmujących koszty energii elektrycznej potrzebnej do naładowania zasobnika i kosztów potrzeb własnych.

Aby określić nakłady inwestycyjne należy w pierwszej kolejności określić pojemność zasobnika, który ma współpracować z siecią elektroenergetyczną [2, 8].

Dobór pojemności zasobnika zależy od przeznaczenia i warunków współpracy z KSE (wymagań systemowych). Musi być ona dokładnie określona z uwzględnieniem czasów rozładowania, głębokości rozładowania oraz sprawności cyklu konwersji energii dla wybranej technologii [8]. Pojemność zasobnika można wyznaczyć z zależności:

$$E_{ss} = d_{o-ss} \frac{E_{load}}{8760 \eta_{ss}} \frac{1}{DoD_L} \quad (1)$$

gdzie: E_{ss} - pojemność zasobnika; d_{o-ss} - czas rozładowania; E_{load} - roczna ilość energii dostarczona przez zasobnik do sieci; η_{ss} - sprawność cyklu konwersji energii dla danej technologii; DoD_L - głębokość rozładowania.

Roczną ilość energii dostarczonej do sieci z układu zasobnika wyznacza się z zależności:

$$E_{load} = 365 d_o N_{load} \quad (2)$$

gdzie: d_o - dobową liczbą godzin pracy generacyjnej zasobnika; N_{load} - moc nominalna na wyjściu zasobnika przeznaczona do wprowadzenia do sieci. Moc nominalną zasobnika wyznacza się z zależności:

$$N_{ss} = \frac{N_{load}}{\eta_p} \quad (3)$$

gdzie: N_{ss} - moc nominalna zasobnika; η_p - sprawność całkowita układu uwzględniająca potrzeby własne i straty sieciowe.

Kolejnym krokiem jest określenie nakładów inwestycyjnych, które mogą być wyrażone w funkcji zdolności do magazynowania energii przez zasobnik i nominalnej mocy wyjściowej zasobnika [8]. Równanie opisują dwa współczynniki definiowane dla każdej technologii, przy czym pierwszy c_e wyrażony jest w zł/kWh i związany jest z pojemnością a drugi c_p , wyrażony w zł/kW jest związany z mocą zasobnika.

Finalne równanie przedstawia przyszłą wartość nakładów inwestycyjnych po n latach „życia” projektu inwestycyjnego. Dodatkowym elementem, który został wprowadzony do formuły jest potencjalne wsparcie ze strony instytucji rządowych związane z rozwojem OZE.

$$IC_n = IC_{ss}(1-\gamma)(1+i)^n = (c_e E_{ss} + c_p N_{ss})(1-\gamma)(1+i)^n \Rightarrow$$

$$\Rightarrow IC_n = \left(c_e d_{o-ss} \frac{E_{load}}{8760 \eta_{ss}} \frac{1}{DoD_L} + c_p \frac{N_{load}}{\eta_p} \right) (1-\gamma)(1+i)^n \quad (4)$$

gdzie: IC_n - przyszła wartość nakładów inwestycyjnych; IC_{ss} - nominalna wartość nakładów inwestycyjnych; γ - udział wsparcia instytucji rządowych; i - oczekiwana minimalna stopa zwrotu z inwestycji (stopa dyskonta).

Kolejnym składnikiem kosztów, jakie zostaną poniesione przez operatora magazynu energii, jest koszt zakupu energii do naładowania zasobnika.

$$EC_{in} = \frac{E_{load}}{\eta_{ss}} c_{in} \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1+w)}{(1+i)} \right)^j (1+i)^n \quad (5)$$

gdzie: EC_{in} - wartość energii wykorzystanej do ładowania zasobnika; c_{in} - cena energii elektrycznej do ładowania zasobnika; w - średnioroczny wzrost cen energii elektrycznej.

Ostatnim składnikiem kosztów związanych z eksploatacją zasobników w zakładanym okresie życia instalacji jest koszt obsługi i serwisu. Koszt ten można podzielić na koszty stałe i zmienne. Koszty stałe są związane z planowanymi przeglądami i planowymi remontami zasobnika. Koszty zmienne są związane ze zużywaniem się zasobnika wraz z liczbą cykli pracy i ewentualnymi potrzebami wymianami kluczowych elementów [8].

$$FC_{ss} = IC_{ss} m \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1+g_{ss})}{(1+i)} \right)^j (1+i)^n + c_f E_{load} \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1+e_f)}{(1+i)} \right)^j (1+i)^n \quad (6)$$

gdzie: FC_{ss} - koszty stałe obsługi i serwisu; m - współczynnik kosztów stałych obsługi i serwisu; g_{ss} - wzrost kosztów stałych obsługi i serwisu; c_f - jednostkowy koszt paliwa wykorzystywanego w instalacji CAES; e_f - wzrost jednostkowego kosztu paliwa.

Drugi człon zależności (6) występuje jedynie dla zasobników CAES.

Reasumując, przyszły koszt związany z magazynowaniem energii w zasobniku (wyłączając zmienne koszty obsługi i serwisu) w ciągu n lat wyniesie:

$$C_{ss} = IC_{ss} \left\{ (1 - \gamma) + m \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1 + g_{ss})}{(1 + i)} \right)^j \right\} (1 + i)^n + E_{load} \left\{ \frac{c_{in}}{\eta_{ss}} \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1 + w)}{(1 + i)} \right)^j + c_f \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1 + e_f)}{(1 + i)} \right)^j \right\} (1 + i)^n \quad (7)$$

gdzie: C_{ss} - całkowity przyszły koszt inwestycji.

Ostatecznie, aby uzyskać jednostkowy koszt energii w zł/kWh z zasobnika należy całkowity koszt związany z budową i funkcjonowaniem instalacji podzielić przez całkowitą ilość oddawanej przez zasobnik energii elektrycznej.

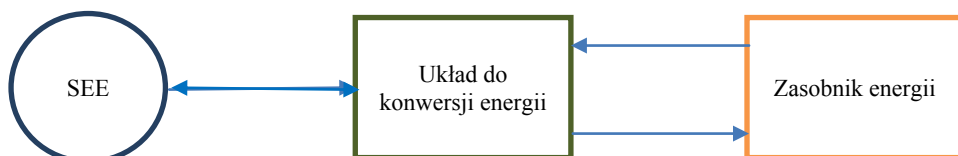
$$c_{ss} = \frac{C_{ss}}{E_{load} \cdot \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1 + w)}{(1 + i)} \right)^j \cdot (1 + i)^n} \quad (8)$$

gdzie: c_{ss} - jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej; w - wskaźnik wzrostu cen energii elektrycznej.

2. Metodyka uproszczona oceny kosztów budowy i funkcjonowania zasobników energii

Innym sposobem szybkiej oceny kosztów budowy i funkcjonowania zasobników jest analiza zaproponowana przez autorkę raportu Energy Storage Systems Cost Update, A Study for the DOE Energy Storage Systems Program [7].

Na rysunku 1 została przedstawiona idea obliczenia składników kosztu zasobników energii.



Rys. 1. Główne elementy układu wytwórczego z zasobnikiem energii [7]

W tej metodzie nakłady inwestycyjne oblicza się jako sumę nakładu na urządzenie do konwersji energii (C_{pcs}) i nakładu na budowę zasobnika ($C_{storage}$):

$$C_{total}(zł) = C_{pcs}(zł) + C_{storage}(zł) \quad (9)$$

Nakład związany z budową układu do konwersji (przetwornika) energii zależy od mocy zasobnika.

$$C_{pcs}(zł) = c_{pcs}(zł/kW) \cdot N_{ss}(kW) \quad (10)$$

Nakład na budowę zasobnika energii jest proporcjonalny do jego pojemności.

$$C_{storage}(zł) = c_{storage}(zł/kWh) \cdot E_{ss}(kWh) \quad (11)$$

W najprostszym przypadku możemy przyjąć, że E_{ss} jest to iloczyn mocy N_{ss} i czasu t rozładowania zasobnika.

W związku z tym, że w każdym układzie technologicznym występują straty wzór (11) przyjmuje postać:

$$C_{storage}(zł) = c_{storage}(zł/kWh) \cdot (E_{ss}(kWh)/\eta) \quad (12)$$

gdzie: η - oznacza sprawność układu zasobnika.

Mając obliczone na podstawie (9) całkowite nakłady inwestycyjne i znając moc zasobnika w kW możemy określić jednostkowe nakłady inwestycyjne:

$$c_{system}(zł/kW) = C_{total}(zł)/N_{ss}(kW) \quad (13)$$

Kolejnym elementem analizy jest określenie kosztu cyklu życia zasobnika, który zawiera: nakłady kapitałowe, koszty obsługi i serwisu, koszty zakupu energii na potrzeby ładowania zasobnika i koszty utylizacji [7].

Ostatnim elementem jest obliczenie wskaźnika wartości bieżącej nakładów dla okresu eksploatacji (np. 10-letniego) zasobnika energii.

$$PW_{factor} = \sum_{j=1}^{10} \frac{(1+e)^j}{(1+d)^j} \quad (14)$$

gdzie: e – stopa inflacji; d – stopa dyskonta; j – rok.

W tabeli 1 przedstawiono nakłady i koszty związane z funkcjonowaniem wybranych typów zasobników energii.

Tabela 1

Koszty wybranych technologii zasobników [7]

Technologia	Koszty układu zasobnika		Sprawność układu, %	Liczba cykli
	c_{pcs} , zł/kW	$c_{storage}$, zł/kWh		
Baterie kwasowo-ołowiowe	1520	1254	80	2000
Baterie sodowo-siarkowe	1330	1330	75	3000
Baterie kwasowo-ołowiowe z elektrodami „węglowymi”	1520	1254	75	20000
Baterie cynkowo-bromowe	1520	1520	70	3000
Baterie przepływowe typu REDOX	1520	2280	65	5000
Baterie litowo-jonowe	1520	2280	85	4000
Pneumatyczne ZE (CAES)	2660	19	70	25000
Elektrownie szczytowo-pompowe	4560	285	85	25000
Kinetyczne ZE	2280	6080	95	25000
Superkondensatory	1900	38000	95	25000

3. Wybrane aspekty ekonomiczne zasobników energii dla odnawialnych źródeł energii i bilansowania systemu

Oceniając efektywność ekonomiczną komercyjnego zastosowania zasobników energii należy brać pod uwagę szereg aspektów, które z punktu widzenia inwestora mogą mieć wpływ na podjęcie decyzji o wyposażeniu w zasobniki planowanej inwestycji. Podstawowymi zagadnieniami, które należy rozważyć są:

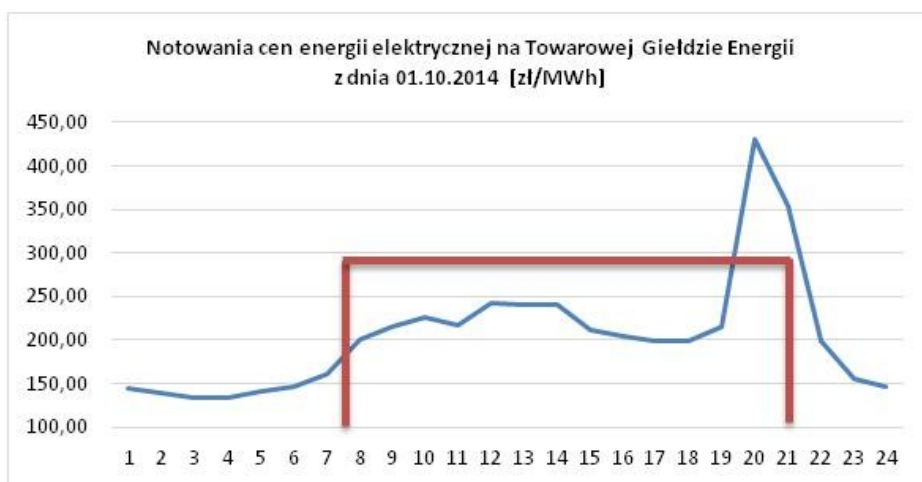
1. Możliwość uzyskania warunków przyłączenia w zakładanej lokalizacji;
2. Sytuacja sieciowa determinująca stabilność wyprowadzenia mocy z planowanej elektrowni.
3. Możliwości ekonomiczne umieszczenia wyprodukowanej energii na rynku przy zakładanej stopie zwrotu z inwestycji.
4. Dodatkowe przychody z tytułu realizacji usług systemowych.

Pierwsze z zagadnień jest związane z samym początkiem realizacji procesu inwestycyjnego. Jest to najbardziej wrażliwa część projektu i jak wskazują dotychczasowe doświadczenia inwestorów reprezentujących branżę elektrowni wiatrowych, w wielu przypadkach na tym etapie fiaskiem kończy się wiele inwestycji. W dużym stopniu wynika to z „wirtualnego nasycenia” Krajowego Systemu Elektroenergetycznego farmami wiatrowymi, z których na fizyczną realizację ma szansę tylko niewielka część planowanych i posiadających warunki przyłączenia projektów. Stosując dla projektowanej farmy wiatrowej zasobnik energii o odpowiedniej mocy i pojemności, inwestor zmienia charakter źródła energii z niestabilnego, uzależnionego od stochastycznego charakteru dostępności energii pierwotnej w sterowalne, w pełni dyspozycyjne źródło. Zmienia to diametralnie założenia dla wykonywanej ekspertyzy wpływu na sieć tak funkcjonującego źródła. Z punktu widzenia Operatora Systemu Przesyłowego, czy Dystrybucyjnego pojawia się możliwość ograniczenia wyprowadzenia mocy z pracującej farmy bez ryzyka roszczeń odszkodowawczych ze strony właściciela elektrowni, czy też ograniczenia skutków nagłych zmian pogodowych. Pozwala utrzymać produkcję farmy w trybie „na magazyn” w sytuacji utrudnionego wyprowadzenia mocy, np. w dolinie zapotrzebowania, czy też przejść na pracę „z magazynu” w przypadku zwiększonego zapotrzebowania, czy też chwilowego braku dostępności energii pierwotnej.

Drugim aspektem związanym z pracą zasobników w systemie elektroenergetycznym i ich współpracy z odnawialnymi źródłami energii elektrycznej jest sytuacja sieciowa w lokalizacjach z mniejszym zagęszczeniem elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej, która w dużym stopniu może powodować w stanach awaryjnych trudności w wyprowadzeniu pełnej mocy do systemu. W tym przypadku zasobnik współpracujący ze źródłem może pełnić rolę regulatora, za pomocą którego lokalny Operator Systemu Dystrybucyjnego jest w stanie zapewnić właściwe parametry energii elektrycznej w podsystemie dystrybucyjnym, przy jednoczesnej pracy źródła. Minimalizuje

się w ten sposób skutki ewentualnych awarii sieciowych i ich wpływ na poziom kosztów, zarówno po stronie wytwórcy, jak i operatora, a w efekcie odbiorców energii elektrycznej.

Kolejnym zagadnieniem, które ma wpływ na funkcjonowanie odnawialnych źródeł energii elektrycznej jest zmiana zasad i możliwości handlu energią elektryczną wyprodukowaną w farmach wiatrowych i fotowoltaicznych. W dotychczas zawieranych kontraktach strony posługiwały się raczej stałą ceną pomniejszaną o koszty związane z błędami prognoz produkcji energii elektrycznej. Współpraca zasobników energii z odnawialnymi źródłami energii daje możliwość zmniejszenia kosztów wynikających z uczestnictwa w rynku bilansującym, ale daje także możliwość zarządzania sprzedażą energii elektrycznej poprzez profilowanie produkcji i dysponowania paletą produktów dostosowanych do sytuacji rynkowej. Korzystanie ze wzrostu cen w trakcie zapotrzebowania szczytowego jest najważniejszym aspektem funkcjonowania nowoczesnego źródła OZE. Przykład takiej sprzedaży przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Ceny energii elektrycznej na TGE z zaznaczonym obszarem profilu sprzedaży

Kolejnym aspektem, który jest wart omówienia z punktu widzenia zastosowania zasobników energii jest wykorzystanie na potrzeby bilansowania systemu. Dotychczas w procesie bilansowania systemu po stronie podażowej są wykorzystywane jednostki JWCD (Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane). Obszarem rynku bilansującego jest część systemu elektroenergetycznego, gdzie prowadzony jest hurtowy obrót energią elektryczną oraz gdzie Operator Systemu Przesyłowego (obowiązki OSP pełni w tym momencie firma PSE S.A.) dokonuje bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z jej dostawami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Do obowiązków OSP należy również zarządzanie ograniczeniami systemowymi i prowadzenie wynikających z nich rozliczeń z podmiotami uczestniczącymi w rynku bilansującym.

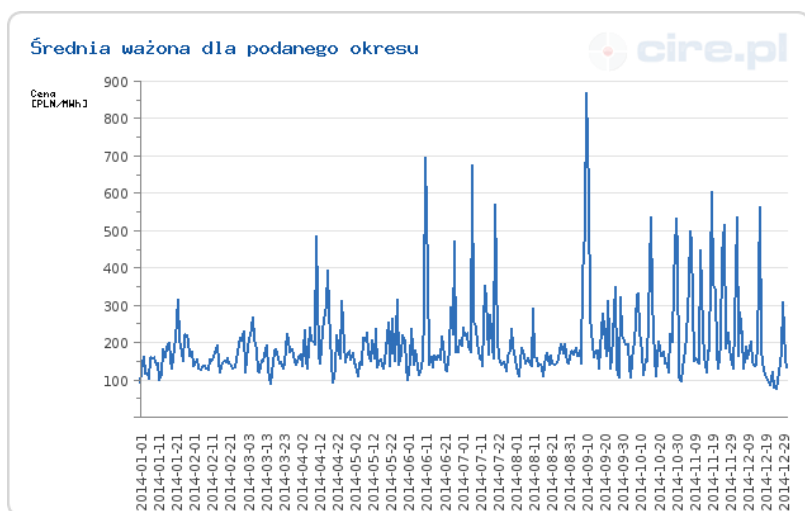
Podstawowym obszarem rynku bilansującego są [4-5]:

- sieć przesyłowa;
- miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD);
- punkty „ponad siecią”, przez które w rynku bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej oraz nieposiadające miejsc wymienionych w powyższym punkcie;
- miejsca w sieci dystrybucyjnej, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii elektrycznej.

Rynek bilansujący jest rodzajem rynku ofertowego, którego stronami są z jednej strony OSP, natomiast z drugiej wytwórcy energii elektrycznej, którzy składają oferty wzrostu lub redukcji produkcji energii. Cena energii na rynku bilansującym wynika ze złożonych ofert. Uczestnicy rynku, których oferty zostały zaakceptowane otrzymują zapłatę zgodną ze zgłoszoną ofertą, natomiast cena dla odbiorców energii jest ustalana jako średnia ważona z zaakceptowanych ofert.

Dla tak sformułowanego obszaru rynku bilansującego zasobniki energii mogą stanowić element związany ze składaniem ofert jako wytwórcy. Możliwość regulacji wielkości energii elektrycznej wprowadzanej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego stanowi znakomite uzupełnienie dotychczasowej praktyki wykorzystywania do tego celu elektrowni systemowych.

Ceny na rynku bilansującym są ściśle skorelowane z możliwością bieżącego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i dysponent rezerw mocy w zasobnikach mogłby aktywnie uczestniczyć w procesie bilansowania systemu odnosząc z tego znaczne korzyści finansowe. Wysokość cen na rynku bilansującym została przedstawiona na rysunku 3.



Rys. 3. Ceny energii elektrycznej na Rynku Bilansującym w 2014 roku [1]

Obserwowana na wykresie zmienność cen pozwala ocenić jak duży obszar jest do zagospodarowania w zakresie wykorzystania, także w tym aspekcie zasobników energii. Korzystając z regulacji w zakresie mocy i energii wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego uczestnik rynku dysponujący odpowiednią infrastrukturą jest potencjalnym beneficjentem przychodów w tym zakresie.

4. Wnioski

1. Zasobniki energii mają wiele zalet technicznych, ale na obecną chwilę stosunkowo wysokie nakłady inwestycyjne powodują ich ograniczony zakres stosowania.
2. Magazynowanie energii w ostatnich latach cieszy się coraz większym zainteresowaniem, zarówno ze strony operatorów sieci elektroenergetycznych, jak i samych wytwórców energii. Od dłuższego czasu trwają wytężone prace nad rozwiązaniem problemu gromadzenia znacznych ilości energii, które mogłyby zmienić sposób zarządzania systemem elektroenergetycznym, funkcjonowania rynku energii oraz sterowania pracą tzw. niestabilnych odnawialnych źródeł energii.
3. Metodyka oceny ekonomicznej stosowania zasobników polega na określeniu wysokości nakładów inwestycyjnych i kosztów funkcjonowania układów zasobnikowych.
4. Oceniając efektywność ekonomiczną zastosowania komercyjnego zasobników energii należy brać pod uwagę szereg aspektów, które z punktu widzenia inwestora mogą mieć wpływ na podjęcie decyzji o wyposażeniu w zasobniki planowanej inwestycji, tj. możliwość uzyskania warunków przyłączenia w zakładanej lokalizacji, sytuację sieciową determinującą stabilność wyprowadzenia mocy z planowanej elektrowni, możliwości ekonomiczne umieszczenia wyprodukowanej energii na rynku przy zakładanej stopie zwrotu z inwestycji, dodatkowe przychody z tytułu realizacji usług bilansujących, regulacyjnych i systemowych.

Literatura

- [1] Centrum Informacji Rynku Energii: Ceny na rynku bilansującym. www.cire.pl.
- [2] Kłós M., Paska J.: Kryteria oceny i wyboru urządzeń i układów do magazynowania energii elektrycznej. XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce - APE'11”. Jurata, 8-10 czerwca 2011.

- [3] Paska J.: Zasobniki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym - zastosowania i rozwiązania. Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review). Nr 9a, 2012.
- [4] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Informacje o systemie. www.pse-operator.pl.
- [5] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. www.pse-operator.pl.
- [6] Poonpun P., Jewell W. T.: Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity. IEEE Transactions on Energy Conversion. Vol. 23, No. 2, June 2008.
- [7] Schoenung S.: Energy Storage Systems Cost Update a Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Sandia Report, SAND2011-2730, Unlimited Release, Printed April 2011.
- [8] Zafirakis D., Chalvatzis K. J., Baiocchi G., Daskalakis G.: Modeling of financial incentives for investments in energy storage systems that promote the large-scale integration of wind energy. Applied Energy 105 (2013) 138–154.

Józef PASKA¹⁾, Tomasz SURMA²⁾

¹⁾Politechnika Warszawska, ²⁾CEZ Polska

ELEKTROWNIE WIATROWE ŹRÓDŁEM ENERGII ELEKTRYCZNEJ, CZY RÓWNIEŻ MOCY?

W ostatnim czasie obserwuje się dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w systemach elektroenergetycznych. Według Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej w lutym 2015 r. moc zainstalowana elektrowni wiatrowych w systemach elektroenergetycznych krajów Unii Europejskiej wynosiła 128,8 GW, w tym ok. 8 GW to moc elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na obszarach morskich. Roczny przyrost mocy zainstalowanej tych źródeł w UE wzrósł z 3,2 GW w roku 2000 do 11,8 GW w roku 2014 [4]. W Polsce także nastąpił znaczny wzrost mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych, z 65 MW w roku 2004 do ok. 4000 MW obecnie. Wiele prognoz wskazuje, że energetyka wiatrowa będzie mieć istotny wkład w realizację celów polityki energetycznej do roku 2020 oraz w latach kolejnych [10].

Ten gwałtowny rozwój energetyki wiatrowej w wielu krajach budzi szczególną uwagę ze względu na kwestie niezawodności systemów elektroenergetycznych, w tym pokrywania zapotrzebowania na energię elektryczną oraz moc przez elektrownie wiatrowe. Cechą charakterystyczną elektrowni wiatrowych jest zmienność dostępności energii pierwotnej w czasie a w konsekwencji zmienność zdolności wytwórczej i, w efekcie, wytwarzanej mocy (energii). Zmienność ta obejmuje, zarówno okresy braku, jak i okresy różnych wartości prędkości wiatru i ma charakter losowy. Cecha ta ma istotny wpływ na niezawodność elektrowni wiatrowych, rozumianą jako zdolność do generowania wymaganej mocy. W tym znaczeniu niezawodność elektrowni wiatrowych różni się znacząco od niezawodności elektrowni konwencjonalnych. Jednocześnie ta specyfika elektrowni wiatrowych znacząco wpływa na niezawodność systemu elektroenergetycznego [6, 7, 11].

Obserwując gwałtowny rozwój energetyki wiatrowej, coraz więcej uwagi poświęca się analizom wpływu elektrowni wiatrowych na system elektroenergetyczny, w tym ocenie zdolności zastępowania konwencjonalnych, ciepłych jednostek wytwórczych, przez elektrownie wiatrowe, przy utrzymaniu takiego samego poziomu niezawodności dostaw energii elektrycznej. Jednym ze sposobów oceny tego wpływu jest badanie wielkości tzw. mocy gwarantowanej elektrowni wiatrowych. Ocena tego wskaźnika jest istotna dla producentów energii, inwestorów, operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego),

a także podczas planowania rozwoju energetyki odnawialnej, w tym wiatrowej i rozwoju systemu elektroenergetycznego. Taka ocena wymaga oszacowania wystarczalności systemu elektroenergetycznego – rozumianej jako zdolność do pokrywania zapotrzebowania na moc i energię – bez elektrowni wiatrowych oraz z uwzględnieniem mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych, przy ustalonych wskaźnikach niezawodności i charakterystyce zapotrzebowania systemu na moc i energię.

Jak wskazują badania prowadzone w systemach elektroenergetycznych o dużym udziale elektrowni wiatrowych moc gwarantowana tych źródeł zmienia się w zależności od ich lokalizacji, co jest związane z dostępnością energii pierwotnej, a także specyfiką systemu elektroenergetycznego – rodzajem i parametrami poszczególnych elementów tego systemu oraz ich rozmieszczeniem. Obecność w systemie źródeł wytwórczych o tzw. elastycznej charakterystyce pracy, jak np. elektrowni szczytowo-pompowych, czy źródeł wykorzystujących paliwa gazowe, jako źródeł rezerwowych, może łagodzić zmienny charakter pracy elektrowni wiatrowych. Taka kompozycja systemu może pozwolić na obniżenie zdolności wytwórczej jednostek cieplnych, przy zachowaniu poziomu niezawodności systemu i jednoczesnym, zwiększającym się udziale elektrowni wiatrowych.

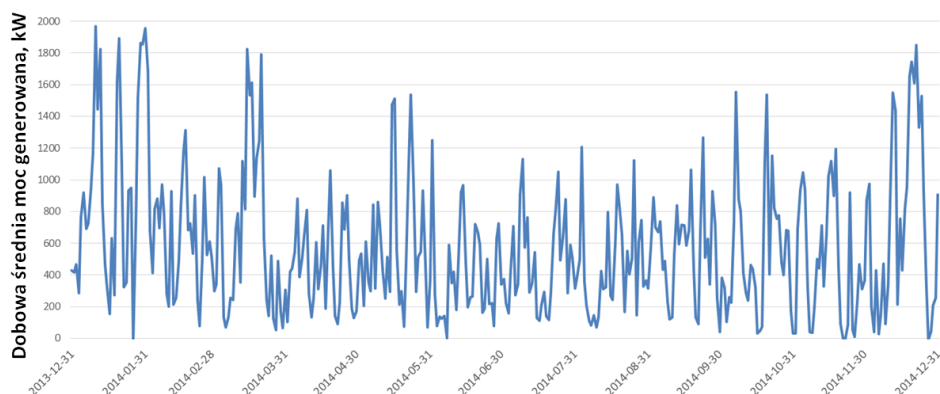
W artykule przedstawiono wybrane aspekty mocy gwarantowanej elektrowni wiatrowych, metodykę określania tej mocy, a także czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym.

1. Moc generowana przez elektrownie wiatrowe i czas wykorzystania mocy zainstalowanej

Jak wiadomo produkcja energii w turbozespołach wiatrowych zależy głównie od prędkości wiatru na terenie, na którym jest zlokalizowana elektrownia wiatrowa. Ocena potencjału energetycznego wiatru jest jednym z pierwszych, niezbędnych kroków w realizacji inwestycji elektrowni wiatrowych. Wiatr jest bardzo zmiennym, dynamicznym elementem klimatu, zarówno w ujęciu przestrzennym, jak i czasowym. Zależy od charakteru makroskalowej cyrkulacji atmosfery nad danym regionem oraz od warunków fizjograficznych w skali lokalnej. Szczególnie silnej modyfikacji ulega w obszarach o urozmaiconej rzeźbie terenu. Decydujący wpływ na prędkość wiatru ma wysokość i forma terenu oraz szorstkość podłoża i przeszkody terenowe. Do wykorzystania energii wiatru szczególnie predestynowane są wierzchołki wzniesień, przełęcze o osi równoległej i grzbiety o osi prostopadłej do przeważającego kierunku wiatru. Dobór turbozespołów wiatrowych do warunków meteorologicznych występujących w danej lokalizacji jest istotny dla dostępności i czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej.

Zdolność wytwórcza i moc generowana przez elektrownię wiatrową nie jest stabilna. Zmianom może ulegać także napięcie na szynach elektrowni wiatrowej. Jest to spowodowane głównie zmianami prędkości wiatru, opływającego łopaty wirnika, czego skutkiem jest zmiana momentu mechanicznego wirnika turbiny. Wahania mogą wystąpić przy gwałtownych podmuchach wiatru. Prędkość wiatru może się także nierównomiernie rozłożyć w obszarze wirnika – większe prędkości wiatru występują wtedy w górnej części wirnika. Obniżenie momentu mechanicznego może wstąpić też w momencie przejścia łopaty przed wieżą (*shadow effect*).

Na rysunku 1 przedstawiono zmienność mocy generowanej w roku 2014, przykładowego turbozespołu wiatrowego o mocy 2 MW, zlokalizowanego w północno-zachodniej Polsce.



Rys. 1. Średniodobowa moc generowana turbozespołu wiatrowego

Można wyróżnić krótko i długookresową zmienność mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, przy czym z punktu widzenia rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym ważna jest zmienność krótkookresowa, obejmująca:

- Zmienność sekundową – wynikającą ze zmienności czynnika napędowego (turbulencje) i specyficznych właściwości silników wiatrowych. Zmienność sekundowa ma niewielkie znaczenie i nie stanowi zasadniczego problemu dla prowadzenia ruchu systemu.
- Zmienność minutową – czyli zmiany mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, zachodzące w czasie od 10 minut do godziny. Zmienność minutowa jest istotna dla prowadzenia ruchu SEE. Dla pojedynczej farmy wiatrowej zmiany minutowe mogą wynieść nawet 100% jej mocy znamionowej (np. przy wyłączeniu z powodu nadmiernej prędkości wiatru). Przy większej liczbie farm zlokalizowanych na stosunkowo rozległym obszarze zmienność minutowa jest znacznie mniejsza.

- Zmienność godzinową – spowodowaną zmianą warunków atmosferycznych (ruchem ośrodków wyżowych i niżowych). Zmienność ta jest istotna dla planowania pracy SEE. Jest ona większa niż zmienność minutowa.

Wskazana wyżej zmienność mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe wpływa na konieczność utrzymywania w systemie elektroenergetycznym dodatkowych (w stosunku do stanu bez generacji wiatrowej) operacyjnych rezerw mocy.

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej jest miernikiem służącym do oceny stopnia wykorzystania zdolności wytwórczej elektrowni. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej jest obliczany jako iloraz produkcji energii elektrycznej w danym przedziale czasowym oraz maksymalnych zdolności produkcyjnych jednostki wytwórczej w tym samym przedziale czasowym. Jest zatem wyznaczany na podstawie rzeczywistej produkcji energii elektrycznej w rozpatrywanym okresie oraz mocy zainstalowanej jednostki wytwórczej:

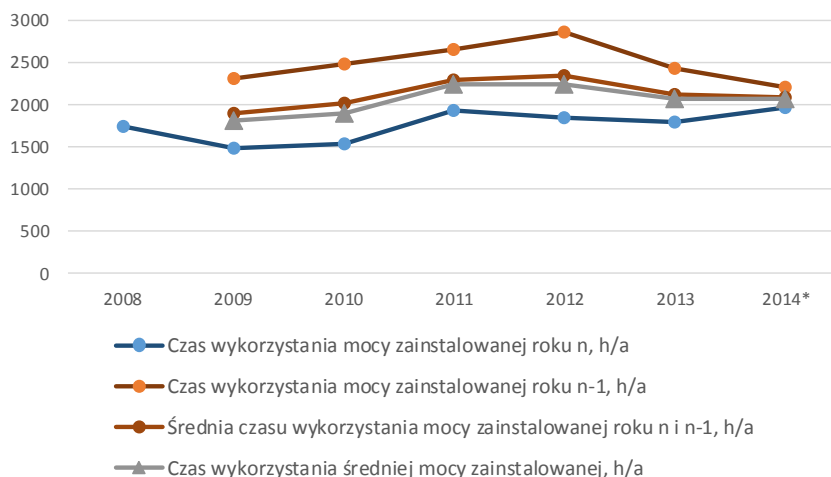
Równie często zamiast czasu wykorzystania mocy zainstalowanej można spotkać wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej – nazywany także *capacity factor*, *CF* – który uwzględnia wykorzystanie mocy zainstalowanej elektrowni w stosunku do potencjału wytwórczego tej jednostki w rozpatrywanym okresie czasu.

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej zmienia się w zależności od rodzaju zastosowanej technologii, wykorzystywanego paliwa (nośnika energii pierwotnej) oraz roli elektrowni w systemie elektroenergetycznym (podstawowa, podszczytowa, szczytowa). Lepszym parametrem opisującym zdolność wytwórczą elektrowni jest wskaźnik dyspozycyjności. W przypadku klasycznych elektrowni ciepłych ich dyspozycyjność jest dość duża. Na ogół takie jednostki wytwórcze mogą pracować stabilnie przez większą część roku a ich wskaźnik dyspozycyjności przekracza 90%. Na dodatek, dyspozycyjność konwencjonalnego bloku energetycznego oznacza możliwość wykorzystania przez operatora systemu dowolnej mocy z zakresu od minimum technicznego do mocy osiągalnej jednostki (zwykle bliskiej mocy zainstalowanej). Odmienne natomiast ta dyspozycyjność jest oferowana przez elektrownie wiatrowe.

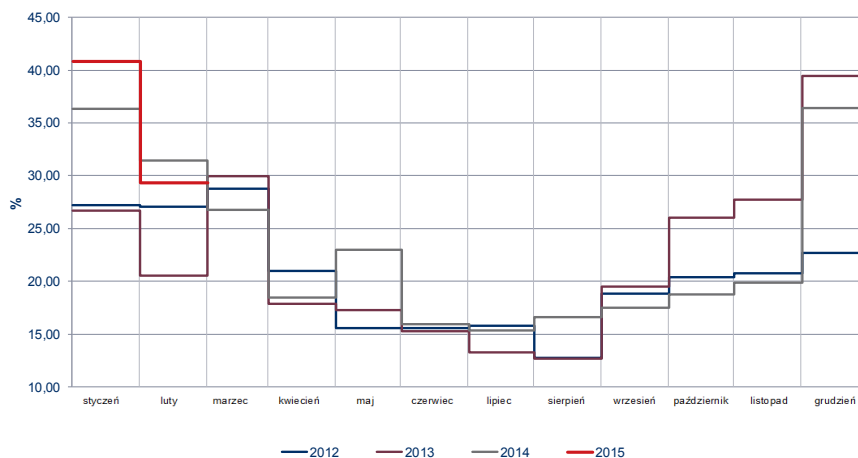
Jak pokazują doświadczenia krajów, w których energetyka wiatrowa ma znaczący udział w mocy zainstalowanej systemu elektroenergetycznego elektrownie wiatrowe charakteryzują się niskim rocznym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej [2-3]. Przeciętny roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych jest różny dla różnych lokalizacji i różnych krajów. Wartości zawierają się, dla elektrowni na lądzie, w przedziale od 1700 do 3000 h/rok (średnia dla Hiszpanii to 2342, Danii – 2300, Wielkiej Brytanii – 2600).

Wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej nie należy mylić ze wskaźnikiem dyspozycyjności jednostek wytwórczych, mocą gwarantowaną czy sprawnością wytwarzania.

Na rysunku 2 przedstawiono roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej natomiast na rysunku 3 – miesięczny wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym.



Rys. 2. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym



Rys. 3. Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym

Biorąc pod uwagę czas realizacji budowy elektrowni wiatrowych, które są oddawane do użytkowania w ciągu roku, a których moc jest kumulowana do całkowitej mocy zainstalowanej tych źródeł w danym roku, przyjmowanie sumarycznej mocy zainstalowanej na koniec roku n oraz całkowitej energii

elektrycznej wytworzonej w roku n do obliczeń czasu rocznego wykorzystania mocy zainstalowanej wpływa na zaniżenie jego wartości. Jednostki wytwórcze, które rozpoczynają produkcję w ciągu roku kalendarzowego jedynie częściowo przyczyniają się do wzrostu ilości energii elektrycznej w badanym okresie.

Dla porównania na rysunku 2 przedstawiono czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym przyjmując do obliczeń moc zainstalowaną na koniec roku n , roku $n - 1$, średnią z dwóch powyższych wartości oraz wyznaczony z wykorzystaniem średniej mocy zainstalowanej z lat n i $n - 1$.

Dla elektrowni wiatrowej, której średniodobową moc generowaną przedstawiono na rysunku 1, wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej w roku 2014 wyniósł 0,287, a średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej - 2514 h/a.

2. Zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia

Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej jest modelowane przez wielostanową jednostkę wytwórczą, charakteryzowaną przez funkcję gęstości prawdopodobieństwa mocy (zdolności wytwórczej) turbozespołu wiatrowego, uzyskaną na podstawie gęstości prawdopodobieństwa prędkości wiatru oraz „krzywej mocy” turbozespołu [6-7, 11].

Wszystkie zaburzenia w pracy elektrowni wiatrowych mogą mieć wpływ na niezawodność systemu elektroenergetycznego. Niezawodność systemu elektroenergetycznego to pojęcie ogólne, obejmujące wszystkie miary zdolności systemu, zwykle wyrażane jako wskaźniki liczbowe, do dostarczania do wszystkich punktów zapotrzebowania energii elektrycznej o parametrach w granicach przyjętych standardów oraz w żądanych ilościach. A zatem, jest to poziom funkcjonowania elementów i systemu jako całości, skutkujący dostarczaniem do odbiorców (klientów) energii elektrycznej w wymaganej ilości i o parametrach mieszczących się w granicach ustalonych standardów [9].

Niezawodność może być mierzona przez częstość, czas trwania i poziom niekorzystnych zjawisk. Niezawodność systemu elektroenergetycznego, obejmującego urządzenia wytwórcze i przesyłowe, powinna uwzględniać dwa podstawowe aspekty funkcjonalne systemu: wystarczalność oraz niezawodnością operacyjną, czasami (dawniej) nazywaną bezpieczeństwem.

Przez wystarczalność rozumie się zdolność systemu do pokrywania zagregowanego zapotrzebowania na moc i energię wszystkich odbiorców przez cały rozpatrywany okres, przy uwzględnieniu planowych i nieplanowych odstawień elementów systemu; a przez niezawodność operacyjną zdolność systemu do funkcjonowania (w tym zachowania integralności) i realizacji swych funkcji pomimo występowania nagłych zakłóceń, jak np. zwarcia lub nagłe, awaryjne odstawienia elementów systemu. Wystarczalność określa zatem

zdolność systemu do pokrycia zapotrzebowania w stanach ustalonych, bezpieczeństwo zaś – do przetrwania stanów przejściowych.

Często w pracach studialnych dotyczących integracji energetyki wiatrowej w systemie elektroenergetycznym autorzy próbują szukać odpowiedzi na pytanie, w jakim stopniu moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych przyczynia się do gwarantowania pokrycia maksymalnego zapotrzebowania na energię elektryczną [1, 5, 8, 12]. Bardzo często ta gwarantowana moc jest nazywana „capacity credit” i jest kluczowym parametrem dla oceny dyspozycyjności elektrowni wiatrowych. Parametr ten wskazuje, w konkretnym systemie elektroenergetycznym, jaka część mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych może być uznana za moc dyspozycyjną do pokrycia zapotrzebowania szczytowego.

Z powodu zmienności wiatru moc gwarantowana elektrowni wiatrowych jest zdecydowanie mniejsza od poziomu tego parametru dla innych technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Istnieje wiele definicji i podejść do wyznaczania zdolności elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia. Moc gwarantowana elektrowni wiatrowych może być szacowana jako [1, 5, 8, 12]:

- efektywna zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia (ang. *effective load carrying capability* – ELCC),
- ekwiwalentna moc zainstalowana (ciągła zdolność wytwórcza) (ang. *equivalent firm capacity*),
- ekwiwalentna moc konwencjonalna (ang. *equivalent conventional capacity*).

Podstawowa z metod szacowania mocy gwarantowanej – metoda efektywnej zdolności do pokrywania obciążenia – opiera się na ocenie niezawodności systemu elektroenergetycznego (zwykle ograniczonego do podsystemu wytwórczego) z wykorzystaniem jednego ze wskaźników, np. wskaźnika LOLE (oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania). Wykorzystanie metodyki probabilistycznej pozwala na porównanie wskaźników LOLE dla istniejącego systemu elektroenergetycznego bez mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych (LOLE) oraz systemu z mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych (LOLE'). Porównuje się efektywną zdolność do pokrywania obciążenia (*effective load-carrying capability*, ELCC) systemu elektroenergetycznego, przy takim samym poziomie niezawodności systemu.

LOLE (*Loss of Load Expectation*) – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie – jest to wskaźnik najpowszechniej obecnie stosowany przy planowaniu przyszłych mocy wytwórczych. LOLE był historycznie definiowany jako średnia (oczekiwana) liczba dni, w których obciążenie szczytowe przewyższy zdolność wytwórczą (moc dyspozycyjną). Obecnie jest on określany jako oczekiwana liczba godzin niepokrycia zapotrzebowania. Wskaźnik LOLE podaje zatem oczekiwaną liczbę dni (lub godzin), w których może pojawić się deficyt mocy i niepokrycie

zapotrzebowania, ma więc interpretację fizyczną w odróżnieniu od LOLP (prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania), chociaż te dwie wartości są bezpośrednio powiązane. LOLE ma wymiar czasu – dni/rok, h/rok, h/tydzień, h/dobę.

Wskaźnik LOLE jest definiowany jako:

$$LOLE = \sum_{i=1}^N P(C_i < L_i) \quad (1)$$

gdzie: P - prawdopodobieństwo, C_i - zdolność wytwórcza systemu w godzinie i , L_i - obciążenie systemu w godzinie i , N - liczba godzin analizowanego okresu.

Dla potrzeb obliczenia wskaźnika LOLE' systemu z mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych wykorzystuje się następujące równanie:

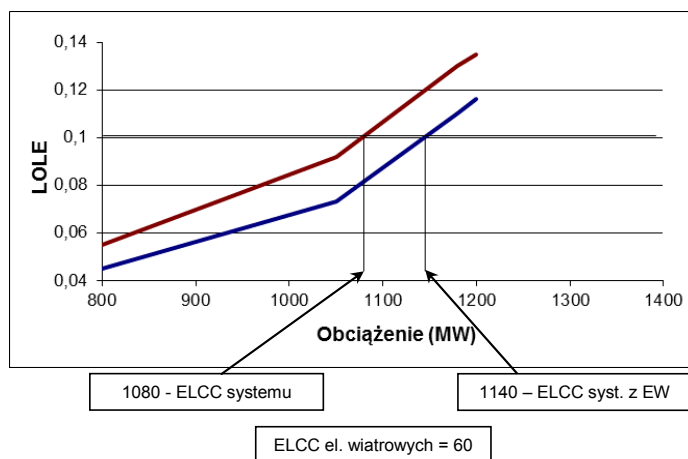
$$LOLE' = \sum_{i=1}^N P\left(C_i + \sum_{j=1}^{N_W} W_{i,j} < L_i\right) \quad (2)$$

gdzie: $W_{i,j}$ - moc j -tej elektrowni wiatrowej wykorzystana w godzinie i , N_W - liczba elektrowni wiatrowych.

Aby porównać system elektroenergetyczny bez uwzględnienia mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych z systemem z mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych stosuje się następujące równanie:

$$\sum_{i=1}^N P(C_i < L_i) = \sum_{i=1}^N P\left(C_i + \sum_{j=1}^{N_W} W_{i,j} < (L_i + E_i)\right) \quad (3)$$

Na rysunku 4 przedstawiono przykładowe porównanie wskaźników ELCC dla systemu elektroenergetycznego bez elektrowni wiatrowych oraz z mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych.



Rys. 4. Przykładowe krzywe wskaźnika niezawodności LOLE i wyznaczenie ELCC

Zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia może być wyznaczona z następującego równania:

$$CC = \frac{P_{s+} - P_s}{P_+} \quad (4)$$

gdzie: P_{s+} - całkowita zdolność systemu elektroenergetycznego do pokrywania obciążenia, z uwzględnieniem dodatkowej mocy zainstalowanej (w jednostkach wiatrowych lub konwencjonalnych), MW; P_s - całkowita zdolność systemu elektroenergetycznego do pokrywania obciążenia, bez uwzględnienia dodatkowej mocy wytwórczej, MW; P_+ - rozważana dodatkowa zdolność wytwórcza (moc osiągalna) elektrowni, MW.

Wpływ elektrowni wiatrowych na zdolność systemu do pokrywania obciążenia analizowano w systemie testowym IEEE RTS-79. System ten jest systemem teoretycznym, składającym się z 32 jednostek wytwórczych, o łącznej mocy zainstalowanej 3405 MW. Szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie wynosi 2850 MW. Do analiz wykorzystano turbozespoły wiatrowe o zmienności mocy generowanej jak przedstawiona na rysunku 1.

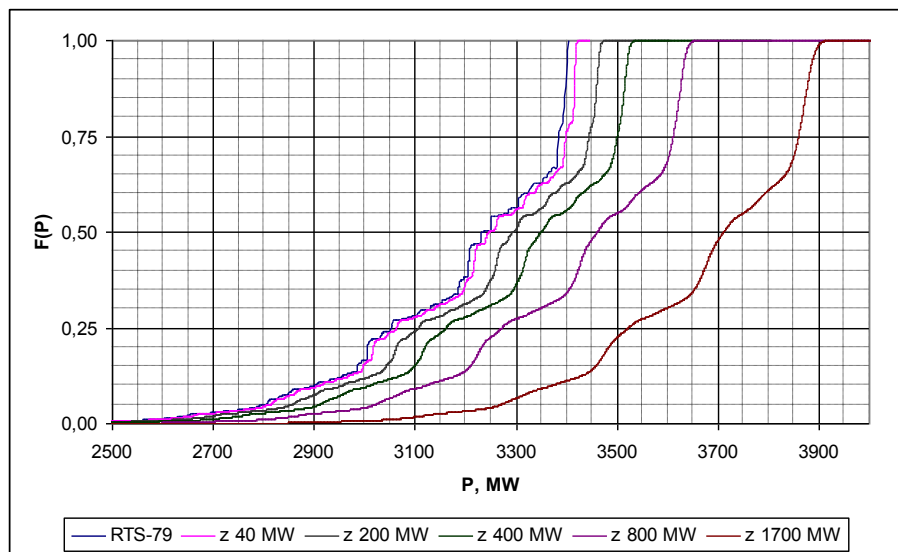
Podczas symulacji system testowy został rozbudowany o wiatrowe jednostki wytwórcze, kolejno o 1%, 6%, 11%, 23% oraz 50% mocy zainstalowanej [11]. W tabeli 1 przedstawiono zestawienie wyznaczonych wskaźników niezawodności wytwarzania, natomiast na rysunku 5 przedstawiono dystrybuantę mocy dyspozycyjnej systemu RTS-79 wraz z dodatkowymi jednostkami wytwórczymi.

Tabela 1

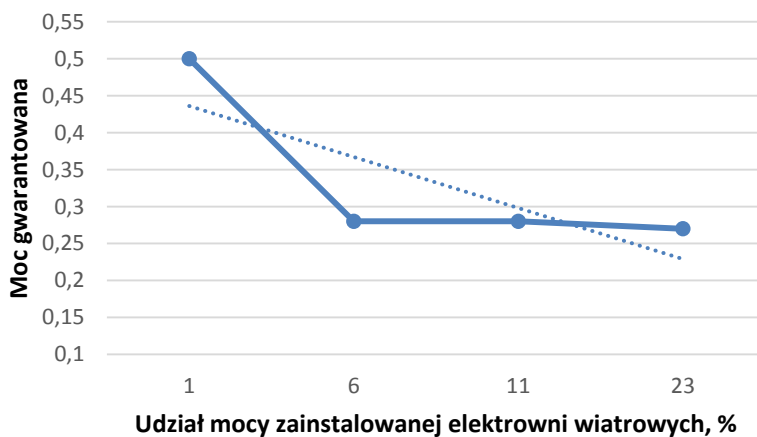
Wskaźniki niezawodności wytwarzania dla systemu RTS-79 rozbudowanego o jednostki wiatrowe

Wskaźnik	System RTS-79	System RTS-79 z jednostkami wiatrowymi o mocy zainstalowanej				
		40 MW	200 MW	400 MW	800 MW	1700 MW
Moc zainstalowana, MW	3405	3445	3605	3805	4205	5105
LOLE [h]	1,3723	1,2785	0,9104	0,5973	0,2479	0,0244
LOEE [MWh]	176,93	161,80	113,38	71,95	27,10	2,29
LOLPs	0,0816	0,0733	0,0474	0,0344	0,0174	0,0019
EIR	0,999507	0,999549	0,999684	0,999799	0,9999245	0,9999936
ECD [MW]	1,053	0,963	0,674	0,428	0,161	0,013
PCD	0,00816	0,007610	0,005419	0,0035557	0,0014757	0,000145
XLOL [MW]	128,922	126,558	124,543	120,457	109,320	94,070

Na rysunku 6 przedstawiono obliczone zdolności energetyki wiatrowej do pokrywania obciążenia w systemie testowym przy zwiększającym się udziale tej technologii w mocy zainstalowanej systemu. Otrzymane dane są porównywalne z wynikami badań prowadzonych w innych systemach elektroenergetycznych.



Rys. 5. Dystrybuanty mocy dyspozycyjnej systemu RTS-79 wraz z dodatkowymi jednostkami wytwórczymi



Rys. 6. Zdolność energetyki wiatrowej do pokrywania obciążenia

Jak wskazują badania prowadzone w systemach elektroenergetycznych o dużym udziale elektrowni wiatrowych moc gwarantowana tych źródeł zmienia się w zależności od wielu czynników, w tym w szczególności na wartość tego wskaźnika wpływa:

- udział energetyki wiatrowej w bilansie produkcji energii elektrycznej;
- udział rezerwy wirującej;
- parametry wiatru;
- niezawodność wyjściowa systemu elektroenergetycznego, bez przyłączonych elektrowni wiatrowych;

- napięcie sieci, do której podłączone są źródła wiatrowe;
- bliskość punktów poboru mocy i zużycia energii;
- wielkość systemu elektroenergetycznego, w tym połączenia transgraniczne.

Moc gwarantowana maleje wraz ze wzrostem udziału energetyki wiatrowej w systemie elektroenergetycznym. Generatory przyłączone do sieci wyższych napięć wpływają na wzrost mocy gwarantowanej. Jednocześnie elektrownie lokalizowane blisko centrów odbioru energii także pociągają za sobą wyższą wartość mocy gwarantowanej.

3. Wnioski

1. Wśród technologii wykorzystujących zasoby odnawialne w ostatnim czasie obserwuje się dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej. Nowe moce elektrowni wiatrowych wpływają na funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych, ze względu na specyfikę pracy tych źródeł. Jak pokazują doświadczenia krajów, w których energetyka wiatrowa ma znaczący udział w mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych, elektrownie wiatrowe charakteryzują się niższym, od źródeł klasycznych, rocznym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej.
2. Wskaźnikiem, który określa zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia jest moc gwarantowana. Parametr ten (wyrażony w jednostkach względnych lub w %) wskazuje, w konkretnym systemie elektroenergetycznym, jaka część mocy zainstalowanej w elektrowniach danego typu (np. wiatrowych) może być uznana za moc dyspozycyjną do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc.
3. Z powodu zmienności prędkości wiatru moc gwarantowana elektrowni wiatrowych jest zdecydowanie niższa niż dla innych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Niemniej jednak istnieje pewna część mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej, która bierze udział w pokryciu zapotrzebowania na moc systemu. Dla elektrowni wiatrowych moc gwarantowana (dyspozycyjna) zawiera się w przedziale 10÷35% mocy zainstalowanej i zależy głównie od warunków wiatrowych oraz od udziału energetyki wiatrowej w mocy zainstalowanej systemu.
4. Względna wartość zdolności do pokrywania obciążenia – mocy gwarantowanej elektrowni wiatrowych maleje wraz ze wzrostem udziału ich mocy w całkowitej mocy zainstalowanej systemu, od wartości w przybliżeniu równej wskaźnikowi wykorzystania mocy zainstalowanej, w sytuacji niewielkiego udziału, do ok 10÷15% w sytuacji znacznego udziału mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych.
5. Analiza dystrybucji mocy dyspozycyjnej systemu RTS-79; bez, oraz z dodatkowymi wiatrowymi jednostkami wytwórczymi wskazuje, że przy

zainstalowaniu dodatkowych jednostek wiatrowych zdolność systemu do pokrywania obciążeń wzrosła. Wzrost ten nie jest jednak wprost proporcjonalny do mocy zainstalowanej dodatkowych jednostek wiatrowych.

6. Elektrownie wiatrowe należy traktować jako źródła energii a nie mocy - ze względu na przypadkowy charakter ich pracy nie można liczyć na ich udział w pokrywaniu zapotrzebowania w czasie szczytu obciążenia systemu.

Literatura

- [1] Amelin M.: Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, May 2009.
- [2] DENA Grid Study I: Energy Management Planning for the Integration of Wind Energy into the Grid in Germany, Onshore and Offshore by 2020, Final report. Study commissioned by Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), Cologne, 24 February 2005.
- [3] DENA Grid Study II: Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020 with an Outlook to 2025. April 2011.
- [4] EWEA (opr. Giorgio Corgetta): Wind in Power. 2014 European statistics. Bruksela, luty 2015.
- [5] Giebel G.: Wind power has a capacity credit. Riso National Laboratory, Roskilde, Danamrk, 2005.
- [6] Marchel P., Paska J.: Wpływ modeli niezawodności wiatrowych jednostek wytwórczych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10, 2013.
- [7] Marchel P., Paska J., Surma T.: Odnawialne i rozproszone źródła energii a niezawodność system elektroenergetycznego. Rynek Energii nr I (IX), maj 2014.
- [8] Milligan M.R., Porter K.: The capacity value of wind in the United States. Electricity Journal, vol. 19, issue 2, March 2006.
- [9] Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
- [10] Paska J., Surma T.: Electricity generation from renewable energy sources in Poland. Renewable Energy, 71 (2014).
- [11] Surma T.: Modele niezawodnościowe elektrowni wiatrowych. Rozprawa doktorska. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2011.
- [12] Voorspools K.R., D'haeseleer W.D.: An Analytical Formula for the Capacity Credit of Wind Power. Renewable Energy, 31 (2006).

Paweł PIOTROWICZ

Spółka Inżynierów SIM Sp. z o.o.

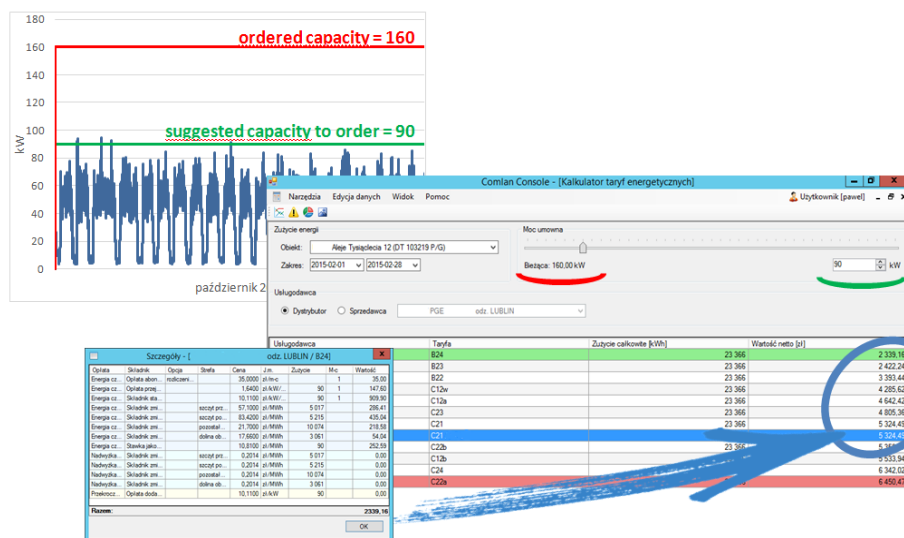
SMART METERING

Zbieranie informacji o zużyciu mediów to dziś już za mało. Analiza zebranych danych i wynikające z niej wnioski są niezbędne w nowoczesnym przedsiębiorstwie. *Smart Metering*, jako narzędzie do analizy posiadanych technologii, staje się konieczny do planowania biznesu i zarządzania zasobami technicznymi. Zebrane dane oraz ich wielowymiarowe analizy prowadzą do zaskakujących wniosków dotyczących posiadanej infrastruktury. Sieci składające się z setek obiektów wymagają całkiem nowego podejścia do *Smart Metering* [1], łączącego akwizycję danych, ich analizę oraz sterowanie lokalnymi technologiami. Systemy takie idealnie sprawdzają się na przykład w sieciach sklepów, restauracji, stacji benzynowych. Im większa sieć (więcej monitorowanych obiektów), więcej zbieranych danych, tym precyzyjniejsze będą raporty, zalecenia i prognozy, tym większa korzyść wyniknie przy podejmowaniu optymalnych decyzji biznesowych.

Telemetria, jako proces, może obejmować pozyskiwanie następujących danych:

- zużycie mediów (np.: energia, woda, gaz, ścieki),
- zdarzeń specyficznych dla wykorzystywanych w obiektach technologii (np.: awaria, stany pracy urządzeń),
- informacje środowiskowe (np.: temperatura, ciśnienie, wilgotność, stężenie CO₂, natężenie oświetlenia),
- informacje z innych systemów (np.: dane z systemów kasowych, kontroli dostępu).

Wiarygodność danych jest nierozłącznie związana z ich jakością. Efektywność systemu telemetrycznego jest tym większa im więcej jest obiektów w sieci i im gęstsze jest próbkowanie danych. Użytkownik otrzymuje bezpośredni dostęp do informacji z dowolnego obiektu w sieci, jest natychmiastowo powiadamiany i alarmowany o wszelkich istotnych zmianach i zdarzeniach. Cała transmisja i przechowywanie danych jest prowadzona w sposób bezpieczny. Są one gromadzone i poddawane analizie. System BI może wyczytać z nich wystąpienie potencjalnych awarii, przeprowadzi zdalną diagnostykę, może ustalić wartości prognoz na kolejne okresy rozliczeniowe. Działania takie nie tylko powodują minimalizację potencjalnych strat ale generują oszczędności i dają pełną wiedzę o nadzorowanych obiektach. Przekłada się to na wymierne korzyści finansowe.



Rys. 1. Sugerowana przez system zmiana w zamówieniu wartości mocy oraz Kalkulator Taryf wskazujący optymalny wybór dla badanego obiektu

		Bieżący okres: 2014-03-01 do 2014-03-31											
Województwo	Lokalizacja	Pz [kW]	Pmax [kW]	Opłata za Pz [PLN]	150	140	130	120	110	100	90	80	70
Lubelskie	obiekt 1, ul. Polna 3, Kraśnik	190	112,80	3 020,00				1 750,28	1 670,75	1 720,53			
	obiekt 2, ul. Mola 56, Lublin	120	119,70	2 110,00				2 110,28	2 053,10	2 270,52			
	obiekt 3, ul. Krótka 12, Puławy	90	96,50	1 120,00						975,80	1 120,00	1 275,80	
	obiekt 4, ul. Długa 44, Łeczna	110	75,60	1 650,00							1 577,40	1 420,00	1 450,30

Rys. 2. Symulacja. Porównanie mocy zamówionej do rzeczywistych danych oraz sugerowana zmiana

Postęp techniczny generuje wciąż nowe możliwości w dziedzinie telemetrii, powstają nowe systemy dające coraz większe korzyści. Ostatnie lata przyniosły pojawienie się nowych możliwości w zakresie transmisji danych (rozwój infrastruktury IP), składowania (chmury danych) i przetwarzania (chmury obliczeniowe) wielkiej ilości danych informacji (*Big Data*). Systemy automatyki budynkowej, a zwłaszcza duże sieci obiektów (pięset i więcej) potrafią generować olbrzymie ilości dużych, zmiennych i różnorodnych zbiorów danych.

Za przykład może posłużyć sieć 600 obiektów, w których zainstalowano system telemetryczny. Ilość zbieranych danych przekracza 2 mld rekordów rocznie, przy czym dane pochodzą z sześciu zainstalowanych w tych obiektach technologii (oświetlenie wewnętrzne i zewnętrzne, ogrzewanie, wentylacja, chłodnictwo, wypiek).

Zgodnie z przewidywaniami Gartnera [2], główne wyzwania stojące przed firmami wykorzystującymi technologię *Big Data*, a więc i telemetrię, to:

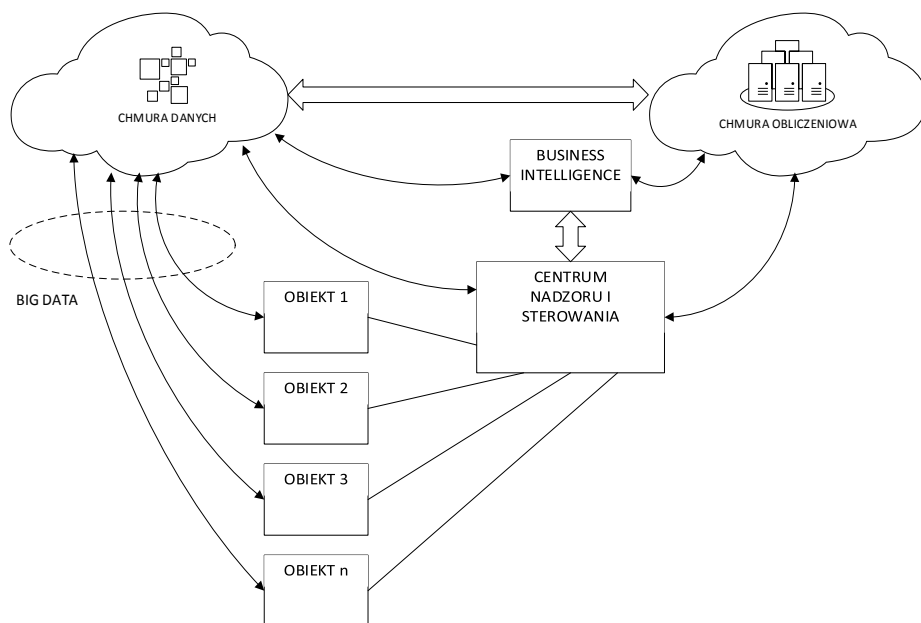
- stworzenie strategii informacyjnej (nowe sposoby wykorzystujące różne źródła informacji – w celu stymulowania wzrostu),
- opracowanie innowacyjnych narzędzi analitycznych (w celu przewidywania przyszłych trendów zachowań klientów, urządzeń, potencjalnych awarii). Gartner opisuje te narzędzia w 3 aspektach: *predictive analytics*, *behavioral analytics* oraz *data interpretation*,
- opracowanie systemu zarządzania informacją (szybkie reakcje na ciągłe rosnące ilości zmiennych danych, koszt/efektywność analiz).

By sprostać rosnącym wymaganiom stworzono algorytmy modelujące różne stany pracy urządzeń i obiektów. W modelowaniu wykorzystane są dynamiczne sieci neuronowe LDDN (*Layer Digital Dynamic Network*), w szczególności o strukturze NARX [3]. Sieci tego typu są dosyć trudne w nauczaniu, wymagają ciągów uczących pozyskanych jako ciągi czasowe (sekwencje wartości parametrów zarejestrowanych w funkcji czasu), co jest dość czasochłonne w przypadku pojedynczych urządzeń i obiektów. Stosuje się tu innowacyjne podejście umożliwiające płynne funkcjonowanie systemu, poprzez analizę danych pochodzących z dużej ilości podobnych do siebie obiektów (np. sklepów w sieci handlowej).

Nowe, kompleksowe podejście do *Smart Metering* w systemie DomatiqNet umożliwia elastyczne sterowanie technologiami w poszczególnych lokalizacjach. System DomatiqNet [4] (rys. 3) wyróżnia się innowacyjnością i komplementarnością funkcji, nie tylko w zakresie telemetrii i BI, ale również integracją z lokalnym systemem BMS (np. DomatiqBMS) i Centrum Nadzoru Technicznego, co umożliwia:

- sterowanie wszystkimi urządzeniami za pomocą poleceń wysyłanych na magistralę (np. CAN),
- zmiany nastaw temperatur, całościowo i strefowo w całym obiekcie,
- wprowadzanie zmiany harmonogramów czasowych,
- sterowanie oświetleniem wewnętrznym i zewnętrznym (w tym LED, DALI),
- sterowanie wentylacją, ogrzewaniem i klimatyzacją,
- jednoczesne zarządzanie grupą obiektów,

Koncepcja *Smart Metering* w sieci obiektów doskonale wpisuje się w wymagania certyfikacji budownictwa ekologicznego LEED *Green Building*, co zostało potwierdzone przyznanymi certyfikatami. Skalowalność i elastyczność pozwala na zastosowanie systemu telemetrii w każdym przypadku oraz dowolnej wielkości sieci. Niezależny od infrastruktury IT klienta system przesyłu danych do Centrum Nadzoru Technicznego może być zrealizowany w technologiach przewodowych, jak i bezprzewodowych. Umożliwia to szybki montaż nie ingerujący w instalacje sieciowe klienta.

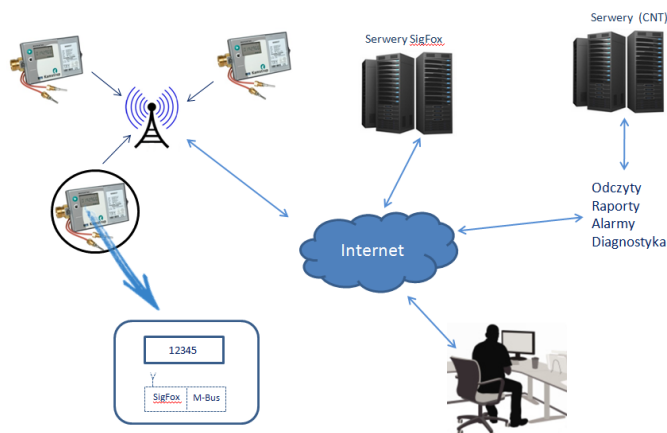


Rys. 3. System akwizycji i analizy danych DomatiqNet

Przykładem nowej technologii bezprzewodowej jest SIGFOX (rys. 4). Dane z urządzeń mikromocowych przekazywane są drogą radiową do sieci dostępowej. SIGFOX ma niewątpliwe zalety, takie jak niskie koszty eksploatacji, duży zasięg, bardzo niski pobór mocy, co w przypadku urządzeń bateryjnych ma duże znaczenie, w rezultacie niskie koszty modułów telemetrycznych. Jest to alternatywa i uzupełnienie aktualnie wykorzystywanych rozwiązań.

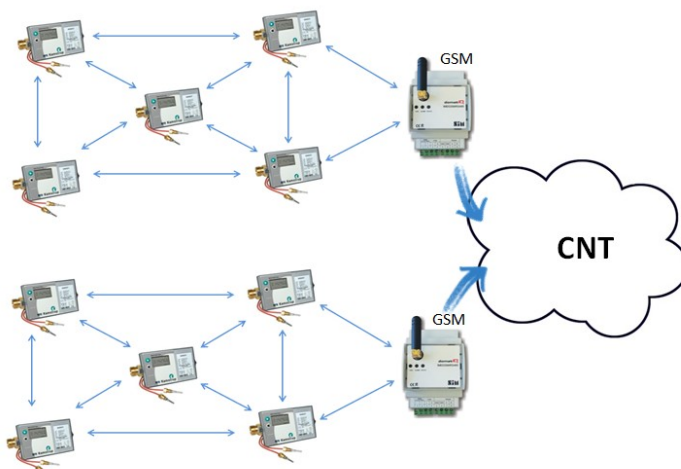
Podstawowe cechy Sigfox [6]:

- duże zasięgi (sieć pracuje w paśmie ISM 868 MHz w Europie),
- bardzo niskie pobory energii (32.7 mA w trybie *TX active*, 5 nA w trybie *sleep*, dane dla ATA8520),
- bardzo niskie koszty (zarówno urządzenia, jak i transmisji danych),
- dostęp do danych „od strony” sieci internetowej,
- brak konieczności stosowania kart SIM (każdy moduł ma unikalny numer ID),
- możliwość wysłania do 140 wiadomości na dobę.



Rys. 4. Schemat działania DomatiqNet z wykorzystaniem SIGFOX

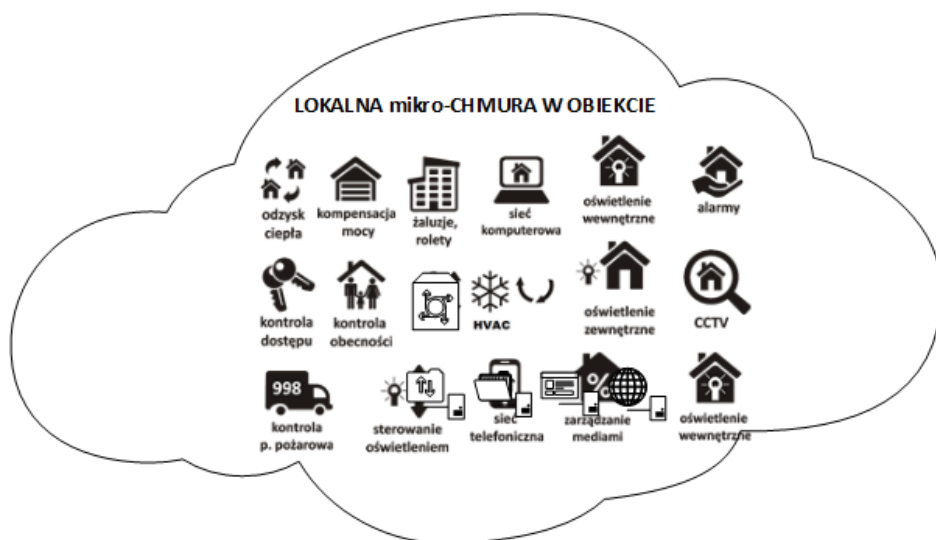
Istnieje kilka rodzajów topologii sieci używanych do akwizycji danych. Najpowszechniej używana jest topologia gwiazdy, może być używany również radiowy kolektor, stosowany w przypadku braku możliwości instalacji modułu telemetrycznego w bezpośrednim sąsiedztwie liczników. Innym rozwiązaniem są sieci kratowe (rys. 5), gdzie kolektory zainstalowane przy licznikach działają jak przekaźniki przesyłające dane do następnych najbliższych im kolektorów i tak dalej aż do głównego modułu telemetrycznego.



Rys. 5. Uproszczony schemat wykorzystania sieci kratowej

W każdym obiekcie, w zależności od potrzeby, zainstalowany jest sterownik (lub wiele sterowników), który łączy się z lokalną mikro-chmurą, w skład której wchodzi moduły sensoryczne, wykonawcze, integracyjne, analityczne

oraz inne proste sterowniki i regulatory. Sterowniki w ramach obiektu można łączyć za pomocą więcej niż jednego interfejsu jednocześnie, np. poprzez LAN, CAN, RS485, LON, ZigBee. W warstwie komunikacyjnej pomiędzy sterownikami planowane jest w najbliższym czasie wykorzystanie technologii IzOT wspierającej koncepcję przemysłowego internetu rzeczy (IIoT: *Industrial Internet of Things* [7]). Protokół IzoT [8] obejmuje większość standardów komunikacyjnych stosowanych w automatyce budynkowej, w tym: LON, BacNET, ModBus i KNX/EiB.

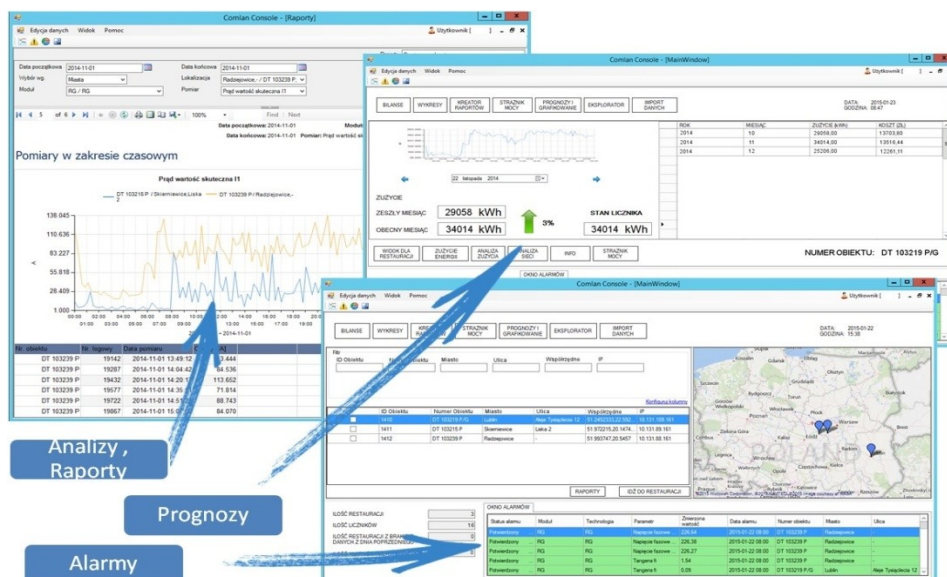


Rys. 6. Przykładowe elementy wchodzące w zakres telemetrii i analiz DomatiqNet

Nowe podejście do *Smart Metering* to przede wszystkim obróbka danych w systemie BI. Na tym właśnie etapie całego procesu tworzone są wnioski i raporty wspierające podejmowanie decyzji biznesowych w skali całej sieci. Dobrym przykładem może być analiza związana z podstawowym medium, jakim jest energia elektryczna. System DomatiqNet zapewnia w tym obszarze następujące funkcjonalności:

1. Strażnik mocy – alarmy *on-line* i raporty okresowe o wielkości przekroczeń zamówionej mocy oraz czasu ich trwania, raport o przeliczonych na złotówki karach.
2. Kalkulator mocy – obliczanie optymalnie zamawianej mocy na podstawie danych historycznych i zbieranych na bieżąco. Prognozowanie i planowanie zużycia mocy dla pojedynczych obiektów, grup i sieci.
3. Prognozowanie zmian w zużyciu energii elektrycznej i kosztach przy testowaniu nowych technologii, wybieranie optymalnej i energooszczędnej. Porównywanie prognoz ze zużyciem faktycznym. Prognozy oparte są o dane z instalacji referencyjnych i dane statystyczne.

4. Kalkulator Taryf – na podstawie danych historycznych oraz zbieranych na bieżąco, w powiązaniu z taryfikatorami sprzedawców i dystrybutorów, sugerowanie optymalnych taryf dla specyfiki funkcjonalnej badanego klienta.
5. Grafiki poborów energii: dla technologii, pojedynczych obiektów, dla grup oraz całej sieci. Raporty związane z odstępstwami od normy, raporty analityczne dla poszczególnych technologii.
6. Tworzenie „faktur wewnętrznych” na podstawie zebranych danych i porównanie wartości z fakturami rzeczywistymi.
7. Alarmy dotyczące zaniku napięcia na poszczególnych fazach, przekroczenia tg ϕ .
8. Eksport oraz import danych w różnych formatach, wymiana danych pomiędzy systemami ERP, BI, CRM.
9. Porównywanie danych poszczególnych technologii, obiektów i grup do siebie.

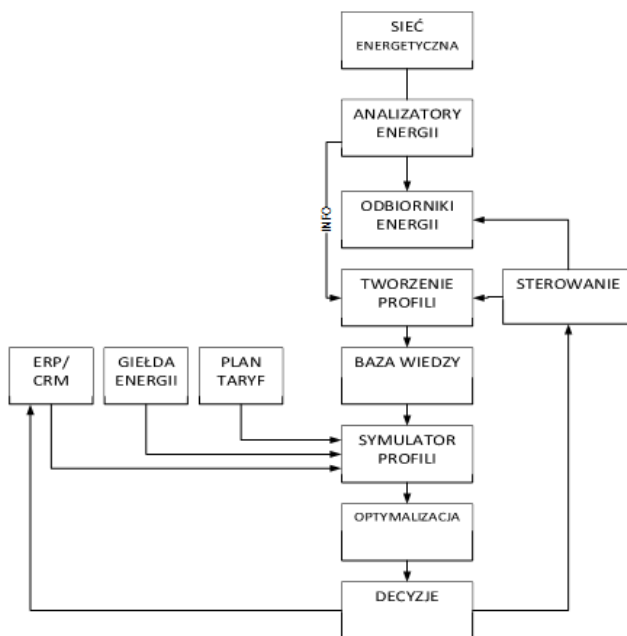


Rys. 7. Pulpit managerski DomatiqNet

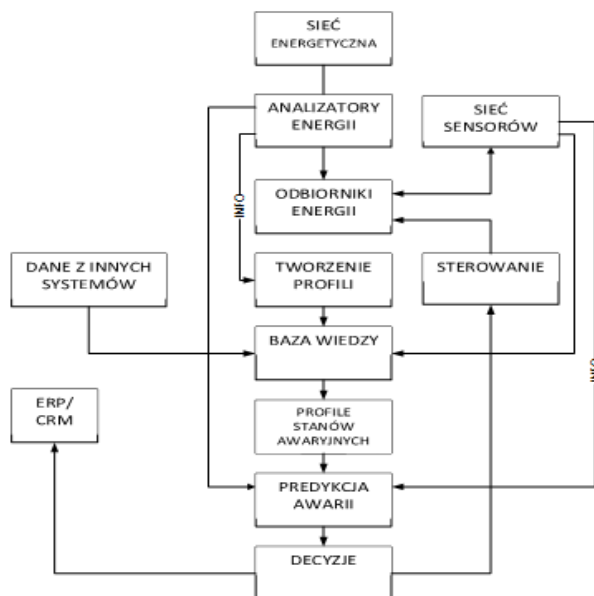
Na rys. 8 przedstawiono algorytm przepływu informacji telemetrycznych w przypadku danych z liczników energii elektrycznej. Natomiast na rys. 9 przedstawiono algorytm przepływu informacji telemetrycznych w przypadku danych dla scenariusza predykcji stanów awaryjnych urządzeń/odbiorników energii elektrycznej.

Odbiorniki energii elektrycznej w danym obiekcie są podłączone przez liczniki i analizatory energii elektrycznej. Na podstawie informacji z liczników i analizatorów oraz systemów sterowania, tworzone są profile energetyczne

podłączonych urządzeń i całych obiektów. Wszystkie informacje składowane są w bazie danych (baza wiedzy). Moduł symulacji profili wykorzystuje dane z systemów ERP i CRM klienta (np. dane dotyczące faktur i umów z dostawcami mediów), informacje z giełdy energii, bazy danych taryf i dostawców energii. Na tej podstawie symuluje różne profile i możliwe scenariusze (pod kątem kosztów zużycia mediów). Następnie przy użyciu specjalnych algorytmów optymalizuje się możliwe działania (np. zmiana sterowania urządzeniami, zmiany dostawców i taryf). Na samym końcu system decyduje o podjęciu odpowiednich działań i przesyła odpowiednie informacje do układów sterowania urządzeniami i systemów ERP i CRM.



Rys. 8. Algorytm przepływu informacji telemetrycznych w przypadku danych z liczników energii elektrycznej



Rys. 9. Algorytm przepływu informacji telemetrycznych w przypadku danych dla scenariusza predykcji stanów awaryjnych urządzeń/odbiorników energii elektrycznej

Odbiorniki energii elektrycznej w danym obiekcie są podłączone przez liczniki i analizatory energii elektrycznej. Dodatkowo w systemie znajduje się sieć modułów sensorycznych, monitorujących pośrednio oraz bezpośrednio pracę urządzeń. Na podstawie informacji z liczników i analizatorów, modułów sensorycznych oraz systemów sterowania – tworzone są profile podłączonych urządzeń dla różnych stanów pracy (spoczynek, rozruch, normalna praca, awarie itp.). Następnie wszystkie te informacje składowane są w bazie danych (baza wiedzy). Dodatkowo do bazy wiedzy trafiają informacje z innych obiektów (zawierające podobne informacje). Na podstawie analizy danych zgromadzonych w bazie wiedzy tworzone są modele profili zachowań poszczególnych urządzeń dla różnych stanów pracy, w tym także dla stanów poprzedzających awarię. Następnie system porównuje aktualne stany pracy monitorowanych urządzeń z modelami profili (dla różnych stanów) i w przypadku wykrycia zgodności/tendencji z modelem stanów poprzedzających awarię wysyła odpowiednie informacje do modułu decyzyjnego. Moduł decyzyjny określa listę potrzebnych działań i wysyła odpowiednie informacje do układów sterowania (np. zmniejszenie obrotów wentylatora, wyłączenie całego urządzenia, itd.) oraz systemów ERP/CRM (np. wezwanie serwisu, zamówienie części zamiennych), wszystko w celu zapewnienia ciągłości pracy.

Przewidywanie potencjalnych awarii w znaczący sposób wpływa na koszty związane z utrzymywaniem technologii. Przykładem może być zwykła chłodziarka jakich wiele spotykamy we wszystkich sklepach. Na pierwszy rzut

oka, chłodziarka może spełniać swoje podstawowe funkcje, jednak dopiero ciągłe pomiary telemetryczne mogą wykazać, że urządzenie pobiera dwa razy więcej energii w porównaniu z wartościami historycznymi, porównawczymi lub znamionowymi. Wiedza o takiej anomalii pomoże zdecydować, czy wezwać serwis, czy wymienić urządzenie na nowe. Oszczędności są w tym wypadku podwójne. Towar nie zostanie utracony (mógłby ulec rozmrożeniu, gdyby chłodziarka przestała nagle działać), wygenerowane zostały oszczędności ze względu na wczesne wykrycie zwiększonego poboru energii.

Przy setkach lokalizacji, przy bazach zawierających miliony danych, obsługa systemu telemetrycznego pozostaje relatywnie prosta. Aplikacja konfiguracyjna, jak i aplikacja użytkownika dostępna przez www wraz z personalizowanym pulpitem zarządzającym, są proste i przejrzyste. Dostęp do danych przechowywanych w Centrum Nadzoru Technicznego realizowany jest w sposób bezpieczny, a użytkownicy mają najważniejsze dla nich informacje z całej sieci, prezentowane w jednym miejscu. Automatycznie generowane raporty i obsługa stanów alarmowych skraca czas pracy administratora sieci obiektów.

Wpływ zastosowania systemów telemetrycznych na przedsiębiorstwo można postrzegać wielowymiarowo. Oczywistym jest fakt bezpośredniego przełożenia finansowego oraz autentyczna i bezpośrednia wiedza biznesowa, jaką nabywa użytkownik. Pozostaje jeszcze wymiar ekologiczny. Jak już zostało to wcześniej wspomniane, System może monitorować również wielkości środowiskowe. Prócz temperatury i wilgotności można prowadzić również pomiary stężenia gazu, czystości wody, natężenia oświetlenia i jakości powietrza. System dzięki wczesnemu wykryciu wycieku, upływu, szkodliwej emisji, może zapobiec wypadkowi, a nawet katastrofie ekologicznej. Wzrost bezpieczeństwa jest więc kolejną charakterystyczną cechą, której nie da się pominąć podczas rozważań nad zastosowaniem telemetrii w przedsiębiorstwie.

Systemy telemetrii są dziś coraz popularniejsze, a ceny za nie bardzo przystępne. Wbrew pozorom, zwrot inwestycji następuje bardzo szybko. Najczęściej już po roku funkcjonowania inwestycja w telemetrię zwraca się, a klienci przyzwyczajeni do łatwo dostępnych raportów, wiarygodności danych w nich zawartych i bezpośredniego nadzoru nad każdym obiektem sieci bez konieczności kontroli lokalnej, nie chcą z niej rezygnować. Wręcz przeciwnie, następuje rozwój i rozbudowa Systemu o kolejne funkcjonalności. Oferta telemetryczna wcale nie musi być, w swoich założeniach biznesowych, jednowymiarowa. Prócz zwykłego zakupu Systemu wraz z Centrum Nadzoru Technicznego, można skorzystać z oferty dzierżawy z miesięcznym abonamentem. Koszt wdrożenia rozkłada się wówczas na wiele miesięcy, a nawet lat. Wybór opcji z reguły wynika ze strategii jaką prowadzi klient.

Materiały, które posłużyły do napisania tego artykułu pochodzą w dużej mierze z własnych doświadczeń firmy SIM. Od czterech lat gromadzi ona bowiem dane w swoim Centrum Nadzoru Technicznego obsługującego firmy

posiadające setki obiektów w sieci. Wyniki analiz i wniosków stały się przedmiotem tego opracowania.

Podsumowując, *Smart Metering* to już nie samo zbieranie danych, ale ich analiza z wykorzystaniem *Business Intelligence* (BI). Powiadamianie o stanach alarmowych, predykcja stanów awaryjnych, prognozy zużycia mediów oraz integracja z systemami ERP i CRM pozwalają stworzyć *Private Matrix of Big Data*. Wiedza wpływająca z *Private Matrix of Big Data* umożliwia podejmowanie decyzji biznesowych na nieosiągalnym dotychczas poziomie jakościowym.

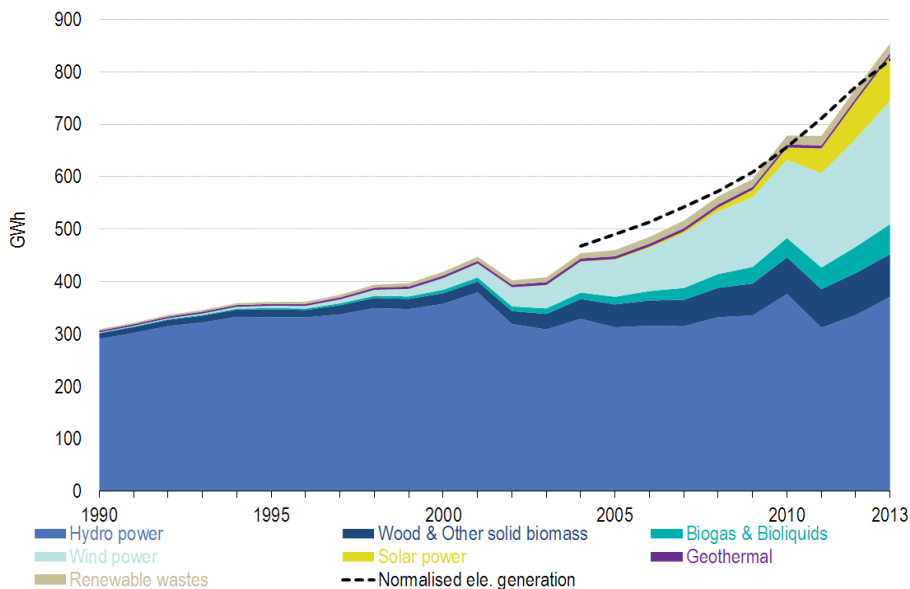
Literatura

- [1] Bilewicz K.: Smart metering. Wydawnictwo Naukowe PWN 2012.
- [2] Gartner, Information 2020: Beyond Big Data.
- [3] System Identification with General Dynamic Neural Networks and Network Pruning, Christian Endisch, Christoph Hackl, and Dierk Schroder, World Academy of Science, Engineering and Technology Vol:2 2008-06-22.
- [4] Materiał własny Spółki Inżynierów SIM.
- [5] Strona internetowa Stowarzyszenia <http://www.usgbc.org/leed>; Certyfikacja środowiskowa budynków metodą BREEAM, Buro Happold.
- [6] Strona internetowa JM Elektronik www.jm.pl
- [7] The Industrial Internet Of Things Kipp Bradford, Forbes 2/05/2014.
- [8] Ożadowicz A., Grela J.: Opracowanie analizy możliwości technicznych i funkcjonalnych integracji technologii Internetu Rzeczy w systemach automatyki budynkowej, Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych, AGH.

Tomasz POPLAWSKI, Jacek ŁYP, Piotr SZELĄG
Politechnika Częstochowska

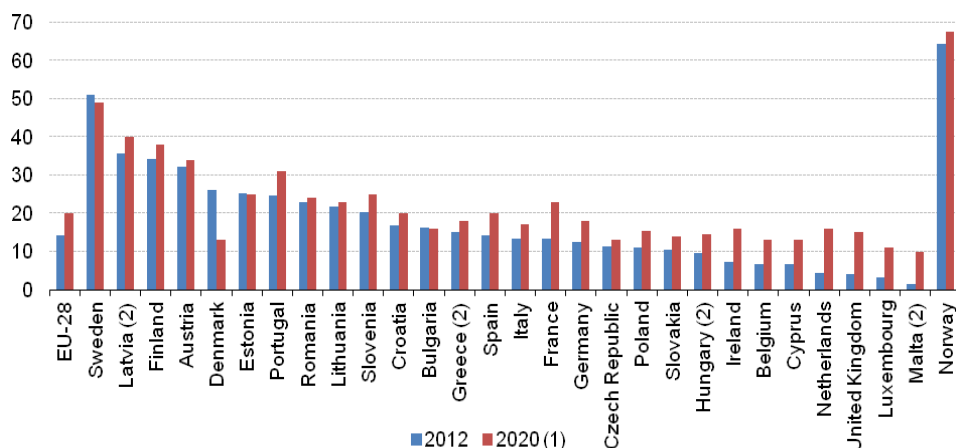
ZASTOSOWANIE WYMIARU HAUSDORFFA W PROGNOZOWANIU GENERACJI WIATROWEJ

Od kilkudziesięciu lat w UE trwają ciągle prace nad rozwojem technologii produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem zasobów odnawialnych. W komunikacie z dnia 6 czerwca 2012 r. zatytułowanym „Energia odnawialna: ważny uczestnik europejskiego rynku energii” (COM(2012) 271) Komisja wskazała obszary, w których do 2020 r. należy zwiększyć wysiłki, aby produkcja energii ze źródeł odnawialnych stale wzrastała do 2030 r. i w latach późniejszych, a w szczególności by technologie energii odnawialnej stały się tańsze, bardziej konkurencyjne oraz by odpowiadały potrzebom rynku (systemy wsparcia powinny objąć wyłącznie technologie, nad którymi prace nie znajdują się jeszcze na zaawansowanym etapie), jak również by pobudzić inwestycje w odnawialne źródła energii (znosząc dopłaty do paliw kopalnych, zapewniając dobre funkcjonowanie rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz odpowiednio opracowując podatki energetyczne).



Rys. 1 . Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w UE-28 z podziałem na poszczególne rodzaje; źródło: Eurostat 2015

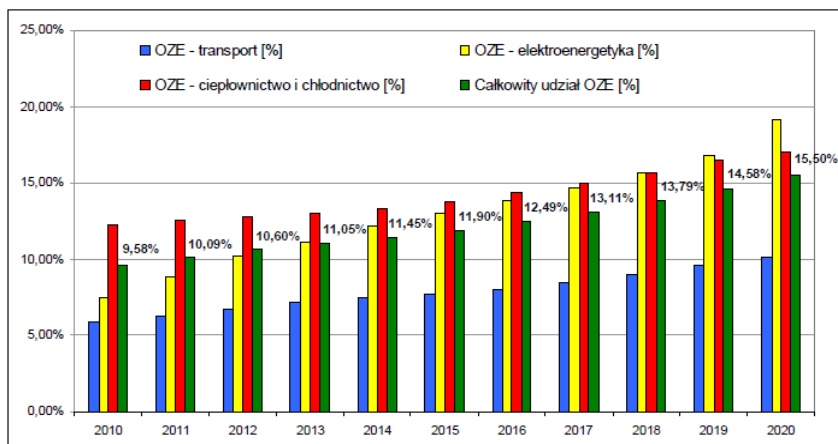
W 2011 r. (COM(2011) 31) i w 2013 r. (COM(2013) 175) Komisja dokonała oceny postępów państw członkowskich w osiąganiu celów wyznaczonych na 2020 r. Ostatnie sprawozdanie pokazuje, że zużycie energii ze źródeł odnawialnych znacznie wzrosło, a większość państw członkowskich osiągnęła wyznaczone im cele pośrednie ustanowione w dyrektywie z 2009 r. (rys. 2). Ponieważ jednak utrzymanie wyznaczonego tempa osiągania celów ostatecznych będzie coraz trudniejsze, niemal wszystkie państwa członkowskie będą musiały podjąć dodatkowe starania, aby osiągnąć cele przewidziane na 2020 r. Najnowsze dane udostępnione przez Eurostat pokazują, że w 2012 r. energia ze źródeł odnawialnych stanowiła 14% całkowitego zużycia energii w UE-28. Szczególnie widoczny jest przyrost poziomu produkcji w ogólnym miksie energii odnawialnej ze źródeł wiatrowych i fotowoltaiki (rys. 1). W 2012 roku wyniósł on odpowiednio 10,0% i 5,1% ogółu energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii w UE-28.



Rys. 2. Faktyczny udział energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2012 i planowany w 2020 roku

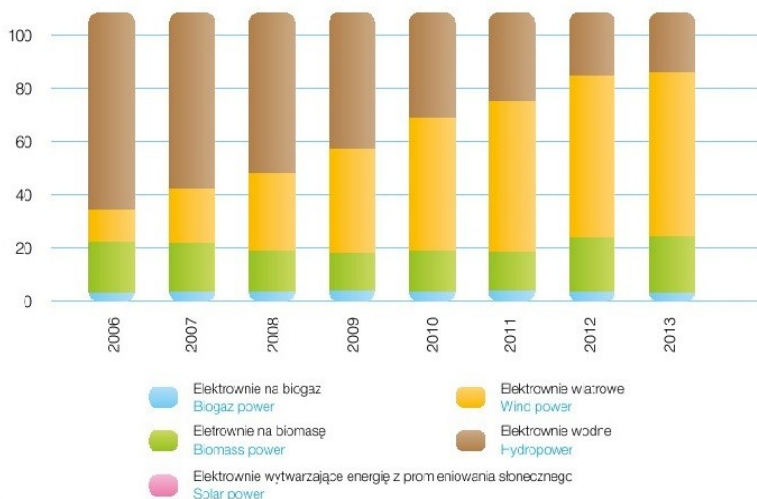
Obecnie technologie te są na tyle zaawansowane, że możliwe jest ich powszechne stosowanie i włączanie w system elektroenergetyczny. W momencie, gdy Polska stała się krajem członkowskim Unii Europejskiej, pojawiła się potrzeba dostosowania regulacji krajowych dotyczących odnawialnych źródeł energii do zasad unijnych. Zgodnie z zobowiązaniami wynikającymi z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, powstał Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych [5]. Został on opracowany na podstawie schematu sporządzonego przez Komisję Europejską i zawartego w decyzji Komisji 2009/548/WE z dnia 30 czerwca 2009 roku ustanawiającej schemat krajowych planów działania w zakresie

energii ze źródeł odnawialnych na mocy dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Europy. Jako krajowy cel ogólny przyjęto, zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE, zwiększenie udziału energii pochodzącej z odnawialnych źródeł w końcowym zużyciu energii w 2020 roku do poziomu 15%.



Rys. 3. Krajowy cel na 2020 rok oraz udział energii odnawialnej w transporcie, ciepłownictwie oraz elektroenergetyce; Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych – źródło [5]

Jednym z najdynamiczniej rozwijających się odnawialnych źródeł energii jest energetyka wiatrowa. W ostatnim dziesięcioleciu roczny przyrost mocy nominalnej powstających instalacji wynosi przynajmniej kilkadziesiąt procent.



Źródło: PSEW / source: PSEW

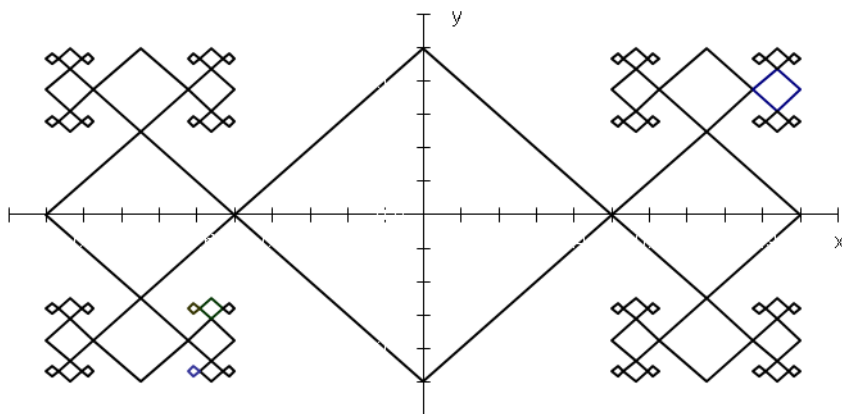
Rys. 4. Procentowy udział źródeł OZE w mocy zainstalowanej w Polsce (stan na 31.03.2013 r.)

Dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej skutkuje powstawaniem kolejnej ścieżki w tematyce prognostycznej związanej z opracowywaniem nowych metod i narzędzi predykcyjnych przeznaczonych dla elektrowni wiatrowych, które charakteryzują się dużą niestabilnością poziomu generowanej mocy oraz trudnością w jej przewidywaniu. W wielu środowiskach naukowych [7] pojawia się pogląd, że współczesne pojmowanie prognozowania potrzebuje radykalnej zmiany w kierunku charakterystyki spójnej metodycznie, umożliwiającej badanie istniejących interakcji pomiędzy tradycyjnie funkcjonującą energetyką, a nowymi trendami i wizjami funkcjonowania energetyki w przyszłości. Pomimo kilkudziesięciu lat tworzenia i ulepszania kolejnych narzędzi nie można uznać tego procesu za zakończony. Generalnie metody dedykowane dla energetyki wiatrowej można podzielić na dwie zasadnicze grupy przedstawiające odmienny sposób podejścia do problemu. Pierwsza skłania się ku statystycznemu ujęciu problematyki prognostycznej. Wykorzystuje się dane historyczne związane z pracą elektrowni wiatrowej i jej otoczeniem, a następnie szuka się różnorakich związków umożliwiających przewidywanie mocy generowanej w elektrowni wiatrowej na bazie historycznych relacji. Druga grupa metod reprezentuje podejście fizyczne. Twórcy modeli fizycznych starają się jak najdokładniej odwzorować warunki fizyczne, którym podlega badany obiekt by dopiero w końcowej fazie użyć właściwego narzędzia predykcyjnego. Nie jest to podział ścisły i ostateczny. Z biegiem lat powstają kolejne metody, w których wykorzystuje się oba podejścia jednocześnie, tworzone są modele hybrydowe i skomplikowane systemy, których ostatecznym efektem ma być jak najdokładniejsza prognoza [2, 3, 4, 8, 9, , 10, 11, 12]. Najczęściej autorzy zajmujący się tymi zagadnieniami sięgają do własnych pozytywnych doświadczeń zdobytych w innych obszarach, aby zaimplementować je lub zweryfikować ich poprawność w nowej rzeczywistości. W kolejnych rozdziałach opisane zostaną doświadczenia autorskie w implementacji metody pochodzącej z teorii chaosu zdeterminowanego do celów krótkoterminowej predykcji mocy farmy wiatrowej.

1. Wymiar Hausdorffa - etymologia metody

Przez setki lat matematyka nie była w stanie opisać zjawisk zachodzących w przyrodzie. Wydawały się one zbyt skomplikowane. Dopiero kilkadziesiąt lat temu zaczęła się rozwijać nowa dziedzina, dająca nowe spojrzenie i opis procesów tzw. samopodobnych w przyrodzie. Geometria fraktalna stała się impulsem dla wielu naukowców by na nowo przyjrzeć się wielu problemom, które dotąd nie znalazły rozwiązania. Podstawowym pojęciem tego kierunku nauki jest fraktal. Obecnie nie ma ścisłej definicji tego obiektu. Za [2, 6, 12, 13, 14] można przytoczyć, iż jest to obiekt, którego części pozostają w pewnej relacji do całości. Fraktal jest również określany jako zbiór posiadający określone cechy:

- ma nietrywialną strukturę w każdej skali,
 - struktura ta nie daje się łatwo opisać w języku tradycyjnej geometrii euklidesowej,
 - jest samopodobny, jeśli nie w sensie dokładnym, to przybliżonym lub stochastycznym,
 - jego wymiar fraktalny jest większy niż jego wymiar topologiczny,
- Można zaobserwować dwa typy fraktali [2,6]:
- deterministyczne (tworzone za pomocą pewnej reguły, zbiór Cantora, krzywa Kocha, zbiór Mandelbrota, zbiory Julii),
 - losowe (linia brzegowa, drzewo, płuca).



Rys. 5. Fraktal $G=0,5$ (źródło: [2])

Fraktale deterministyczne czyli matematyczne są obiektami symetrycznymi i samopodobnymi w dowolnej skali. Są one generowane poprzez wzory rekurencyjne lub system funkcji iterowanych (IFS – *iterated function system*). Fraktale losowe powstają na skutek losowego wybierania tworzących go reguł w różnych skalach. Obiekty takie mogą wykazywać się samopodobieństwem o ograniczonym zakresie ze względu na czynnik losowości wpływający na ich tworzenie.

Jednym z podstawowych elementów charakteryzujących fraktal jest jego wymiar. Mówi on nam, w jaki sposób dany obiekt wypełnia swoją przestrzeń. W analizie fraktalnej należy zwracać uwagę aby porównując wymiary różnych obiektów sposób ich wyznaczania był ten sam. Zapewni to prawidłową ocenę badanych cech obiektów. Poniżej przedstawiono najczęściej występujące wymiary[6, 13]:

- Hausdorffa,

- samopodobieństwa,
- pudełkowy,
- pojemnościowy,
- informacyjny,
- wymiar euklidesowy,
- cyrkłowy.

Każdy z nich niesie pewną informację o obiekcie. W zależności od badanego elementu, wartości poszczególnych wymiarów różnią się lecz czasem ich wartości mogą się pokrywać.

Przedstawione powyżej cechy i własności można zastosować w badaniach szeregów czasowych. Można wykorzystać porównanie do linii brzegowej. Im większe powiększenie zostanie zastosowane w trakcie analizy linii brzegowej, tym więcej szczegółów można zauważyć. Podobna sytuacja zachodzi w przypadku szeregów czasowych, gdy bierzemy pod uwagę coraz krótsze odcinki czasu.

Przedstawiona na rys. 5 figura geometryczna o wymiarze fraktalnym $G=0,5$ składa się z kwadratów. Każda trójka kwadratów, leżących w jednej osi, spełnia takie relacje, że:

- z każdego środkowego kwadratu o powierzchni S_i powstają dwa mniejsze, każdy o powierzchni:

$$S_{i+1} = \frac{1}{4} S_i \quad (1)$$

ze wzoru (1) wynika równoprawne równanie:

$$\frac{2 S_{i+1}}{S_i} = \frac{2}{4} \quad (2)$$

do analizy fraktalnej z równania (2) wynika następująca zależność:

$$\frac{\ln 2}{\ln 4} = 0,5 \quad (3)$$

- jeżeli z pary kwadratów, każdy o powierzchni S_i powstaje kwadrat o powierzchni:

$$S_{i+1} = 4 S_i \quad (4)$$

co można zapisać równaniem:

$$\frac{S_{i+1}}{2 S_i} = \frac{4}{2} \quad (5)$$

co spełnia relacja:

$$\frac{\ln 4}{\ln 2} = 2,0 \quad (6)$$

Wszystkie kolejne trójki kwadratów będą samopodobne, jeżeli ich konstrukcją rządzi wymiar fraktalny [1]:

$$\frac{\ln S_{i+1}}{\ln S_i} = G \quad (7)$$

$$G = 1 - D, \text{ gdzie } D < 1 \quad (8)$$

gdzie: D – wymiar Hausdorffa

Przykładowe pierwsze trzy człony takiego łańcucha konstrukcji dla $G=0,5$ przedstawiono na rys.5.

Uogólniając, jeżeli licznością zbioru elementów N rządzi reguła rozmnażania lub redukcji dana wzorem:

$$\frac{\ln N_{i+1}}{\ln N_i} = \frac{\ln N_{i+1}^a}{\ln N_i^a} = G \quad (9)$$

to zmiany liczności zbioru są procesem samopodobnym, przy $a \rightarrow \infty$ tworzą one zbiór Cantora, a przepis jego tworzenia jest wg. Mandelbrota fraktalem [2].

2. Wymiar Hausdorffa - zapis teoretyczny

Badając szeregi czasowe można zaobserwować bardzo istotną właściwość – samopodobieństwo o charakterze statystycznym. Szeregi czasowe przejawiające zaprezentowane cechy nazywane są szeregami fraktalnymi [6]. Warto dodać, że szeregi takie cechują się występowaniem długoterminowej korelacji. Zatem zasadne jest wyznaczenie wymiaru fraktalnego takiego przebiegu. Najczęściej wykonuje się to poprzez zbadanie stopnia postrzępienia wykresu. Można to wykonać stosując metodę graficzną wychodząc z definicji określającej wymiar cyrkłowy lub pudełkowy. W dalszej części zdecydowano się wykorzystać właściwości wymiaru Hausdorffa w budowie modelu dla krótkoterminowych prognoz obciążenia farmy wiatrowej.

Zasadniczy tok postępowania został opisany w literaturze [1, 2] i uzupełniony w [4]. Najogólniej mówiąc polega on na wyznaczeniu wartości funkcji $y_{t+1} = fp(x_{t+1})$ dla zadanego x_{t+1} , jako średniej ze spreparowanych wartości rzędnych punktów z pewnego przedziału Δx określonego w otoczeniu punktu x_{t+1} . Spreparowanie rzędnych polega na zagęszczeniu ich (skoncentrowaniu) wokół wartości y_t punktu opisującego stan rozpatrywanej krzywej mocy elektrowni wiatrowej w okresie poprzedzającym prognozę.

Oznaczmy przez (x_t, y_t) położenie punktu na płaszczyźnie OXY. Punkt ten odpowiada wartościom mocy (y) oraz prędkości wiatru (x) w chwili t , z krzywej mocy elektrowni wiatrowej. W następnej chwili czasowej dynamikę punktu zapisujemy (x_{t+1}, y_{t+1}) . Aby wyznaczyć pożądaną wielkość y_{t+1} należy dokonać poniższych czynności.

Określenie zbioru punktów do wyznaczenia średniej:

$$x \in \left(\frac{(x_t + x_{t+1}) - c_1 \cdot |x_t - x_{t+1}|}{2}, \frac{(x_t + x_{t+1}) + c_1 \cdot |x_t - x_{t+1}|}{2} \right) \quad (10)$$

gdzie: c_1 – stała - powinna zapewnić w przedziale wystarczająco dużą liczbę punktów (eksperymentalnie stwierdzono najlepszą dokładność przy ok. $15 \div 40\%$).

- Eliminacja punktów o skrajnych rzędnych jako zakłócających wynik i przez to niepożądanych wg kryterium:

$$|y_i - \bar{y}| > c_2 \cdot \bar{\Delta}_y \quad (11)$$

gdzie: c_2 - stała $c_2 \in (1,25 - 2,5)$,

$\bar{y} = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n-1} y_i$ - średnia wartość z rzędnych $n-1$ punktów tworzących skład wyznaczonego zbioru, (z pominięciem y_t),

$\bar{\Delta}_y = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n-1} |y_i - \bar{y}|$ - przeciętne absolutne odchylenie od średniej.

- Koncentracja wartości y_i leżących powyżej i poniżej y_t :
 - wyznaczenie kresów górnych $y_{g \max}$, $y_{d \max}$ i dolnych $y_{g \min}$, $y_{d \min}$ odpowiednio w zbiorach: $\mathbf{Y}_g: \{y_i > y_t\}$, $\mathbf{Y}_d: \{y_i < y_t\}$ dla $i=1, \dots, n$;
 - przedstawienie kresów obu zbiorów w postaci wskaźników:

$$w_{g \max} = \frac{y_{g \max}}{y_t}, \quad (12)$$

$$w_{g \min} = \frac{y_{g \min}}{y_t}, \quad (13)$$

$$w_{d \max} = \frac{y_t}{y_{d \max}}, \quad (14)$$

$$w_{d \min} = \frac{y_t}{y_{d \min}}, \quad (15)$$

obliczenie D_d , D_g dla zbiorów $\mathbf{Y}_g$, $\mathbf{Y}_d$:

$$D_g = \frac{\ln(w_{g \min})}{\ln(w_{g \max})}, \quad (16)$$

$$D_d = \frac{\ln(w_{d \max})}{\ln(w_{d \min})}, \quad (17)$$

gdzie: D_d, D_g – wymiar Hausdorffa; $w_g [1,4]$ jest to stała określająca regułę rozmnażania lub redukcji liczności pewnego zbioru elementów w każdym przedziale czasu $\tau=t_2-t_1$:

$$\frac{\ln N(t_2)}{\ln N(t_1)} = 1 - D, \quad (18)$$

gdzie: $N(t_1), N(t_2)$ – liczność zbioru w chwilach t_1, t_2 ; proces zmiany liczności zbioru wg powyższej reguły nazywa się procesem samopodobnym; wyznaczenie wartości rzędnych skoncentrowanych wokół punktu y_t :

$$\text{dla } y_i \in Y_g: \quad y_{kgi} = y_t + D_g(y_i - y_t) \quad (19)$$

$$\text{dla } y_i \in Y_d: \quad y_{kdi} = y_t + D_d(y_i - y_t). \quad (20)$$

✓ Wyznaczenie górnego i dolnego $\hat{y}_{t+1}$:

$$\hat{y}_{t+1,g} = \frac{1}{n_g} \left(y_t + \sum_{i=1}^{n_g-1} y_{kgi} \right), \quad (21)$$

$$\hat{y}_{t+1,d} = \frac{1}{n_d} \left(y_t + \sum_{i=1}^{n_d-1} y_{kdi} \right), \quad (22)$$

gdzie: n_g, n_d - liczności zbiorów odpowiednio Y_g, Y_d .

✓ Obliczenie wartości średniej $\hat{y}_{t+1}$ metodą momentów:

$$\hat{y}_{t+1} = \frac{\hat{y}_{t+1,g}^2 + \hat{y}_{t+1,d}^2}{\hat{y}_{t+1,g} + \hat{y}_{t+1,d}}. \quad (23)$$

Wzór (23) przedstawia najprostszy model predykcji krokowej samopodobnej losowej funkcji czasu wykorzystujący własności wymiaru Hausdorffa.

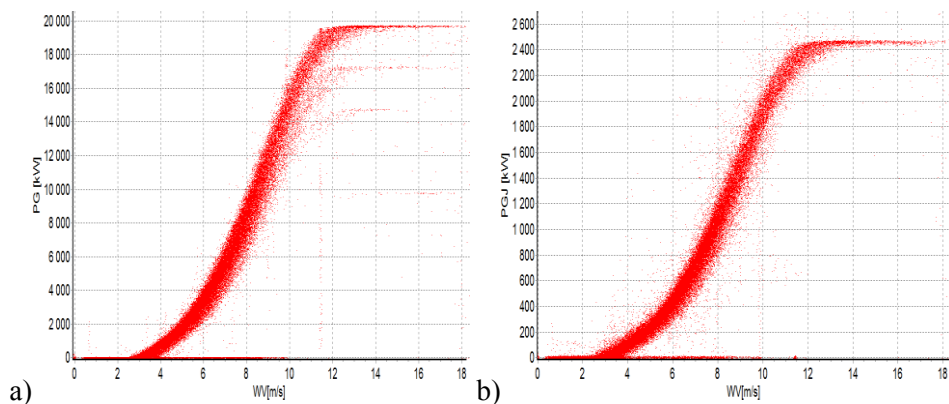
3. Badania eksperymentalne

Jednym z kluczowych elementów w procesie testowania i dostrajania modelu prognostycznego jest pozyskanie wiarygodnych pomiarowych danych historycznych dotyczących pracy farmy wiatrowej z wystarczająco długiego odcinka czasu. W wielu przypadkach dane te są fragmentaryczne, posiadają

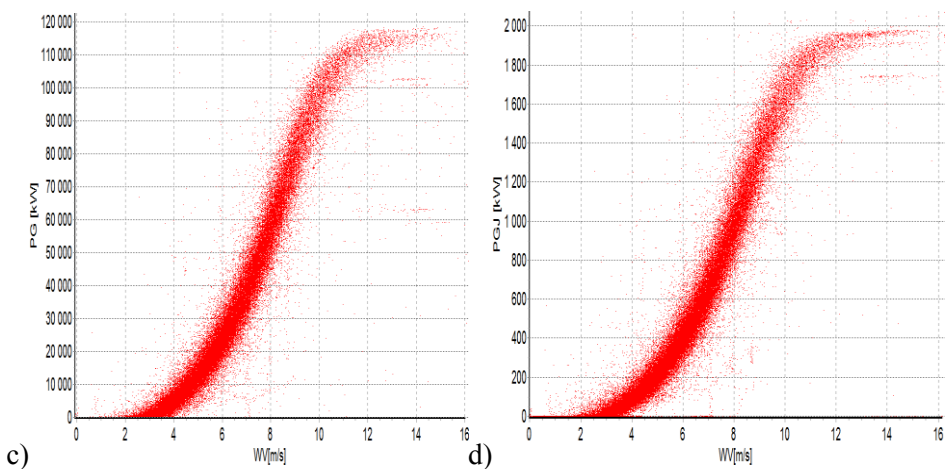
wiele braków i przekłamań. Często zdarza się, że pomiary są rejestrowane w systemach SCADA z różną rozdzielczością. Stwarza to konieczność przeprowadzania walidacji takich danych. Innym problemem jest brak możliwości pozyskania historycznych danych pogodowych, które są niezbędnym elementem do prawidłowej konstrukcji i weryfikacji modeli prognostycznych. W przypadku metody przedstawionej przez autorów badania zostały przeprowadzone na bazie informacji pozyskanych z trzech farm wiatrowych, dodatkowo dysponowano danymi dotyczącymi prognozy pogody opracowanymi przez jeden z wiodących ośrodków meteorologicznych.

Dostarczone dane statystyczne farm wiatrowych FW1, FW2, FW3 zawierały odpowiednio:

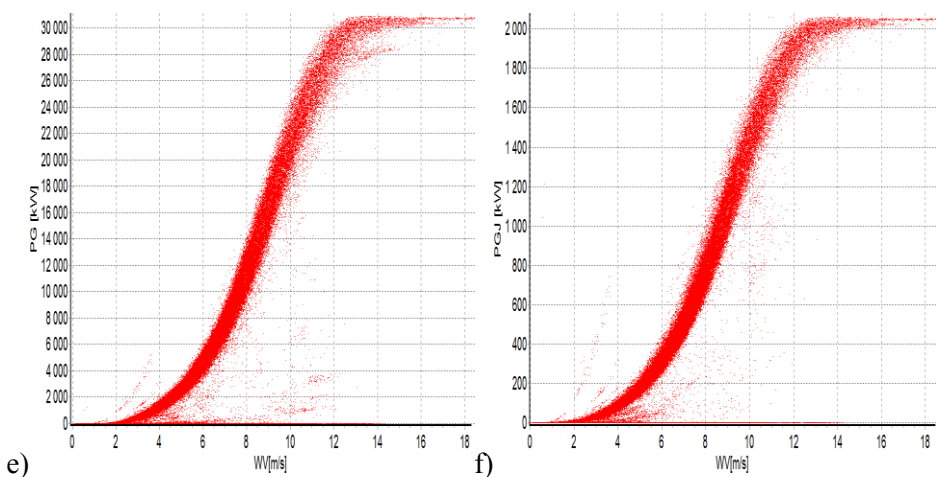
	FW1	FW2	FW3
liczba przypadków	84 761	95 222	126 615
interwał [min]	15	15	10
od	2012-05-01	2012-01-12	2012-01-01
do	2014-10-01	2014-10-01	2014-05-31
liczba turbin	8	60	15
moc nominalna turbiny [MW]	2.5	2.0	2.0



Rys. 6. Empiryczna krzywa mocy farmy wiatrowej
a) oraz pojedynczej turbiny na farmie b) $P_{FW1} = f(V)$



Rys. 7. Empiryczna krzywa mocy farmy wiatrowej
c) oraz pojedynczej turbiny na farmie d) $P_{FW2} = f(V)$



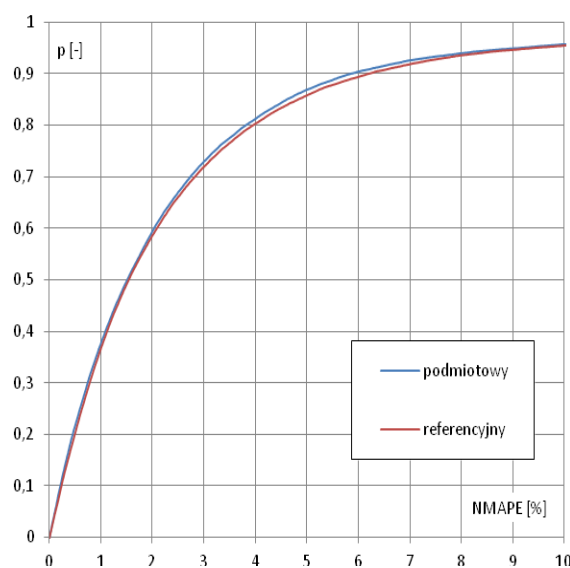
Rys. 8. Empiryczna krzywa mocy farmy wiatrowej
e) oraz pojedynczej turbiny na farmie f) $P_{FW3} = f(V)$

Wielu autorów poszukując skutecznych metod oceny i porównania metod prognostycznych dotyczących prognoz dla farm wiatrowych wprowadza tzw. normalizację błędów. Wielkością do której przyrównywana jest wartość błędów prognozowanej mocy elektrowni wiatrowej jest jej wartość nominalna. Do oceny dokładności prognozy wprowadza się tzw. znormalizowany średni bezwzględny błąd procentowy NMAPE (ang. *Normalized Mean Absolute Percentage Error*). Na potrzeby analizy dokładności przygotowanego algorytmu został zbudowany model referencyjny. Prognozy dla farm FW1 i FW2 wykonano z rozdzielczością 15-minutową na okres 2013-10-01 do 2014-09-30.

Tabela 1

Uzyskane dla FW1 i FW2 średnie procentowe wartości błędów NMAPE dla poszczególnych miesięcy w roku z okresu badawczego

Lp	Okres	NMAPE, %			
		FW1		FW2	
		model referencyjny	model podmiotowy	model referencyjny	model podmiotowy
1	październik	2,45	2,40	3,09	2,98
2	listopad	1,83	1,81	2,61	2,50
3	grudzień	7,09	7,06	5,37	5,31
4	styczeń	6,20	6,21	5,10	4,97
5	luty	4,50	4,61	3,27	3,21
6	marzec	7,77	7,32	5,02	5,01
7	kwiecień	2,31	2,17	2,82	2,77
8	maj	2,22	2,10	3,28	3,23
9	czerwiec	2,66	2,63	3,24	3,16
10	lipiec	2,26	2,24	3,65	3,53
11	sierpień	2,71	2,72	2,93	2,82
12	wrzesień	2,35	2,36	2,28	2,11
13	rok	3,71	3,65	3,58	3,49



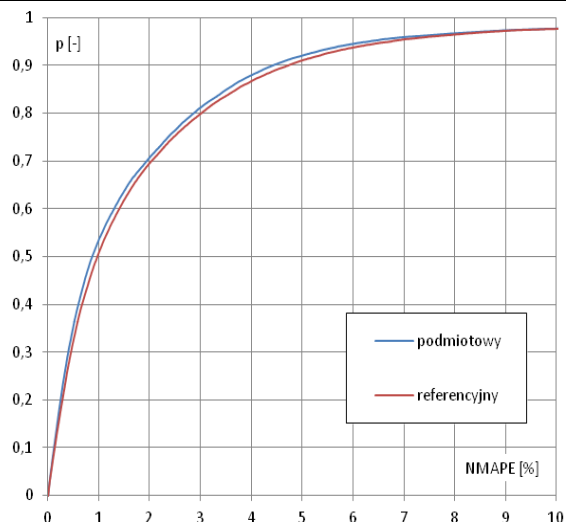
Rys. 9. Dystrybuanty rozkładu błędów dla modelu referencyjnego i Hausdorffa (podmiotowego) dla farmy FW1

Prognozy dla farmy FW3 wykonano z rozdzielczością 10-minutową na okres 2012-01-01 do 2014-05-31.

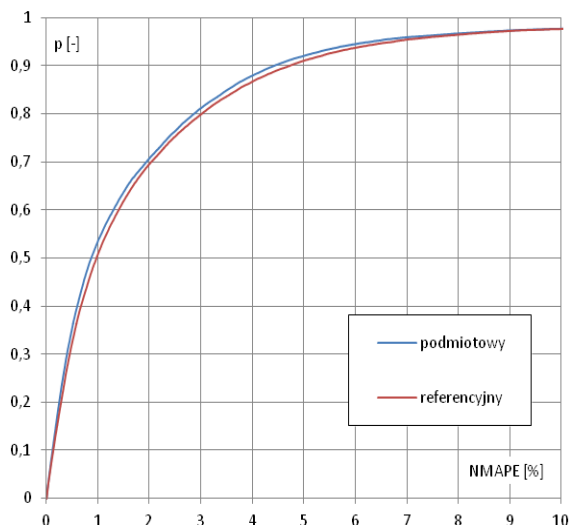
Tabela 2

Uzyskane dla FW1 i FW2 średnie procentowe wartości błędów NMAPE dla poszczególnych miesięcy w roku z okresu badawczego

Lp	Okres	NMAPE, %	
		FW3	
		model referencyjny	model podmiotowy
1	czerwiec	1,01	0,93
2	lipiec	1,03	0,94
3	sierpień	1,11	0,98
4	wrzesień	1,57	1,71
5	październik	2,18	2,19
6	listopad	1,90	1,84
7	grudzień	9,05	8,74
8	styczeń	5,97	5,92
9	luty	2,34	1,80
10	marzec	6,68	6,54
11	kwiecień	1,57	1,55
12	maj	2,31	2,38
13	rok	3,00	2,90



Rys. 10. Dystrybuanty rozkładu błędów dla modelu referencyjnego i Hausdorffa (podmiotowego) dla farmy FW2



Rys. 11. Dystrybuanty rozkładu błędów dla modelu referencyjnego i Hausdorffa (podmiotowego) dla farmy FW3

4. Podsumowanie

1. Z analizy wyników prognoz wynika, że średnie błędy NMAPE w miesiącach zimowych są większe niż w pozostałej części roku.
2. Najdokładniejsze błędy prognozy uzyskano dla FW3. Może to wynikać z lepszej jakości danych pomiarowych.
3. Na podstawie analizy dystrybuant rozkładu błędów widać, że w każdym przypadku uzyskano poprawę dokładności modelu Hausdorffa w stosunku do modelu referencyjnego.
4. Prognozy wykonano w oparciu o rzeczywiste pomiary prędkości wiatru. Nie posiadano do weryfikacji rzeczywistych prognoz wielkości meteorologicznych. Stan ten nakazuje rozważać wnioski wynikające z wyników z należytą ostrożnością, gdyż jak wykazały inne eksperymenty, dokładność prognozy generowanej mocy w dużej mierze zależy od dokładności prognozy prędkości wiatru.
5. Z adaptacyjnej krzywej obciążenia wyznaczano moc generowaną pojedynczej turbiny, która pomnożona przez liczbę turbin w farmie dawała ostateczną prognozę. Nie uwzględniano możliwości w rzeczywistości niepełnej liczby pracujących turbin, co zwłaszcza w krańcowych wartościach prędkości wiatru może mieć znaczenie.

6. Stosowana metodologia posiada niewykorzystany dotychczas potencjał, polegający na możliwości uwzględnienia w procesie wyznaczania adaptacyjnej krzywej mocy dodatkowych zmiennych dostarczających informacji o uwarunkowaniach terenowych, sezonowych i innych.

Literatura

- [1] Dobrzańska I., Dąsał K., Łyp J., Popławski T., Sowiński J.: Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane. Wydawnictwo P Cz., 2002.
- [2] Dobrzańska I., Dąsał K., Łyp J., Popławski T. Metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc i energię wraz z wykresami obciążenia dla typowych dób reprezentatywnych dla kraju i regionów systemu elektroenergetycznego. Dokumentacja PBZ-10-03, Częstochowa 1995.
- [3] Dudek G.: Analiza modelu krótkoterminowego prognozowania obciążeń systemów elektroenergetycznych opartego na klasteryzacji rozmytej. Badania Operacyjne i Decyzje, 2007 nr 2.
- [4] Łyp J.: Procedury korzystania z funkcji punktowych w prognozowaniu przebiegów dobowych obciążenia systemów lokalnych. Materiały konferencyjne PE '96. Częstochowa 1996.
- [5] Ministerstwo Gospodarki. Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, www.mg.gov.pl
- [6] Peters E. E.: Chaos And Order In The Capital Markets - A New View Of Cycles, Prices, And Market Volatility, Second Edition, New York, John Wiley & Sons, 1996.
- [7] Popczyk J.: Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej. Polski Klub Energetyczny Okręg Mazowiecki, 2011.
- [8] Popławski T.: Methods of analysis and forecast of power engineering load variation in the conditions of energy market transformation. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, 2009.
- [9] Popławski T. (redaktor): Wybrane zagadnienia prognozowania długoterminowego w systemach elektroenergetycznych. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, 2012.
- [10] Popławski T.: Teoria i praktyka w planowaniu rozwoju i eksploatacji systemów elektroenergetycznych. Wybrane aspekty. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, 2013.
- [11] Popławski T., Dąsał K., Medvec Z.: The New Aspects using MRK Model for Short-Term Load Forecasting in the Power System. Energy Spectrum, (2009) Vol. 4.
- [12] Popławski T., Szeląg P.: Analiza fraktalna w prognozowaniu procesów samopodobnych, Śląskie Wiadomości Elektryczne, (2010) Vol. 17, No. 5,

- [13] Stewart I., Czy Bóg gra w kości? Nowa matematyka chaosu, Warszawa, PWN, 2001.
- [14] Qian B., Rasheed K.: Hurst exponent and financial market predictability, from Proceeding: Financial Engineering and Applications, Cambridge, USA, 2004.

W artykule wykorzystano dane pomiarowe pozyskane w ramach programu:



UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI FUNDUSZ
ROZWOJU REGIONALNEGO



Badania nad opracowaniem wytycznych, technik i technologii dla systemów kompensacji mocy biernej, inteligentnego monitoringu wewnętrznych sieci elektroenergetycznych oraz ogniw fotowoltaicznych dedykowanych obiektom hybrydowym opartym wyłącznie o źródła odnawialne

Projekt współfinansowany ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka 2007-2013

Priorytet 1 - Badania i rozwój nowoczesnych technologii, Poddziałanie 1.3.1 - Projekty Rozwojowe

Maksymilian PRZYGRODZKI¹⁾²⁾, Paweł CHMURSKI¹⁾

¹⁾PSE Innowacje Sp. z o.o., ²⁾Politechnika Śląska

OCENA POZIOMU REZERW MOCY W KSE PRZY DUŻYM UDZIALE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa wymaga utrzymania odpowiednich zdolności produkcyjnych i rezerw mocy zapewniających produkcję i dostawę energii elektrycznej dla każdego odbiorcy przy zmieniającym się zapotrzebowaniu na energię oraz zmieniającej się dyspozycyjności jednostek wytwórczych. Utrzymanie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ma wymiar czasowy, tj. perspektywę długoterminową (planistyczną) i perspektywę bieżącą (operacyjną). W perspektywie planistycznej (uwzględnianej np. w tworzonych z trzyletnim wyprzedzeniem Planach Koordynacyjnych Rocznych) obowiązuje margines utrzymania nadwyżki mocy dostępnej dla operatora systemu określonej dla miesięcznych szczytów obciążenia. Nadwyżka ta określa margines mocy na podstawie różnicy pomiędzy mocą dyspozycyjną elektrowni krajowych a poziomem zapotrzebowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Taki deterministyczny sposób określania tego marginesu nie uwzględnia bezpośrednio struktur i charakteru mocy zainstalowanych w źródłach, a jedynie ich zakres dostępności, pomijając uwarunkowania właściwe źródłom odnawialnym. W związku z powyższym istotnym staje się uwzględnienie wkładu, jaki zmienność generowanej przez źródła odnawialne mocy będzie wносить w funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Zagadnienie to dotyczy również perspektywy operacyjnej, w której ważnym problemem staje się zbilansowanie systemu przy dużej zmienności generacji w źródłach odnawialnych.

1. Systematyka rezerw mocy w KSE

Utrzymanie rezerw mocy w systemie jest warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu i konieczności chwilowego zrównoważenia mocy czynnej pobieranej i generowanej w systemie. Z uwagi na ograniczone możliwości gromadzenia energii elektrycznej na szerszą skalę (poza elektrowniami akumulacyjnymi, np. pompowymi) powyższy warunek jest niezbędny dla utrzymania współpracy synchronicznej jednostek wytwórczych. Dla celów ruchowych wśród rezerw mocy można wyróżnić [1]:

- rezerwy operacyjne – jako zdolności wytwórcze źródeł krajowych, które zapewniają wymaganą, zgodnie z zasadami zawartymi w Instrukcji

Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), nadwyżkę planistyczną mocy dostępnej dla operatora ponad zapotrzebowanie;

- rezerwy interwencyjne – jako zasoby mocy aktywowane na polecenie operatora systemu, które służą do interwencyjnego równoważenia bilansu mocy w całym KSE lub w wybranych jego obszarach ze względu na warunki pracy sieci. Rezerwa interwencyjna została dedykowana dla określonych źródeł wytwórczych, tj. elektrowni szczytowo-pompowych i elektrowni gazowych. Dopuszcza się także możliwość świadczenia tej usługi przez wybranych odbiorców (przykład tzw. „negawatów”).

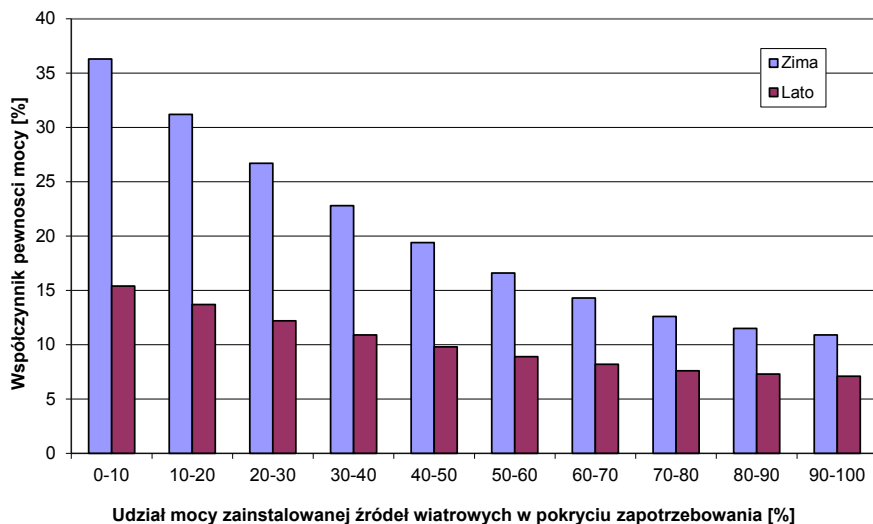
Wśród uzyskiwanych w trybie operacyjnym rezerw mocy można wyróżnić:

1. Rezerwę sekundową (w ramach regulacji pierwotnej) – uruchamianą przez automatykę obiektową (regulator obrotów turbiny) w odpowiedzi na odchylenia częstotliwości w skali obszaru regulacyjnego, zależnie od parametrów nastawienia regulatora. Wynikiem działania regulacji pierwotnej jest przywrócenie równowagi między wytwarzaniem i zużyciem energii w systemie elektroenergetycznym. Rezerwa sekundowa jest obligatoryjna dla wszystkich ciepłych Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD).
2. Rezerwę minutową (w ramach regulacji wtórnej), która ma za zadanie sprowadzić częstotliwość i moc wymiany KSE z połączonymi systemami do poziomu wartości zadanych, z równoczesnym odtworzeniem rezerwy sekundowej (po wcześniejszym jej wykorzystaniu). Działanie regulacji wtórnej powinno się rozpocząć po zadziałaniu regulacji pierwotnej, najpóźniej w 30 s po wystąpieniu zakłócenia i zakończyć w czasie do 15 min, kiedy następuje sprowadzenie częstotliwości i mocy wymiany do poprzedniego poziomu wielkości zadanych.
3. Rezerwę godzinową (w ramach regulacji trójnej), która jest utrzymywana w celu zapewnienia możliwości pokrycia zmiennego zapotrzebowania na energię elektryczną w dobie, przy zmieniającej się sytuacji ruchowej w KSE oraz w celu zapewnienia regulacji częstotliwości i salda wymiany z sąsiednimi systemami (przez odtwarzanie wymaganych zasobów rezerw: sekundowej w ramach regulacji pierwotnej i minutowej w ramach regulacji wtórnej). Wymaga się, aby czas dostępu do rezerwy godzinowej był nie dłuższy niż 15 minut, z tego względu rezerwa godzinowa na jednostkach wytwórczych elektrowni ciepłych dostępna jest tylko w zakresie rezerwy wirującej.

Ww. rezerwy mocy stanowią rezerwę wirującą. W ramach rynku bilansującego OSP dokonuje zakupu, poza udziałem w regulacji pierwotnej i wtórnej, tzw. rezerwy operacyjnej. Przedmiotem zakupu są zdolności wytwórcze JWCD zapewniające, określoną w IRiESP, nadwyżkę planistyczną mocy dostępnej dla OSP ponad zapotrzebowanie.

2. Wpływ źródeł odnawialnych na poziom rezerw mocy

Współpraca niespokojnych (o generacji zależnej od warunków środowiskowych) źródeł OZE z systemem elektroenergetycznym wiąże się z koniecznością utrzymywania zwiększonego poziomu rezerw mocy, co zwiększa koszt związany z utrzymaniem właściwych rezerw mocy. W przypadku źródeł odnawialnych należy zauważyć, że ich praca jest warunkowana naturalnymi zasobami i bieżącym potencjałem energii pierwotnej. Dla takich źródeł określa się tzw. wskaźnik pewności mocy (*Capacity Credit*). Wskaźnik ten uwzględnia rzeczywistą, dostępną moc dyspozycyjną w źródłach odnawialnych. Na rysunku 1 przedstawiono możliwość zastępowania mocy elektrowni konwencjonalnych przez źródła wiatrowe (dane pochodzą z badań przeprowadzonych w ramach programu greenNet-EU27 [2]).

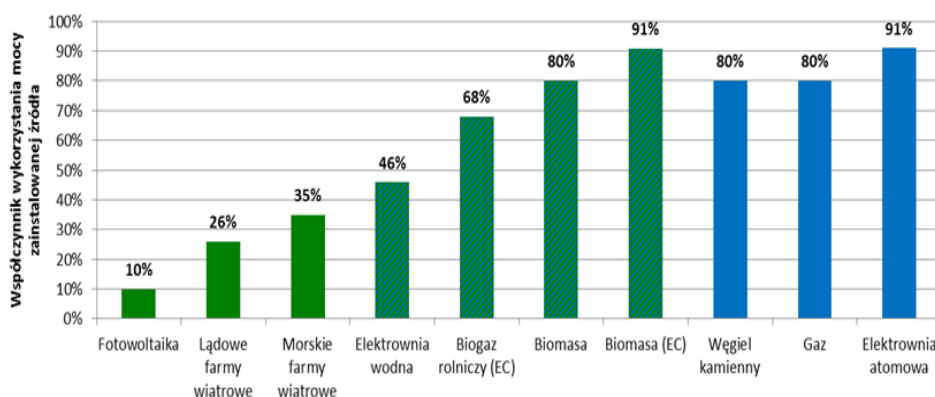


Rys. 1. Możliwość równoważenia elektrowni konwencjonalnych źródłami wiatrowymi

Wyniki wskazują, że im więcej jest mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych w systemie, tym w mniejszym stopniu można równoważyć moc zainstalowaną w tych źródłach mocą zainstalowaną źródeł konwencjonalnych. Obniżanie wartości współczynnika pewności mocy wraz ze wzrostem udziału mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych w pokryciu zapotrzebowania jest związane z kilkoma czynnikami. W szczególności zwiększenie mocy zainstalowanej prowadzi do budowy większych zespołów (farm) wiatrowych silnie zależnych od lokalnych warunków meteorologicznych (np. nagłe ubytki dużej mocy w efekcie zmniejszania się siły wiatru). Inną przyczyną jest to, iż budowa kolejnych farm wiatrowych sprzyja obniżaniu średniego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej – z uwagi na zagospodarowywanie kolejnych terenów

o gorszych warunkach wiatrowych – co obniża współczynnik pewności mocy. Wartość współczynnika pewności mocy, przykładowo na poziomie 10%, oznacza, że przy mocy zainstalowanej w źródłach OZE równej 100 MW można uzyskać w bilansie mocy co najmniej 10 MW pochodzących z tych źródeł. Współczynnik ten ma również inne wartości w zależności od okresu w jakim jest rozpatrywany – na rysunku 1 jest to sezon letni i zimowy [3].

W warunkach polskich ze źródeł odnawialnych największy wpływ na sposób planowania operacyjnych rezerw mocy będą miały elektrownie wiatrowe oraz fotowoltaiczne. Źródła te charakteryzują się niskim współczynnikiem wykorzystania mocy zainstalowanej (rys. 2), co wynika z dużej zmienności generacji tych źródeł, uwarunkowanej chwilowymi wartościami prędkości wiatru oraz poziomem nasłonecznienia.



Rys. 2. Współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej dla poszczególnych technologii wytwarzania

Zarówno źródła wiatrowe, jak i fotowoltaiczne charakteryzują się znaczną, zagregowaną na poziomie całego systemu, zmiennością generacji, której planowanie opiera się przede wszystkim na wykorzystaniu numerycznych prognoz pogody. Należy przy tym zauważyć, że prognozy te same w sobie są obciążone znacznym błędem (im większy horyzont prognozy, tym większy błąd). Oznacza to, że planując operacyjne rezerwy mocy (rezerwę sekundową, minutową oraz godzinową) należy wziąć pod uwagę wszystkie czynniki, które mogą mieć wpływ na poprawność prognozy. W efekcie sam poziom wymaganej rezerwy będzie uzależniony od pewnego przedziału, w którym z zadanym z góry prawdopodobieństwem powinna znaleźć się rzeczywista generacja. Z analizy zmienności zagregowanej generacji wiatrowej i fotowoltaicznej dla poziomu całego systemu wynika, że zarówno generacja wiatrowa, jak i fotowoltaiczna ma największy wpływ na planowanie rezerwy minutowej i godzinowej. Rozważając oba źródła wytwarzania (zarówno źródła wiatrowe, jak i fotowoltaiczne) należy podkreślić, że na wielkość wymaganej rezerwy operacyjnej będzie miała wpływ

nie generacja poszczególnych źródeł, ale ich superpozycja (a raczej prognoza generacji tych źródeł i rzeczywiste wykonanie) oraz oczywiście struktura samego systemu elektroenergetycznego. Zagadnienie wyznaczania wymaganego poziomu rezerwy operacyjnej znajduje się obecnie w fazie zaawansowanych analiz. Jednym z wiodących ośrodków zajmujących się obecnie tym zagadnieniem jest niemiecki instytut Fraunhofer, który wraz z niemieckim OSP TenneT GmbH opracowuje metodologię dynamicznego wyznaczania wymaganego poziomu rezerwy operacyjnej z uwzględnieniem charakterystyki pracy źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych.

3. Ocena poziomu rezerw mocy

Stosowane w kraju wymagania określające zakres rezerw mocy są pochodną wymagań przygotowanych przez ENTSO-E [4] oraz dotychczasowych doświadczeń. Doświadczenia te dotyczą jednak funkcjonowania systemu o znaczącej przewadze źródeł konwencjonalnych. Niemniej jednak, należy zauważyć, że zmieniające się warunki pracy źródeł, w tym struktura wytwarzania ze wzrostem udziału OZE, prowadzi do pewnych przesłanek:

- wzrost mocy zainstalowanej w pojedynczych jednostkach konwencjonalnych (kryterium mocy największego bloku – do niedawna było to 500 MW) powinien prowadzić do korekty założeń utrzymywania pasma regulacji rezerwy wtórnej;
- wzrost mocy w danych farmach wiatrowych, które jako obiekty są lokalizowane na określonym obszarze o quasijednolitych warunkach wietrzności powinien być uwzględniony w zakresach pasm regulacji rezerwy pierwotnej i wtórnej;
- rozwój źródeł PV, w tym farm PV, które jako obiekty podlegają lokalnym warunkom pogodowym musi prowadzić do uwzględnienia nowych wymagań regulacyjnych dla bloków JWCD.

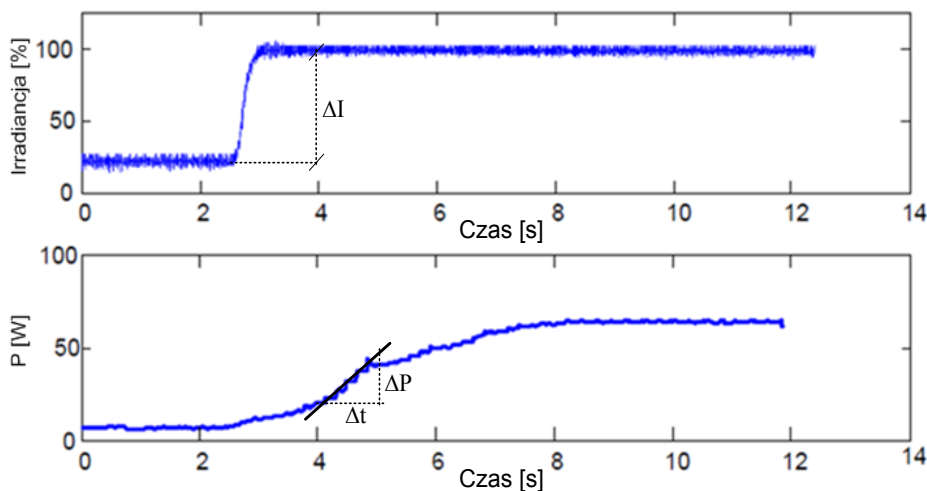
Przedstawione powyżej przesłanki nie wyczerpują tematu, prowadzą natomiast do formułowania nowych wytycznych przy uwzględnieniu zmienności pierwotnych zasobów energii odnawialnej. Z punktu widzenia podziału rezerw mocy zmienność ta ma wymiar krótkookresowy (operacyjny), jak i planistyczny.

W wymiarze planistycznym (wystarczalności) wystarczającym poziomem odniesienia są wartości przeciętne, wieloletnie, których wystąpienie jest statystycznie uzasadnione (istotne). W tym wymiarze należy rozumieć przykładowo współczynniki określające udział farm wiatrowych w kształtowaniu bilansu mocy w KSE (w zależności od okresu od 40% do 70% ich mocy zainstalowanej), czy też poziom wykorzystania przyszłych źródeł PV w związku z irradancją [9].

Z powodu braku doświadczeń krajowych zasadność uwzględnienia wpływu źródeł odnawialnych na poziom rezerw mocy można określić szacunkowo.

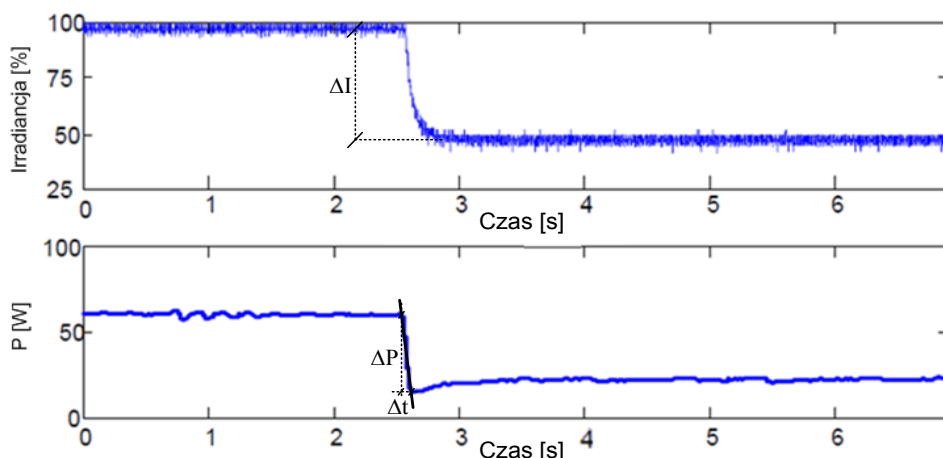
Poniżej posłużono się przykładami systemów skandynawskiego (fiński i duński) oraz amerykańskiego (Idaho) [5].

Przyrost zapotrzebowania na regulację sekundową (pierwotną) w systemie jest wynikiem zmienności sekundowej. Przyrost w tym wymiarze rezerw określany jest jako stosunkowo niewielki. Zależność ta jest związana ze zjawiskiem wzajemnej kompensacji produkowanej mocy różnego typu źródeł rozproszonych. Podawane szacunki dla różnych systemów określają wymagany przyrost sekundowych rezerw mocy w zakresie 0,3% do 1% mocy zainstalowanej w OZE (odnosząc się głównie do źródeł wiatrowych), przy czym niższa wartość dotyczy systemów bardziej rozległych (system skandynawski), a wyższa wartość dotyczy mniejszego systemu elektroenergetycznego (system Idaho). Należy jednak zauważyć, że w kontekście zmienności sekundowej szybkość zmian poziomu produkowanej mocy w pojedynczym źródle PV jest bardzo znacząca [6]. Na rysunku 3 podano fragment przebiegu czasowego irradancji (względem 1000 W/m^2) oraz wynikającej z nasłonecznienia produkcji mocy.



Rys. 3. Przebieg czasowy przyrostu nasłonecznienia i odpowiadającej temu produkcji mocy przez źródło PV

Można zauważyć, że szybki (sekundowy) przyrost irradancji ΔI rzędu 75% (np. zmiana zachmurzenia) związany jest ze zmianą produkcji mocy ΔP w tempie blisko $70\% P_n/1 \text{ s}$. Jeszcze szybsze zmiany dotyczą ubytku mocy produkowanej przez źródło PV. Sytuację taką przedstawiono na rysunku 4. W tym przypadku reakcja podaży mocy produkowanej przez źródło jest natychmiastowa wraz ze zmianą irradancji.



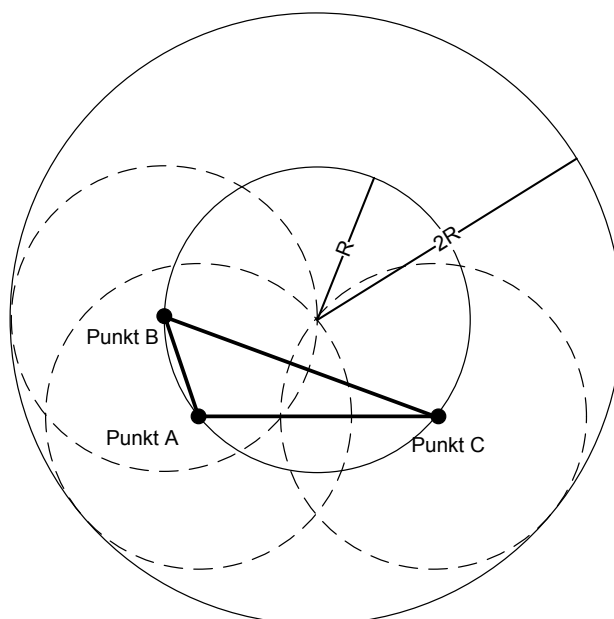
Rys. 4. Przebieg czasowy zmniejszenia nasłonecznienia i spadku odpowiadającej temu produkcji mocy przez źródło PV

Tak szybkie – jak zaprezentowano powyżej – zmiany produkcji mocy przez źródła PV wymagałyby w systemie elektroenergetycznym odpowiednich zasobów sekundowych rezerw mocy. Lokalna zmiana warunków pogodowych, wynikająca z chwilowego zachmurzenia nie jest możliwa do prognozowania, co dodatkowo utrudnia kwestie płynności pracy. Niemniej jednak, prezentowane kwestie mają charakter lokalny i przy dużym rozproszeniu źródeł – np. w obszarze kraju – ich znaczenie jest pomijalne. Wzrost wagi tego elementu jest istotny wówczas, gdy będą powstawać źródła PV o znaczący mocach zainstalowanych (rzędu dziesiątek/setek megawatów). Szybka utrata takiej mocy musi wówczas zostać ujęta w przewidywanych zasobach rezerw mocy.

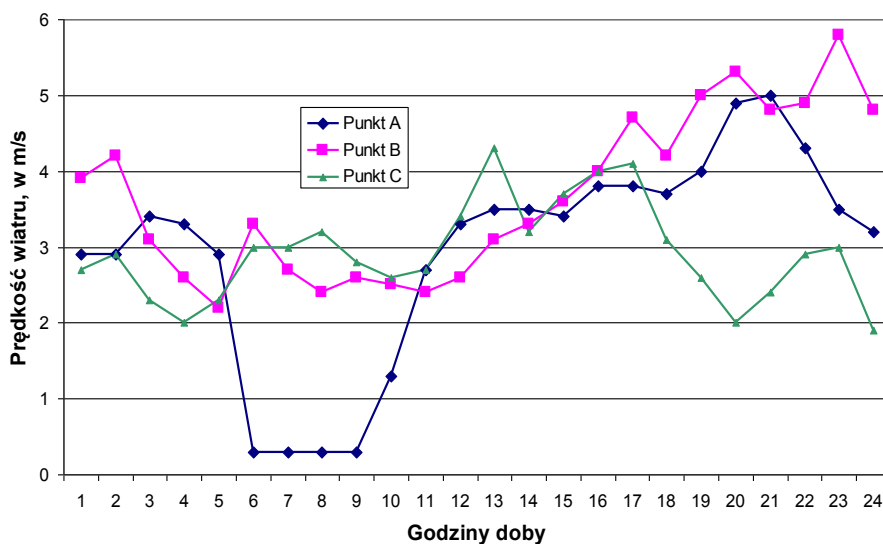
Podobna sytuacja dotyczy źródeł wiatrowych, gdzie lokalne zmiany prędkości wiatru mogą oddziaływać na produkcję mocy. Poniżej przedstawiono przykładową zmienność warunków wiatrowych rozpatrzonych w trzech różnych lokalizacjach [7]. Na rysunku 5 przedstawiono obszar analizy ($12\,253\text{ km}^2$, określony przez promień $2R \cong 62,5\text{ km}$, gdzie R jest promieniem okręgu opisanego na trójkącie ABC), natomiast na rysunku 6 przedstawiono uśrednione godzinowe prędkości wiatru w lokalizacjach masztów A, B i C.

Wraz z zwiększeniem rozproszenia źródeł odnawialnych, tak wiatrowych, jak i fotowoltaicznych, zwiększa się współczynnik uzyskania większej pewności (*Capacity Credit*) produkowanej mocy. W ten sposób następuje łagodzenie (na drodze uśredniania) chwilowych zjawisk pogodowych (porywy wiatru, zmiana zachmurzenia, itp.). Tym samym ogranicza to zakres wymaganych rezerw mocy.

Jak pokazuje praktyka znacznie większą wagę dla prowadzenia pracy systemu i utrzymywania zapasu operacyjnych rezerw mocy ma zmienność minutowa, uwzględniana w regulacji wtórnej. W miarę zwiększania udziału generacji w odnawialnych źródłach energii obserwuje się wzrost wymagań co do zakresu utrzymania rezerwy mocy o takim czasie dostępu.



Rys. 5. Obszar analizy współmienności warunków wiatrowych



Rys. 6. Uśrednione prędkości wiatru w różnych lokalizacjach

Poniżej przedstawiono wyniki badań przeprowadzonych dla systemu Idaho (tab. 1) w związku z rozwojem energetyki wiatrowej. Należy zauważyć, że jest to system mały o zapotrzebowaniu szczytowym rzędu 3 200 MW. W tabeli 1 przedstawiono poziom rezerwy sekundowej i minutowej utrzymywanej przy określonym poziomie udziału źródeł wiatrowych w obciążeniu szczytowym

systemu. Na podstawie uzyskanych wyników wykazano, że w zależności od stosunku mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych do obciążenia szczytowego systemu, konieczne jest zwiększenie wymaganej ilości minutowych rezerw mocy od kilku do kilkunastu procent sumarycznej mocy zainstalowanej w tego rodzaju źródłach. Wielkość mocy generowanej w źródłach wiatrowych nie ma natomiast (w prezentowanym przykładzie) bezpośredniego wpływu na poziom utrzymywanej rezerwy sekundowej.

Tabela 1

Przyrost wymaganej ilości rezerw sekundowej i minutowej w systemie Idaho, względem udziału mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w obciążeniu szczytowym [5]

Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych/ Udział w obciążeniu szczytowym		Przyrost rodzaju rezerwy	
		sekundowa	minutowa
300 MW	10%	1,2%	8,7%
600 MW	20%	1,2%	9,6%
900 MW	30%	1,1%	11,3%
1200 MW	40%	1,1%	13,5%

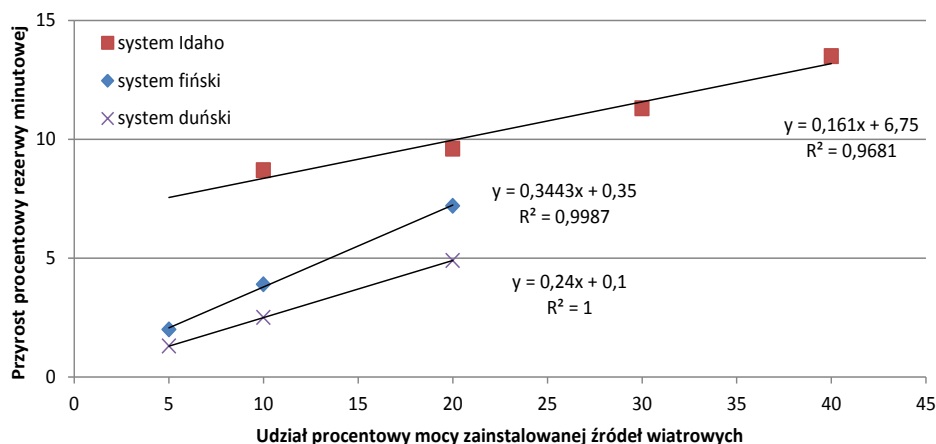
Innym przykładem są przedstawione poniżej wyniki badań nad utrzymywaniem rezerwy minutowej w systemach skandynawskich (tabela 2) w związku z rozwojem energetyki wiatrowej. Na podstawie uzyskanych wyników wykazano, że w zależności od udziału energii produkowanej w elektrowniach wiatrowych w zużyciu całkowitym konieczne jest zwiększenie wymaganej ilości minutowych rezerw mocy o ilość równą co najmniej kilku procentom.

Tabela 2

Przyrost wymaganej rezerwy minutowej w systemach skandynawskich względem udziału mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w obciążeniu szczytowym [5]

Udział procentowy mocy wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych w obciążeniu szczytowym	System elektroenergetyczny	
	fiński	duński
5%	2,0%	1,3%
10%	3,9%	2,5%
20%	7,2%	4,9%

Na podstawie przedstawionych powyżej wyników badań można określić szacunkową zależność powiązania rezerwy minutowej z udziałem źródeł wiatrowych w obciążeniu szczytowym systemu. Wielkości te określono na rysunku 7 za pomocą aproksymacji liniowej. Korzystając z tych zależności wyznaczono szacunkowy przyrost rezerwy minutowej w KSE przy danym poziomie mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych oraz uwzględniając obciążenie szczytowe systemu (tab. 3).



Rys. 7. Aproksymacja liniowa rezerwy minutowej w funkcji udziału procentowego mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych

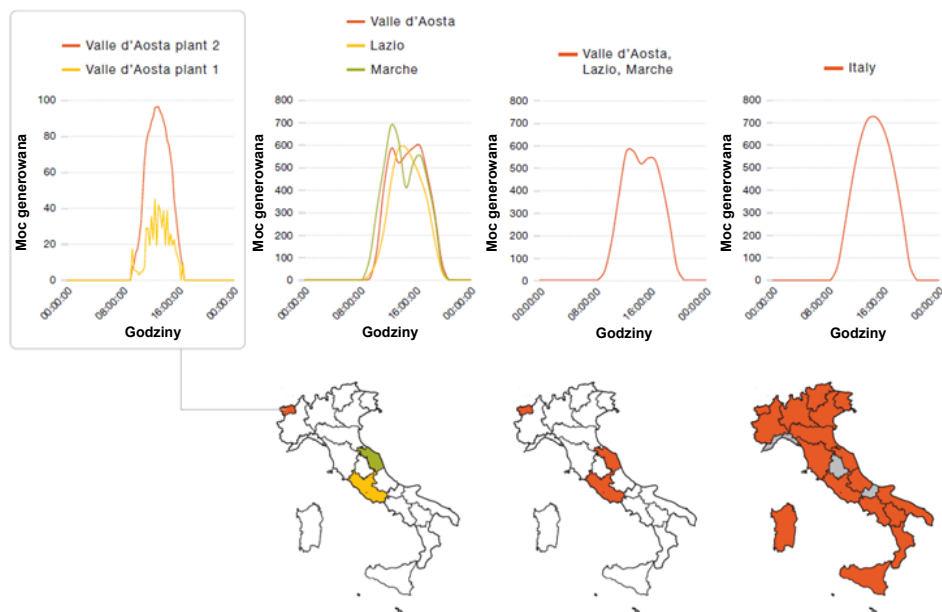
Tabela 3

Oszacowanie przyrostu rezerwy minutowej w KSE w zależności od udziału procentowego mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w obciążeniu szczytowym

System	Równanie	Ps MW	Udział FW w obciążeniu szczytowym KSE			
			10%	20%	30%	40%
Idaho	$0,161x+6,75$	3 200	8,7%	9,6%	11,2%	13,4%
fiński	$0,3443x+0,35$	15 000	3,8%	7,2%	10,7%	14,1%
duński	$0,24x+0,1$	6 600	2,5%	4,9%	7,3%	9,7%
polski	średnia ważona	25 000	4,0%	6,9%	9,8%	12,8%

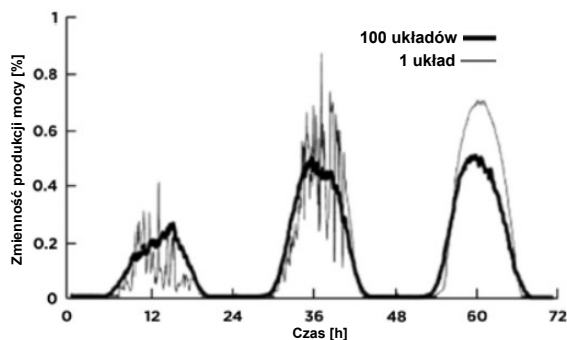
4. Uwarunkowania zmienności pracy źródeł energii

Zmienność godzinowa powoduje wzrost zapotrzebowania na rezerwy godzinowe (interwencyjną, operacyjną oraz bilansowanie energii). Wielkość koniecznych do utrzymania rezerw w tych układach regulacji wynika wprost z możliwej do osiągnięcia dokładności prognozowania generacji w źródłach odnawialnych. Przykładowo dla źródeł wiatrowych wielkość dodatkowych rezerw godzinowych utrzymywanych w systemie w celu rezerwowania pracy tych źródeł osiąga udział od 20% do nawet 60% w stosunku do sumarycznej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych. W przypadku źródeł PV zmienność godzinowa podaży w cyklu dobowym osiąga 100% (dzień/noc), niemniej w części dziennej doby jest ona dość przewidywalna. Szczególne znaczenie ma tutaj zwykle duże rozproszenie terytorialne układów PV. Na rysunku 8 przedstawiono na przykładzie Włoch efekt nakładania się zmienności lokalnych. Przedstawiono pojedynczą instalację, krzywą produkcji w wyróżnionym regionie, kilku regionach jak i wypadkową krzywą produkcji w źródłach PV dla całego kraju.



Rys. 8. Zmienność produkcji mocy w funkcji rozproszenia instalacji [10]

Efekt kompensacji produkcji w dużej liczbie systemów PV przedstawiono również na rysunku 9. Rysunek ten prezentuje poglądową zależność kształtowania się krzywej podaży mocy w źródłach PV w zestawieniu – pojedynczy układ vs. 100 układów.



Rys. 9. Zmienność produkcji mocy w układach PV (kompensacja produkcji dla wielu układów) dla przykładowych dni okresu letniego [8]

Należy jednak zauważyć, że wygładzenie krzywej podaży mocy ze źródeł PV dla całego kraju jest tym lepsze im większe jest rozdrobnienie i rozproszenie źródeł. Pozwala to na odstrojenie się od lokalnych warunków nasłonecznienia i zmian tych warunków. Sytuacja jest bardziej wymagająca przy większej koncentracji źródeł PV oraz przy większych mocach zainstalowanych pojedynczych obiektów [9].

Rozpatrując maksymalny potencjał wykorzystania fotowoltaiki w obszarze KSE przeprowadzono prostą symulację zmienności produkcji i jej skutków w postaci zmian obciążeń źródeł konwencjonalnych. Jako tło modelowej symulacji przyjęto krzywą obciążenia dla doby o największym i najmniejszym zapotrzebowaniu na moc. Do tego celu wykorzystano dane publikowane przez PSE S.A. [11] związane z pokryciem tego zapotrzebowania. Wykorzystano przykładowe krzywe dla dnia z maksymalnym zapotrzebowaniem oraz dla dnia z minimalnym zapotrzebowaniem w ciągu roku. Zgodnie z dostępnymi danymi krzywe zapotrzebowania na moc zostały wypełnione produkcją w podziale na elektrownie przemysłowe, konwencjonalne na węgiel kamienny oraz brunatny, a także pozostałe (w tym odnawialne). Na obraz wykonanej produkcji i zapotrzebowania w KSE nałożono krzywą nasłonecznienia dla danego dnia określoną na podstawie obserwacji wieloletnich. W obszarze tej krzywej umieszczono potencjalną produkcję ze źródeł PV po odliczeniu minimum technicznego jednostek JWCD oraz produkcję nJWCD (jednostki wytwórcze nie będące JWCD) i farm wiatrowych. Na podstawie tych prostych zestawień oszacowano zmienność produkcji w źródłach konwencjonalnych (odnosząc się w szczególności do elektrowni JWCD opalanych węglem kamiennym i brunatnym). Zmienność produkcji odniesiona do maksymalnej w badanej dobie określa stopień redukcji w danym typie elektrowni. Wyniki zestawiono w tabeli 4.

Tabela 4

Maksymalna dobową zmienność punktu pracy źródeł konwencjonalnych w KSE
względem mocy maksymalnej

Rodzaj źródła	Doba o maksymalnym zapotrzebowaniu		Doba o minimalnym zapotrzebowaniu	
	bez źródeł PV	ze źródłami PV	bez źródeł PV	ze źródłami PV
El. na węgiel kamienny (JWCD)	30%	61%	23%	47%
El. na węgiel brunatny (JWCD)	16%	57%	36%	43%
Inne (gazowe, wodne, wiatrowe)	41%	41%	55%	55%

5. Wnioski

1. Integracja dużej liczby (i w efekcie również mocy zainstalowanej) źródeł OZE z systemem elektroenergetycznym wymaga zwiększenia zakresu dostępnych rezerw mocy utrzymywanych, w szczególności w źródłach konwencjonalnych ciepłych. Proces ten zwiększy koszty utrzymywania wymaganych rezerw mocy w systemie.

2. Odnosząc się do doświadczeń analitycznych innych krajów można przyjąć, że przyrost rezerwy sekundowej będzie stały i wynosi około 1% na każdy megawat mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych, w przypadku rezerwy minutowej przyrost ten zmienia się wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej od kilku do kilkunastu procent, w przypadku rezerwy godzinowej przyrost ten można przyjąć w wymiarze 300 MW na każdy 1 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych.
3. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE rozwój OZE powinien odbywać się w sposób kontrolowany. W szczególności moc zainstalowana źródeł OZE nie może przekroczyć ograniczeń KSE (np. wymagane minimum techniczne mocy generowanej w źródłach konwencjonalnych, maksymalna moc źródeł OZE jaka może być przyłączona do KSE uwarunkowana możliwościami jego zbilansowania) oraz ograniczeń technicznych wynikających z operacyjnych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (ograniczenia sieciowe i bezpieczeństwo pracy KSE). Ponadto moc OZE musi być na takim poziomie, który umożliwi OSP zapewnienie wymaganych rezerw mocy w źródłach konwencjonalnych. Przekroczenie tego poziomu spowoduje konieczność budowy źródeł interwencyjnych o szybkim czasie dostępu, wykorzystywanych maksymalnie kilkaset godzin w roku (w warunkach krajowych będą to głównie elektrownie gazowe), co spowoduje istotny wzrost kosztów utrzymywania rezerw mocy.
4. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE należy uwzględnić możliwość wprowadzania przez OSP ograniczeń w produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE, które będą mogły być aktywowane w tych stanach bilansowych, w których wystąpi nadpodaż (nadwyżka) produkcji mocy względem zapotrzebowania. Ograniczenia takie będą występowały kilkadziesiąt godzin w roku i z tego powodu nie będą miały istotnego wpływu na przychody właścicieli źródeł OZE, będą natomiast sprzyjały ograniczaniu rozwoju rezerw mocy, a tym samym zmniejszając koszty zarówno utrzymania mocy, jak i przeciętne koszty wytwarzania energii elektrycznej w kraju.

Literatura

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. PSE SA. Tekst jednolity obowiązujący od 01.01.2015 r.
- [2] Guiding a Least Cost Grid Integration of RES-Electricity in an Extended Europe. Projekt EIE/04/049/S07.38561.
- [3] Przygodzki M., Kałuża S.: Ocena pracy farm wiatrowych w systemie elektroenergetycznym na podstawie krótkookresowych cen krańcowych. Materiały konferencji APE, czerwiec 2007 r.

-
- [4] ENTSO-E: Scenario Outlook And Adequacy Forecast 2014-2030. European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E. Brussels, Belgium, 2014 r.
 - [5] Korab R.: Optymalizacja operatorstwa przesyłowego w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011 r.
 - [6] Mills A. i zespół: Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Environmental Energy Technologies Division, December 2009, LBNL-2855E
 - [7] Przygodzki M., Siwy E.: Ocena możliwości przesyłowych infrastruktury sieciowej w świetle rozwoju energetyki wiatrowej. Przegląd Elektrotechniczny, nr 2/2011 r.
 - [8] SunShot Vision Study. US Department of Energy. Luty 2012 r.
 - [9] Przygodzki M., Chmurski P.: Ocena możliwości zbilansowania energii produkowanej w źródłach fotowoltaicznych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rynek Energii. Zeszyt tematyczny nr I (IX), maj 2014 r.
 - [10] www.epia.org
 - [11] www.pse.pl

Paweł SOWA¹⁾, Joachim BARGIEL¹⁾, Bogdan MÓL²⁾

¹⁾Politechnika Śląska, ²⁾TAURON Polska Energia S.A.

NOWOCZESNE ŹRÓDŁA ENERGII W SIECI SN I nN POPRAWIAJĄCE NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA WAŻNYCH ODBIORÓW KOMUNALNYCH NA TERENIE GMIN

Coraz większe znaczenie w kraju ma problematyka bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze obszarowym: globalnym (całe państwo) oraz lokalnym (jednostki samorządu terytorialnego) oraz w wymiarze czasowym, jako bezpieczeństwo energetyczne krótko i długoterminowe. Wreszcie bezpieczeństwo energetyczne obejmuje swoim zasięgiem dostawę energii elektrycznej i ciepła oraz paliw transportowych.

Bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym zależy głównie od dostaw energii elektrycznej, w której ważną rolę pełnią sieci średniego napięcia energetyki zawodowej i ich niezawodność. Sieci średnich napięć mają strukturę kształtowaną przez wiele lat i dopasowaną w miarę możliwości do potrzeb odbiorców. W wyniku tego procesu powstała struktura sieci średnich napięć, która tylko w pewnych fragmentach rezerwuje się wzajemnie. Zróżnicowanie struktur wynika z roli, jakie te sieci mają pełnić - dostarczać energię dla gospodarstw wiejskich, zabezpieczać zasilanie odbiorcom komunalno-bytowym w miastach, czy też rozdzielać energię na terenie dużych zakładów przemysłowych. Spełnienie tych ról determinuje bardziej lub mniej skomplikowaną strukturę sieci. Ponadto elementy istniejących struktur sieciowych SN napowietrznych i kablowych mają od kilku do kilkudziesięciu lat. Ma to wpływ na stan sieci SN i jej niezawodność. Wymagane są w nich działania inwestycyjne i eksploatacyjne, bez których będzie postępowało sukcesywne obniżanie niezawodności zasilania. Problematyka związana z oceną niezawodności zasilania w układach lokalnych, rozumianych, jako struktury sieci SN, jest zagadnieniem, które w obliczu przewidywanego rozwoju sieci SN nabiera coraz większego znaczenia.

Coraz wyższe wymagania stawiane niezawodności układów sieci elektroenergetycznej, wymuszają stworzenie nowych możliwości kształtowania struktury sieci SN oraz ich oceny pod kątem niezawodności zasilania. Największe oczekiwania, co do poprawy niezawodności dostawy energii elektrycznej do odbiorców w Lokalnym Podsystemie Elektroenergetycznym (LPE), spoczywają na poprawie niezawodności sieci SN. Istotny staje się rozwój automatyzacji pracy sieci elektroenergetycznej oraz wykorzystanie źródeł generacji lokalnej. Powyższe wymagania stwarzają potrzebę opracowania

metodyki oceny niezawodności dla występujących obecnie, złożonych funkcjonalnie układach struktur sieci SN oraz dedykowania jej do oceny niezawodności zasilania układów lokalnych.

Jednostki Samorządu Terytorialnego obserwując zjawiska ekonomiczne, techniczne, społeczne oraz realizując swoje podstawowe zadania narzucone przez administrację państwową, podejmują działania mające na celu poprawę bezpieczeństwa energetycznego swojego obszaru. Poprawa polegać będzie na wzmocnieniu zasilania ważnych obiektów komunalnych (urzędy gmin, centrum zarządzania kryzysowego, ośrodki zdrowia i szpitale, szkoły z salami gimnastycznymi, kuchniami i stołówkami, obiekty sportowe, budynki straży pożarnej, kryte pływalnie, itp.) poprzez prowadzone inwestycje w obszarze Generacji Rozproszonej (GR).

Wzmocnienie zasilania nastąpi poprzez budowę przeważnie gazowych agregatów kogeneracyjnych w tych budynkach lub w ich pobliżu umożliwiających zarówno zasilanie podstawowe, jak i awaryjne. Powstają w kraju koncepcje i konkretne realizacje takich przedsięwzięć. Są to tzw. mini centra energetyczne gmin. W skład takich centrów wchodzi agregaty i obiekty ważne z różnych względów, których utrzymanie w działaniu jest konieczne, również w sytuacji blackout'u. Pracują one wtedy autonomicznie tworząc tzw. mini wyspy energetyczne.

1. Jednostki samorządu terytorialnego – podmioty wpływające na niezawodność zasilania odbiorców

Obecna i przyszła sytuacja w KSE (Tab. 1) oraz prognozy dotyczące rozwoju poszczególnych rodzajów źródeł wytwarzania (Tab. 2), stawiają przed energetyką zawodową i lokalną nowe wyzwania. Są to wyzwania przyłączeniowe, eksploatacyjne, dyspozytorskie i ekonomiczne. W zakresie problemu przyłączania do sieci, nowe źródła pojawiają się głównie w sieciach 110 kV (farmy wiatrowe) oraz w sieciach średnich i niskich napięć (biogazownie, małe elektrownie wodne, pojedyncze źródła wiatrowe). W związku z tym pojawiają się problemy związane ze zmianą rozprężu prądów oraz problemy związane ze zmianą warunków zwarciovych i napięciowych. Z punktu widzenia JST rola GR na obszarach gminnych będzie następująca:

- zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego;
- poprawa niezawodności zasilania ważnych odbiorów komunalnych (szpitali, ośrodków zdrowia, rekreacji i sportu) szczególnie w okresie awaryjnym umożliwiając pracę wyspą z tymi odbiorami;
- współpraca z operatorami sieci rozdzielczej w łagodzeniu skutków awarii, bądź też deficytu mocy w KSE, który może wynikać ze zmniejszającego się poziomu rezerwy wirującej;
- ograniczenie strat przesyłowych;

- zwiększenie potencjału rozwojowego gmin w zakresie rozwoju GR z wykorzystaniem lokalnych zasobów energetycznych;
- dodatkowo realizacja kilku ważnych ustaw dla jednostek samorządu terytorialnego, np. ustawa o samorządzie terytorialnym, ustawa prawo energetyczne, ustawa o zarządzaniu kryzysowym,
- uzyskanie efektu ekologicznego poprzez ograniczenie emisji CO₂.

Znaczenie generacji rozproszonej (w tym OZE) dla JST potwierdzają dane zawarte w Tab. 1 i 2. Szczególnie ważne będzie to w okresie najbliższych lat.

Również należy pamiętać, że aktualna sytuacja polityczna w Europie Wschodniej i położenie geopolityczne i geoenergetyczne Polski powodują wzrost znaczenia GR, jako lokalnych źródeł energii.

Tabela 1

Prognoza mocy dyspozycyjnej KSE w szczycie zapotrzebowania oraz szczytowego zapotrzebowania na moc w okresie zimowym, MW – na podstawie [2]

Wyszczególnienie	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030
Szczytowe zapotrzebowanie na moc (brutto)	25333	25823	26313	26644	26976	27308	27972	30042	33124
Szczytowe zapotrzebowanie z rezerwą mocy (9%)	27613	28147	28681	29042	29404	29766	30489	32746	36105
Moc dyspozycyjna KSE w szczycie zimowym (brutto)	29076	28758	28586	28239	28303	29880	33168	34125	37295
Nadwyżka/niedobór mocy dyspozycyjnej	1463	611	-95	-803	-1101	114	2679	1379	1190

Tabela 2

Planowana moc zainstalowana w nowych jednostkach w podziale na technologie w okresie 2013-2030, MW – na podstawie [2]

Wyszczególnienie	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Węgiel brunatny	0	0	0	0	0	460	0	0	0	0
Węgiel kamienny	50	0	0	0	1000	900	900	0	0	1900
Gaz ziemny	0	0	860	135	1670	805	0	0	0	0
El. jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OZE	485	495	575	560	555	625	560	530	530	530
Razem	535	495	1435	695	3225	2790	1460	530	530	2430
Razem (narastająco)	535	1030	2465	3160	6385	9175	10635	11165	11695	14125
Wyszczególnienie	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Razem 2013-2020		Razem 2013-2030
Węgiel brunatny	0	0	0	0	0	0	850	460		1310
Węgiel kamienny	0	0	0	0	0	0	0	2850		5650
Gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	3470		3470
El. jądrowe	0	1500	1500	0	0	1500	1500	0		6000
OZE	385	385	360	360	360	360	360	4385		8545
Razem	385	1885	1860	360	360	1860	2710	11165		24975
Razem (narastająco)	15940	17825	19685	20045	20405	22265	24975	11165		24975

2. Skutki przerw w dostawie energii elektrycznej na poziomie lokalnym.

Brak zapewnienia lokalnego bezpieczeństwa skutkuje niedostarczeniem energii, a to powoduje straty gospodarcze u odbiorców. W najlepszym przypadku będzie to tylko postój, a w najgorszym zniszczenie urządzeń, nie mówiąc już o zagrożeniu lub utracie zdrowia i życia. Straty te są trudne do oszacowania, ponieważ nie ma prostej zależności między energią niedostarczoną, a stratami gospodarczymi (szkodami), jakie poniesie odbiorca. Zależy to od wielu czynników. Do ważniejszych można zaliczyć zmienną – w skali doby i roku – intensywność funkcjonowania gminy i życia ludności.

Ważni odbiorcy zlokalizowani na terenie gminy, wchodzący w skład majątku gminnego (odbiorcy komunalni), podlegają tym samym analizom skutków przerw w dostawie energii, jak w przypadku przedsiębiorstw lub zakładów przemysłowych. Również dla odbiorców komunalnych możemy mówić o koszcie niedostarczonej energii i związanymi z tym stratami.

Dla konkretnych przerw dostawy energii elektrycznej koszt strat gospodarczych spowodowanych nimi zależy od:

- rodzaju odbiorcy, którego wyłączono lub ograniczono mu dostawę mocy,
- lokalizacji odbiorcy,
- czasu przerwy dostawy energii elektrycznej,
- częstości przerw,
- momentu wystąpienia przerwy w okresie doby i roku,
- rozmiaru ograniczenia (od niewielkich ograniczeń mocy aż do całkowitego jej wyłączenia),
- uprzedzenia o przerwie lub ograniczeniu, które jest określone przez czas między zawiadomieniem o możliwości wystąpienia przerwy i jej pojawieniem się,
- warunków zewnętrznych, panujących w chwili wystąpienia przerwy.

Każda przerwa zasilania elektrycznego wiąże się z niedostarczeniem pewnej ilości energii elektrycznej. Dla różnych przerw ta sama ilość niedostarczonej energii w różnych okresach działania przedsiębiorstwa, społeczeństwa, gminy, może wywoływać i wywołuje różne straty gospodarcze. Można powiedzieć, że nie zawsze występuje silna korelacja między energią niedostarczoną a stratami gospodarczymi odbiorcy.

Gdy wystąpiła przerwa zasilania i odbiorca komunalny nie może korzystać z energii elektrycznej, wówczas odbiorca komunalny zastanawia się i udziela sobie odpowiedzi na pytanie: jaką sumę byłby w stanie zapłacić, żeby w danych warunkach uniknąć przerwy zasilania, która wystąpiła?

Zwykle ustalana w ten sposób wartość energii niedostarczonej, która stanowi jej cenę krańcową za przerwę o określonym czasie, w danych warunkach pracy i sytuacji odbiorcy komunalnego (gminy), a w innych

warunkach straty przy tej samej energii niedostarczonej mogą być zupełnie inne. Podkreśla to dość luźny związek strat odbiorcy komunalnego (gminy) z energią niedostarczoną.

Odbiorca komunalny może znaleźć się w sytuacji, którą mogą określać:

- przymus bezczynności poprzez brak możliwości wykonywania nałożonych zadań i obowiązków;
- utrudnienie w funkcjonowaniu podstawowych komórek organizacyjnych;
- pogorszenie komfortu przebywania w budynkach gminnych, np. gdy równocześnie: przestaje działać ogrzewanie pomieszczeń w zimie, następuje przerwanie wentylacji w lecie lub klimatyzacji, wystąpią braki wody, łączności, itd.;
- zagrożenie zdrowia i życia – konieczność ewakuacji osób z budynków należących do gminy – jest to szczególnie ważne w sytuacjach wystąpienia klęsk żywiołowych (powodzie, huragany);
- konieczność ponownego przywrócenia funkcjonalności sprzętowej i organizacyjnej gminy do stanu sprzed zakłócenia;
- bezpowrotne straty wynikłe w trakcie zakłócenia dostawy energii elektrycznej lub cieplej;
- inne problemy.

W związku z tym odbiorca komunalny będzie obserwował ilość i czas przerw w dostawie energii oraz wyznaczy straty, które poniósł w trakcie trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej do swoich obiektów.

Rozbudowa sieci lub infrastruktury gminnej wymaga nakładów inwestycyjnych i daje korzyści w postaci poprawy jej niezawodności. Można tutaj mówić o powiązaniu **kosztów i korzyści**.

W miejscowości Paniówki (należącej do gminy Gierałtowice) została wybudowana dla potrzeb szkół i mieszkańców kryta pływalnia „Wodnik”. Pływalnia jest zasilana w energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej firmy TAURON Dystrybucja S.A. i nie posiada rezerwowego źródła zasilania. Zasilanie pływalni w energię ciepłą odbywa się z kotłowni gazowej o mocy 1380 kWt w Zespole Szkolno - Przedszkolnym (ZSP) przez sieć ciepłowniczą. Dodatkowo ciepło do przygotowania ciepłej wody użytkowej jest dostarczane z 18 kolektorów słonecznych Viessmana zainstalowanych na dachu pływalni. W ZSP zainstalowano gazowy agregat kogeneracyjny o mocy 55 kWe i 88 kWt. Zastosowany schemat technologiczny kotłowni umożliwi przyjęcie dodatkowego ciepła odpadowego z agregatu kogeneracyjnego. Wielkość całorocznych potrzeb ciepłych i elektrycznych pływalni umożliwi pracę agregatu bez zbędnych postojów. Do budynku kotłowni, w którym zainstalowano agregat, doprowadzono gaz ziemny oraz przewidziano możliwość doprowadzenia biogazu. Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach jest zasilany podziemną linią kablową ze zmodernizowanej stacji transformatorowej Paniówki-Szkoła przy ul. Gliwickiej, gdzie wymieniono transformator na jednostkę o mocy

250 kVA. Agregat kogeneracyjny w sytuacjach awaryjnych pokrywa minimum techniczne pływalni oraz obiektu szkolnego (kuchnia i sala gimnastyczna).

2.1. Niezawodność pracy układu zasilania minicentrum w Paniówkach w latach 2013 - 2014.

Gmina Gierałtówce prowadzi własną statystykę wyłączeń obejmujących obiekty, których jest właścicielem. Dla minicentrum Paniówki przeprowadzono analizę statystyczną i niezawodnościową w latach 2013 i 2014, której wyniki przedstawione są poniżej.

ROK 2013

SAIDI – 725 min/rok*odb;

SAIFI – 9 zdarzeń/rok*odb;

CAIDI – 80 min/zdarzenie;

ROK 2014

SAIDI – 409 min/rok*odb;

SAIFI – 5 zdarzeń/rok*odb;

CAIDI – 82 min/zdarzenie;

Przedstawione wskaźniki niezawodnościowe są charakterystyczne dla sieci łączących na obszarach wiejskich i mieszczą się w wartościach średnich wskaźników obliczanych dla sieci SN i nN w kraju. Poniżej przedstawiono średnie wskaźniki niezawodnościowe dla sieci SN i nN na przeważającym obszarze kraju.

SAIDI – 329 min/rok*odb;

SAIFI – 3,5 zdarzeń/rok*odb;

CAIDI – 90 min/zdarzenie;

W roku 2014 w rozpatrywanym obszarze stwierdzono zmniejszenie wartości wskaźników SAIDI oraz SAIFI. W przypadku wskaźnika CAIDI można zauważyć utrzymanie się wartości na tym samym poziomie, jak w poprzednim roku.

3. Perspektywy rozwoju lokalnych źródeł zasilania w kontekście inwestycji gminnych

Gminy planując swoje inwestycje w obszarze energetyki rozproszonej powinny uwzględniać różne problemy z tym związane. Przede wszystkim powinny dostrzegać aspekty ekonomiczne, ale również techniczne związane np. z przyłączeniem do sieci dystrybucyjnej.

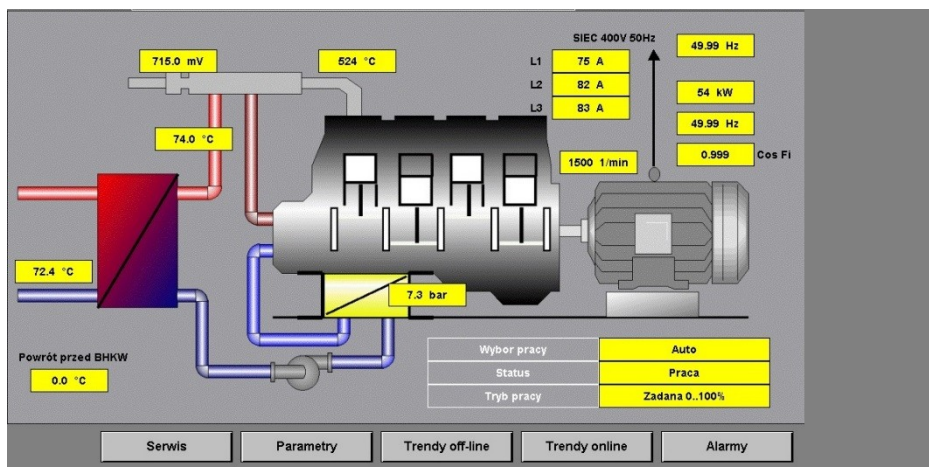
Z punktu widzenia Operatorów Sieci Przesyłowej i Dystrybucyjnej rozwój tego rodzaju generacji będzie powodował następujące, najważniejsze problemy i zagadnienia ruchowe:

- Prognozowanie poziomu GR i OZE w perspektywie krótko i długoterminowej.
- Opanowanie dużej zmienności mocy generowanej przez GR i OZE poprzez włączenie mocy generowanej przez GR i OZE do bilansu KSE.
- Pozyskanie nowych mocy generowanych w GR i OZE podnoszących lokalne bezpieczeństwo pracy sieci nN i SN.

Wymienione zagadnienia stawiają przed potencjalnymi inwestorami po stronie GR i OZE możliwości świadczenia w pewnym zakresie usług systemowych (rezerwa mocy – sekundowa i operacyjna, regulacja mocy biernej i poziomu napięć, odbudowa systemu, praca na układ wydzielony oraz poprawa lokalnych wskaźników niezawodnościowych, np. skrócenie czasu przerwy wyłączenia awaryjnego odbiorcy). Środowiska samorządowe dostrzegają wiążące się z tym zagadnieniem szanse oraz problemy. Przede wszystkim konieczne jest stworzenie zintegrowanych systemów sterowania i wymiany informacji ruchowych i pomiarowych pomiędzy Operatorami Sieci i Źródłami GR i OZE (rozwój systemów informatycznych i idei *Smart Grid* i *Smart Metering* w tym zakresie).



Rys. 1. Widok kotłowni i agregatu kogeneracyjnego 55 kW w minicentrum w Paniówkach



Rys. 2. Przykładowe parametry pracy agregatu w minicentrum Paniówki z dnia 29 listopada 2013 r.



Rys. 3. Widok na Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach

Kolejnym zagadnieniem jest scentralizowanie (połączenie) w większe grupy poszczególnych źródeł GR i stworzenie zoptymalizowanych pod względem technicznym, ekonomicznym, organizacyjnym tzw. minicentrów energetycznych oraz grup minicentrów energetycznych, które nazywamy wyspami energetycznymi. Oba te rozwiązania są propozycjami, które mogą stanowić płaszczyznę współpracy pomiędzy Gminami i Operatorami Sieci Dystrybucyjnych w zakresie:

- krótkoterminowym, tj. awaryjnego pokrycia zapotrzebowania wycinka sieci lub utrzymania w dyspozycyjności ruchowej źródeł zdolnych do odbudowy systemu elektroenergetycznego w przypadku awarii systemowej;

- długoterminowym, tj. zapewnienia zbilansowania obszaru w czasie pracy normalnej i prowadzenie ruchu sieci zapewniającym realizację jej zadań i funkcji w tym niezawodnego zasilania odbiorców.

W perspektywie potencjalnej współpracy energetyki samorządowej i zawodowej pojawia się również zagadnienie ewentualnego stworzenia i rozwoju lokalnych służb dyspozytorskich i eksploatacyjnych w ramach istniejących struktur gminnych. Dla samorządów problem ten jest zagadnieniem nowym i wymaga rozpoznania i określenia potencjału osobowego (kadrowego), finansowego, organizacyjnego gminy oraz wpływu na wskaźniki niezawodnościowe obszaru gminnego i KSE.

Jednocześnie gmina musi odpowiedzieć sobie na pytanie o poziom akceptowanego przez nią zakresu dysponowania jednostkami wytwórczymi należącymi do gminy przez służby dyspozytorskie wyższego szczebla (w tym również poprzez kształtowanie planowe lub awaryjne układu sieciowego obszaru gminy).

W przypadku JST ważnym jest określenie najważniejszych dla obszaru gminy odbiorców. Na terenie gminy Gierałtowice rozróżniono następujące ważne odbiory z punktu widzenia zapewnienia wykonalności funkcji gminy, zapewniających mieszkańcom gminy przetrwanie w sytuacjach kryzysowych:

1. Kompleks Szkolny w Chudowie.
2. Ośrodek Zdrowia wraz z Remizą Strażacką w Chudowie.
3. Urząd Gminy w Gierałtowicach.
4. Zespół Szkolno-Przedszkolny w Gierałtowicach.
5. Ośrodek Zdrowia w Gierałtowicach.
6. Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach.
7. Kryta Pływalnia „Wodnik” w Paniówkach.
8. Oczyszczalnia Ścieków w Przyszowicach.
9. Zespół Pałacowy w Przyszowicach.

Tak zdefiniowane grupy obiektów stanowią dla JST podstawę do określenia kierunku koniecznych inwestycji gminnych poprawiających wskaźniki zasilania w/w obiektów.

Analizy inwestycyjne w gminie Gierałtowice prowadzone są z uwzględnieniem aktualnej sytuacji w zakresie pozyskania dofinansowań i wsparcia finansowego oraz kształtu aktów prawnych opisujących obszar energetyki rozproszonej i samorządowej.

4. Wnioski

Dalszy rozwój źródeł wytwórczych na obszarach gminnych będzie ściśle uzależniony od:

- wielkości wsparcia dla tego typu inwestycji ze strony Państwa;

- dalszego przebiegu i skutków prac nad Ustawą o Odnawialnych Źródłach Energii Elektrycznej;
- możliwości nawiązania współpracy pomiędzy Operatorami Sieci Dystrybucyjnej i służbami eksploatacyjnymi po stronie gmin;
- wypracowania zasad prowadzenia ruchu (np. w zakresie wydzielania do pracy wyspowej) i eksploatacji pracujących (w ramach zakończonych inwestycji) urządzeń wytwórczych oraz wypracowania zasad współpracy ruchowej i eksploatacyjnej pomiędzy gminą a służbami ruchowymi Operatorów Sieci Dystrybucyjnej;
- wprowadzenia koniecznych zmian organizacyjnych struktury gmin pod kątem zapewnienia prawidłowej obsługi techniczno – ekonomicznej minicentrów energetycznych i wysp energetycznych;
- skali nowych form własności źródeł energii, takich jak spółdzielnie energetyczne oraz samorządowe zakłady energetyczne z przeważającym udziałem kapitałowym gmin.

Literatura

- [1] Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 r.
- [2] Ministerstwo Gospodarki, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, 2013.
- [3] Bargiel J., Sowa P., Zajac K., Mól B., Sierociński T.: Bezpieczeństwo zasilania gmin wiejskich a bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, Energetyka, zeszyt tematyczny nr XXIII maj 2012r., ISSN 0013-7294, s. 23-28.
- [4] Bargiel J., Sowa P., Mól B., Sierociński T., Szymański K.: Ocena i sposoby poprawy niezawodności zasilania gmin z sieci średnich napięć, Konferencja Sieci Wrocław 2012 r.
- [5] Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/>
- [6] Bargiel J., Sowa P., Mól B., Sierociński T., Zajac K.: Bezpieczeństwo zasilania gmin wiejskich a bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego, Konferencja Blackout, Poznań 2012 r.
- [7] Bargiel J., Sowa P., Mól B.: Rola Generacji Rozproszonej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym na przykładzie Gminy Gierałtówice, materiały konferencyjne APE '13, Jurata 2013 r.
- [8] Bargiel J., Mól B., Sierociński T., Sowa P.: Ocena możliwości współpracy jednostek samorządu terytorialnego (JST) z operatorami sieci dystrybucyjnej (OSD) w zakresie poprawy niezawodności zasilania ważnych odbiorców komunalnych na terenie gmin, traktowanych jako prosumenci., Konferencja Rynek Energii Elektrycznej, Kazimierz Dolny 2014 r.

**Janusz SOWIŃSKI, Tadeusz PYDYCH,
Robert TOMASZEWSKI, Artur WACHTARCZYK**
Politechnika Częstochowska

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA Z ODNAWIALNYCH NOŚNIKÓW W WARUNKACH RYZYKA

W ostatnich latach znacznie zwiększa się wykorzystanie odnawialnych nośników energii. Tendencja ta związana jest głównie z wyczerpywaniem się zasobów paliw kopalnych oraz z problemami oddziaływania konwencjonalnej energetyki na środowisko, głównie w zakresie emisji gazów cieplarnianych. Analizy dotyczą statystyki krajowej „Energia ze źródeł odnawialnych” cyklicznie publikowanej przez GUS. Zaprezentowano statystyki dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników energii w latach 2003-2013. Zamodelowano przebiegi produkcji energii elektrycznej i ciepła stochastycznymi równaniami różniczkowymi. Rozwiązanie równań metodą Eulera umożliwia symulację przebiegów w horyzoncie średnioterminowym. Modelowanie przebiegów w postaci równań stochastycznych pozwala na wprowadzenie do analizy ryzyka. Przedstawiono wyniki symulacji i analizy w sytuacji kwantyfikowania ryzyka związanego np. z propozycjami różnych systemów wsparcia OZE, niepewności polityki energetyczno-środowiskowej.

1. Tendencje rozwojowe OZE

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (OZE) jest obecnie jedną z najważniejszych opcji w działaniach zmierzających do obniżenia emisji w procesie generacji energii elektrycznej i produkcji ciepła, a zarazem redukcji zużycia paliw kopalnych, głównie węgla kamiennego i brunatnego [13]. Zakłada się, że dalszy postęp techniczny zwiększy efektywność energetyczną i obniży koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników [14], ale powyższe zjawiska cechuje spora niepewność.

Energetyka oparta na OZE napotyka na szereg barier rozwojowych, jakimi są ograniczony potencjał (głównie dostępność gruntów pod uprawy roślin energetycznych i biomasy, konflikt z innymi kategoriami wykorzystania gruntów), ograniczenia środowiskowe (inne niż emisje zanieczyszczeń, np. hałas, efekt migotania cieni) oraz brak odpowiedniej infrastruktury. Zmiany w regulacjach związanych z promowaniem OZE i systemem handlu emisjami (ETS) oraz niepewność związana z dalszymi kierunkami polityki energetyczno-środowisko-

wej powodują, że generacja energii elektrycznej i produkcja ciepła oparta na wykorzystaniu OZE musi być modelowana z uwzględnieniem ryzyka.

Przebiegi czasowe pozyskania i zużycia energii oraz produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników to procesy dynamiczne z zaburzeniami losowymi, które można modelować z wykorzystaniem stochastycznych równań różniczkowych [12].

2. Modelowanie procesów w elektroenergetyce w warunkach determinizmu, ryzyka i niepewności

Model przedstawia pewien fragment rzeczywistości w uproszczony, ale zorganizowany sposób. W modelu matematycznym obiekty systemu (elementy wydzielone pod kątem pewnych interesujących własności) i ich atrybuty (własności obiektu) są przedstawione przez zmienne matematyczne, natomiast działania (procesy wywołujące zmiany w systemie) przez funkcje matematyczne, wzajemnie wiążące ze sobą zmienne.

Istnieje wiele klasyfikacji modeli matematycznych. Przydatnymi w dalszych rozważaniach typologiami modeli matematycznych, stosowanych w elektroenergetyce, są:

1. Model statyczny i dynamiczny.
2. Model deterministyczny i probabilistyczny.

Model statyczny przedstawia zależność między atrybutami systemu w stanie równowagi (w stanie ustalonym). Dynamiczny model matematyczny pozwala na określenie zmian atrybutów systemu jako funkcji czasu.

W przypadku, gdy wyjście modelu może być w pełni określone za pomocą informacji wejściowych, mamy do czynienia z modelem deterministycznym. Model deterministyczny jest użytecznym i najczęściej stosowanym modelem w opisie wielu zjawisk, m.in. ekonomicznych i technicznych, w tym w gospodarce elektroenergetycznej.

W szczególnych przypadkach małe odchylenia wartości wejściowych mogą prowadzić do dużych zmian w wynikach końcowych. Model o takiej właściwości to model chaosu deterministycznego.

W modelu probabilistycznym wartości zmiennych wejściowych opisują wartości wyjściowe z pewnym prawdopodobieństwem. Natomiast proces stochastyczny to funkcja, której wartości są zmiennymi losowymi. Określa ona zmiany rozkładu prawdopodobieństwa lub funkcji gęstości prawdopodobieństwa w funkcji czasu lub innej zmiennej. Proces stochastyczny jest też definiowany jako rodzina zmiennych losowych. Przykładem procesu stochastycznego jest proces Markowa. W procesie tym rozkład warunkowy zmiennej losowej zależy jedynie od stanu poprzedniego. Proces Markowa zdefiniowany na dyskretnym przestrzeni stanów nazywa się łańcuchem Markowa. Istnieją procesy Markowa z czasem ciągłym. Pewnym opisem łańcuchów Markowa może być model

fizycznego zjawiska ruchów Browna, którego matematycznym modelem jest proces Wienera. Proces Wienera to proces gaussowski, bo zbiór wartości zmiennych losowych ma rozkład normalny. Proces Wienera można modelować wykorzystując stochastyczne równania różniczkowe (SDE – *stochastic differential equations*).

Niepewność jest pojęciem teorii decyzji. Decyzje powodują różne skutki w zależności od możliwych stanów, których prawdopodobieństwa wystąpienia nie są znane. Rachunek decyzyjny w warunkach niepewności wiąże się z decyzjami, dla których nie jest znany rozkład prawdopodobieństwa ich konsekwencji. Próba praktycznego rozwiązania problemu decyzyjnego w warunkach niepewności zazwyczaj sprowadza się do określenia subiektywnego prawdopodobieństwa zajścia danej konsekwencji.

Z punktu widzenia ekonomii, niepewność jest rozumiana jako problem decyzyjny, w którym określone decyzje powodują różne skutki, w zależności od tego, który z możliwych stanów rzeczy zajdzie. Zakłada się, że znany jest rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia określonych stanów rzeczy. Przyjmowane w ekonomii rozwiązanie problemu decyzyjnego w warunkach niepewności ma wskazać takie działanie, które da maksymalną wartość oczekiwaną funkcji celu.

Ryzyko oznacza pewną miarę strat, możliwych jako konsekwencja podjęcia decyzji. Wynikiem decyzji jest wystąpienie z pewnym prawdopodobieństwem zdarzenia, które prowadzi do strat. Ryzyko jest więc miarą proporcjonalną do prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia i do wielkości strat, które może spowodować to zdarzenie. W warunkach ryzyka znane jest prawdopodobieństwo wystąpienia każdej możliwej konsekwencji. Dla matematyków podejmowanie decyzji w warunkach ryzyka to sytuacja, w której znany jest rozkład prawdopodobieństwa skutków każdej możliwej decyzji. Jest to więc sytuacja, którą ekonomiści nazywają rachunkiem decyzyjnym w warunkach niepewności. Zarządzanie ryzykiem to zespół działań mających na celu obniżenie siły oddziaływania ryzyka na proces gospodarczy poprzez podejmowanie w tym kierunku optymalnych decyzji [7, 15].

Wyróżnia się dwa podstawowe rodzaje ryzyka: ryzyko spekulatywne, które w zależności od podjętych działań może prowadzić do straty lub zysku i ryzyko czyste, które w zależności od podjętych decyzji może prowadzić do straty lub jej braku. Ten rodzaj ryzyka jest na ogół mierzalny. Zarządzanie ryzykiem zajmuje się ryzykiem czystym.

Robin Kendall dokonał podziału ryzyk w zależności od źródła na: ryzyko losowe, w tym katastroficzne, ryzyko quasi-losowe, operacyjne (w zależności od branży ryzyko produkcyjne, technologiczne, projektowe, organizacyjne, proceduralne, związane z zarządzaniem, płynności finansowej, itp.), ryzyko rynkowe, kredytowe, prawne, regulacyjne, bankowe i ubezpieczeniowe.

Analizie podlegają te rodzaje ryzyka, które można w sposób wiarygodny kwantyfikować [8]. Jedną z koncepcji mierzenia ryzyka oparta jest na mierze

Value at Risk (VaR) – tzw. wartości zagrożonej. Popularną miarą ryzyka jest też *Cash Flow at Risk* (CFaR) – „przepływ pieniężny zagrożony”.

3. Uregulowania prawne w zakresie OZE

Uregulowania prawne mogą być źródłem niepewności otoczenia modeli produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników. Podstawowym aktem prawnym dotyczącym OZE jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych [3]. W myśl dyrektywy i rozporządzeń krajowych, strategicznym celem polityki energetycznej Polski w zakresie OZE jest zwiększenie wykorzystania odnawialnych nośników energii. Udział tej energii w finalnym zużyciu energii brutto powinien osiągnąć poziom 15% w 2020 r. Na rynku paliw transportowych planuje się osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw, głównie poprzez zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji.

Ważnym dokumentem programowym dla rozwoju OZE w Polsce była „Polityka energetyczna Polski do roku 2030” [10], która zakłada, że rozwój energetyki odnawialnej stanowi kluczowy element realizacji podstawowych jej celów, zwiększając możliwości dywersyfikacji paliw i ograniczając emisję dwutlenku węgla.

Przyjęty w 2010 r. przez Radę Ministrów i przesłany do Komisji Europejskiej „Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” [11] zakłada, że podstawowymi działaniami zwiększającymi udział OZE w bilansie energetycznym będzie większe wykorzystanie biomasy oraz energii wiatru. Należy dążyć do zwiększenia konkurencyjności technologii OZE, głównie obniżając koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników [17].

W dniu 22 grudnia 2011 r. Ministerstwo Gospodarki zaprezentowało pakiet trzech ustaw: nowe Prawo energetyczne, Prawo gazowe i ustawę o odnawialnych źródłach energii (konsekwencja wymagań dyrektywy 2009/28/WE). W czerwcu 2013 r. Sejm uchwalił tzw. „mały trójpak energetyczny”, co uchroniło Polskę przed groźbą unijnych kar. Podstawowymi mechanizmami wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce był dotychczas system świadectw pochodzenia oraz zwolnienie z akcyzy energii pochodzącej z OZE. Uchwalona ustawa o OZE ustanawia nowy system wsparcia, promując najefektywniejsze technologie.

Jedną z podstawowych zmian wobec obecnie obowiązujących przepisów dot. wspierania OZE jest zmiana systemu świadectw pochodzenia energii na system aukcyjny. System aukcyjny zacznie obowiązywać od 1 stycznia 2016 r. i zastąpi dotychczasowy system wsparcia dla energii odnawialnej (tzw. zielone certyfikaty). Aukcje wygrają projekty, które zaoferują najniższą cenę

energii i otrzymają prawo do odsprzedaży jej do sieci po stałej cenie przez okres 15 lat.

Ustawa wprowadza tzw. poprawkę prosumencką i dzieli prosumentów na dwie grupy: pierwsza to instalacje do 3 kW i druga od 3 kW do 10 kW, ustalając możliwość odsprzedaży energii elektrycznej zgodnie z taryfami gwarantowanymi - dla pierwszej grupy po cenie ok. 75 gr /kWh, a w przypadku drugiej grupy po ok. 40-70 gr/ kWh.

Ustawa OZE wprowadza ponadto instytucję sprzedawcy zobowiązanego. Zakład energetyczny działający na danym terenie ma obowiązek zakupu wytworzonej energii z OZE i biogazu rolniczego.

Środowiskowe wymagania sformułowane w *An Energy Policy for Europe* [1] zostały rozwinięte w dokumencie *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050* [4], a w horyzoncie do 2030 roku przedstawione w dokumencie *Green Paper* [5]. Scenariusze do 2050 roku w [4, 18] zakładają ograniczenie emisji CO₂ o 80÷95% w stosunku do 1990 roku, głównie poprzez zwiększenie udziału OZE (udział 30% do 2030 roku), zwiększenie energetycznej efektywności oraz przekształcenie europejskiego systemu energetycznego w kierunku inteligentnej infrastruktury.

Podstawowymi aktami normatywnymi regulującymi obowiązki z zakresu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce są [9]:

- Ustawa o OZE podpisana przez Prezydenta 11 marca 2015 r.
- Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984).
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz.1059).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. Nr 156, poz. 969 z późn. zm.).
- Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz.U. Nr 169, poz. 1199) wraz z odpowiednimi przepisami wykonawczymi.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 sierpnia 2011 r. definiuje obowiązek spoczywający na danym przedsiębiorstwie w zakresie zakupu certyfikatów lub wniesienia opłaty zastępczej na dany rok, który stanowi odpowiedni procentowy udział energii elektrycznej w całkowitej ilości energii elektrycznej dostarczonej przez to przedsiębiorstwo do odbiorców końcowych.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. zmodyfikowało obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw

pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej do udziału co najmniej równego: 1) 10,4% – w 2012 r.; 2) 12,0% – w 2013 r.; 3) 13,0% – w 2014 r.; 4) 14,0% – w 2015 r.; 5) 15,0% – w 2016 r.; 6) 16,0% – w 2017 r.; 7) 17,0% – w 2018 r.; 8) 18,0% – w 2019 r.; 9) 19,0% – w 2020 r.; 10) 20,0% – w 2021 r.

4. Statystyka produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników

W prezentowanych badaniach wykorzystano statystykę GUS „Energia ze źródeł odnawialnych” z lat 2003-2013, publikowaną w corocznych opracowaniach [6] (a przygotowanych głównie przez ARE S.A.).

Dane statystyczne, publikowane przez GUS [6] obejmują szeregi chronologiczne z lat 2003-2013. Za OZE uznaje się źródła wykorzystujące energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich oraz energię wytwarzaną z biopaliw stałych, biogazu i biopaliw ciekłych, a także energię środowiska naturalnego wykorzystywaną przez pompy ciepła.

W obliczeniach wykorzystano statystyki w zakresie produkcji energii elektrycznej w GWh oraz produkcji ciepła w TJ w latach 2003÷2013 z odnawialnych nośników energii. Statystyki obejmują szeregi chronologiczne produkcji ogółem oraz w rozbiciu na następujące nośniki: woda (elektrownie o mocach poniżej 1 MW, od 1 MW do 10 MW oraz powyżej 10 MW), wiatr, biopaliwa stałe, biogaz (z tego biogaz z wysypisk odpadów, z oczyszczalni ścieków i pozostały), biopłyny oraz energia słoneczna. Produkcję energii elektrycznej w latach 2003-2013 przedstawiono w Tabeli 1 i na Rys. 1.

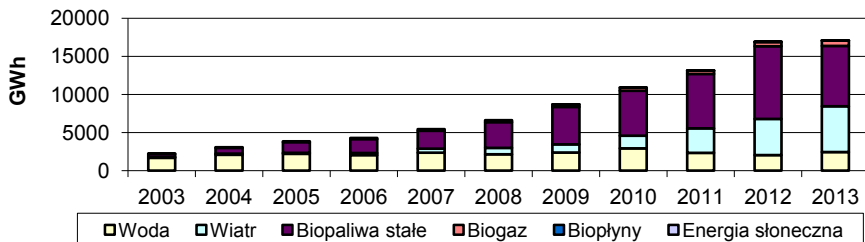
W okresie od 2003 do 2013 roku nastąpił znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych nośników. Również porównanie struktury nośników w roku 2003 i 2013 wskazuje na spore zmiany. Znacznie wzrosła produkcja energii elektrycznej w oparciu o biomasę stałą i wiatr, przy spadku udziału wody, choć wolumen produkcji hydroelektrowni w analizowanym okresie wzrósł o ponad 20%. Udział biopłynów i energii słonecznej był w 2013 roku znacznie poniżej 1%.

Wykorzystywane w obliczeniach dane statystyczne dotyczące produkcji ciepła z odnawialnych nośników energii w latach 2003-2013 zaprezentowano w Tabeli 2 i na Rys. 2. Dynamiczny wzrost produkcji ciepła z odnawialnych nośników zanotowano w kilku ostatnich latach, a największy w 2012 roku, bo aż o 38,7% w stosunku do 2011 roku. Dominującym nośnikiem w produkcji ciepła z odnawialnych nośników są biopaliwa stałe.

Tabela 1

Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych nośników energii w latach 2003-2013, GWh
(Źródło: GUS [6])

Wyszczególnienie	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ogółem	2250	3074,4	3847,7	4291,2	5429,3	6606	8678,7	10888,8	13137	16878,9	17066,5
Woda z tego elektrownie	1671	2081,7	2201,1	2043,2	2352,1	2152,2	2375,1	2919,9	2331,4	2036,9	2439,1
poniżej 1 MW	242	273,5	358,2	247,9	306,3	290,2	292,2	516	307	320,7	351,9
od 1 do 10 MW	431	616,9	504,2	566,6	658,1	605,4	627,9	667,2	636,1	619,5	645,3
powyżej 10 MW	998	1191,4	1338,7	1227,8	1387,7	1256,6	1455	1736,7	1388,3	1096,7	1442
Wiatr	124	142,3	135,5	256,1	521,6	836,8	1077,3	1664,3	3204,5	4746,6	6003,8
Biopaliwa stałe	399	768,2	1399,9	1832,7	2360,4	3365,4	4904,1	5905,2	7148,4	9528,7	7923,5
w tym współspalanie	-	620,5	1236,3	1644,6	2125,6	2963,3	4660,8	5592,5	6388,8	7238,6	3928,5
Biogaz z tego	56	82,2	111,3	160,1	195,2	251,6	319,2	398,4	451,1	565,4	689,7
biogaz z wysypisk odpadów	53	63,3	75,3	92	113,6	148,4	174,8	219,9	233,7	236,5	240,7
biogaz z oczyszczalni ścieków	2	18,1	35,4	66,7	79,5	94,9	122,7	132,4	149,8	193,7	233,5
biogaz pozostały	1	0,8	0,6	1,5	2,1	8,3	21,7	46,1	67,7	135,1	215,5
Biopłyny	-	-	-	-	-	-	3	0,9	1,4	0,2	0,6
Energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	1,1	1,5

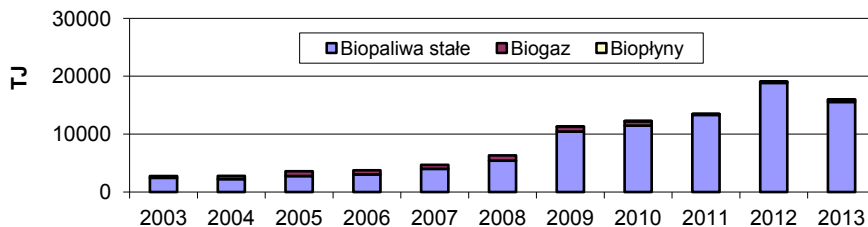


Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych nośników energii w latach 2003-2013, w GWh (Źródło: GUS [6])

Tabela 2

Produkcja ciepła z odnawialnych nośników energii w latach 2003-2013 [TJ] (Źródło: GUS [6])

Wyszczególnienie	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ogółem	2766	2791	3589	3748	4706	6340	11270	12231	13452	19052	15949
Biopaliwa stałe	2465	2242	2768	3049	4008	5414	10448	11479	13320	18840	15572
Biogaz z tego	301	549	821	699	698	926	817	751	131	212	377
biogaz z wysypisk odpadów	230	136	91	109	30	148	112	113	62	69	74
biogaz z oczyszczalni ścieków	61	411	727	583	658	734	624	617	23	40	128
biogaz pozostały	10	2	3	7	10	44	80	21	46	103	174
Biopłyny	-	-	-	-	-	-	5	1	1	0,1	0,4



Rys. 2. Produkcja ciepła z odnawialnych nośników energii w latach 2003-2013, w TJ
(Źródło: GUS [6])

5. Modelowanie procesów dynamicznych w warunkach ryzyka

Szereg procesów dynamicznych, w których istnieją zaburzenia losowe można modelować za pomocą równań stochastycznych typu równań Ito [2, 16]. Jest to potężne narzędzie analizy realnych zjawisk w gospodarce, toteż zastosowano je do modelowania procesów energetycznych.

Wykorzystanie metody Eulera [12] do rozwiązywania stochastycznych równań różniczkowych umożliwia symulację kształtowania się wykorzystania odnawialnych nośników energii w produkcji energii elektrycznej i ciepła w przyszłości.

Proces stochastyczny wielu zmiennych ciągłych w czasie można opisać stochastycznymi równaniami różniczkowymi SDE (*Stochastic Differential Equations*) o ogólnej postaci:

$$dX_t = F(t, X_t)dt + G(t, X_t)dW_t \quad (1)$$

gdzie: X – zmienna stanu, W – zmienna procesu Wienera (ruchów Browna), F – funkcja determinująca trend, G – funkcja dyfuzji.

Na podstawie ogólnej postaci (1) możliwe jest zdefiniowanie specjalnych odmian modelu. Najprostszym modelem jest liniowy model trendu ze składnikiem losowym ruchów Browna (BM – *Brownian Motion*) zawierający dwa składniki: zdeterminowany i losowy:

$$dX_t = A(t)dt + V(t)dW_t \quad (2)$$

Odmianą tego modelu jest model względnych zmian zmiennej stanu ze składnikiem losowym opisanym ruchami Browna (GBM – *Geometric Brownian Motion*):

$$dX_t = B(t)X_tdt + V(t)X_tdW_t \quad (3)$$

Symulacja kształtowania się nośników odnawialnych energii, przyjmowanych jako zmienne stanu X_t , polega na numerycznym rozwiązaniu stochastycznych równań różniczkowych. Do wyznaczenia rozwiązania zaproponowano metodę Eulera. Z uwagi, że nośniki odnawialne stanowią strukturę skorelowanych ze sobą zmiennych, to najodpowiedniejszym modelem symulacyjnym jest model GBM z uwzględnieniem wielowymiarowego wektora zmiennych losowych uwzględniających korelację zmiennych, zgodnie z formułą:

$$dX_t = \mu X_t dt + \sigma X_t dW_t \quad (4)$$

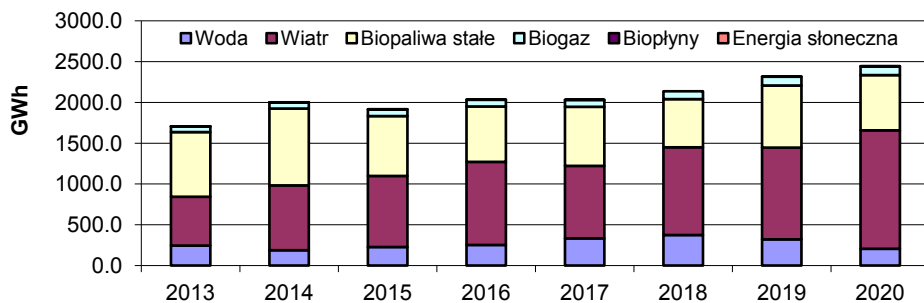
gdzie: μ – wartość średnia zmiennej X_t , σ – odchylenie standardowe zmiennej X_t .

W procesach Wienera dla wielowymiarowego wektora zmiennych losowych uwzględniono korelacje pomiędzy zmiennymi. Model GBM dobrze opisuje zjawiska zachowujące się zgodnie z regułami giełdowymi. W powyższym modelu miarą ryzyka jest wartość odchylenia standardowego σ . W prezentowanym modelu mamy składnik zdeterminowany, opisujący trend zmiennej, oraz składnik losowy, w którym występuje odchylenie standardowe zmiennej. W ujęciu matematycznym jest to miara ryzyka, bo znany jest rozkład prawdopodobieństwa zmiennej.

Zamodelowanie stochastycznych równań różniczkowych opisujących przebiegi czasowe produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników, aproksymowanie rozwiązań metodą Eulera i analizę wykonano programując własne skrypty wykorzystujące narzędzia zapisane w bibliotekach pakietu Matlab firmy MathWorks oraz w arkuszu kalkulacyjnym Excel firmy Microsoft.

6. Symulacje struktury produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników energii

Przykładowe symulacje produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników przedstawiono na Rys. 3÷6. Wartości średnie i odchylenia standardowe zmiennych X_t we wzorze (7) wyestymowano na podstawie przebiegów historycznych. Ograniczono oszacowania współczynników trendu w taki sposób, aby przykładowe symulacje umożliwiały realizację podstawowego celu dla Polski, jakim jest 15% udział odnawialnych nośników energii w finalnym zapotrzebowaniu.

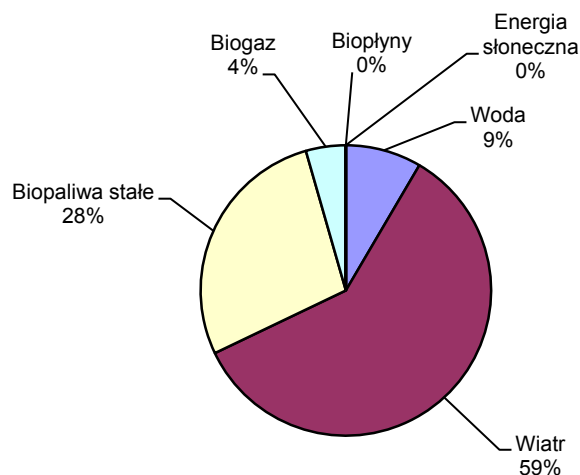


Rys. 3. Przykładowa symulacja produkcji energii elektrycznej z nośników odnawialnych

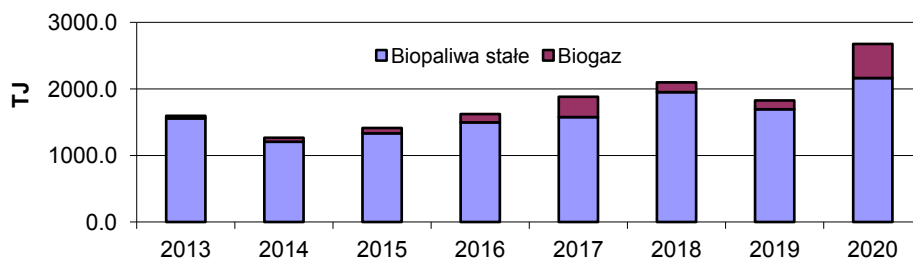
Ponieważ dla każdej zmiennej przyjęto wartość odchylenia standardowego na poziomie oszacowania z przebiegów historycznych, to tym samym założono poziom ryzyka podobny jak w przeszłości. Jest to symulacja nazwana średnią. Przyjęcie większej wartości współczynnika odchylenia standardowego skutkuje większym poziomem ryzyka. Dyskusję o kwantyfikowaniu ryzyka przedsta-

wiono np. w [15]. W Tabelach 3 i 4 zaprezentowano symulacje produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników z przyjętym poziomem ryzyka o 40% i 20% mniejszym, średnim (z przebiegów historycznych) oraz o 20% i 40% większym od ryzyka historycznego, co odpowiada przyjętym w modelach wartościom odchylenia standardowego równego $0,6\sigma$, $0,8\sigma$, $1,0\sigma$, $1,2\sigma$ i $1,4\sigma$ (gdzie: σ – wartość odchylenia standardowego oszacowanego z przebiegów historycznych).

Symulacja produkcji energii elektrycznej z OZE w 2020 roku
24 436 GWh

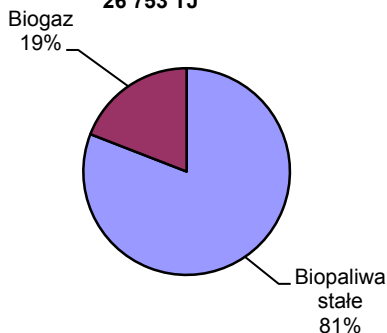


Rys. 4. Symulacja struktury produkcji energii elektrycznej z nośników odnawialnych



Rys. 5. Przykładowa symulacja produkcji ciepła z nośników odnawialnych

Symulacja produkcji ciepła z OZE w 2020 r.
26 753 TJ



Rys. 6. Symulacja struktury produkcji ciepła z nośników odnawialnych

7. Wnioski

Przykładowe symulacje produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników do 2020 roku wyznaczono metodą Eulera. Otrzymane przebiegi należy traktować jako możliwe scenariusze, pod warunkiem kontynuowania dotychczasowych tendencji na rynku OZE.

Tabela 3

Symulacja produkcji energii elektrycznej z odnawialnych nośników dla roku 2020 dla różnych poziomów ryzyka

Poziom ryzyka	Ogółem produkcja energii elektrycznej	Woda	Wiatr	Biopaliwa stałe	Biogaz	Biopłyny	Energia słoneczna
-	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
0,6 σ	28876,3	2334,4	15414,4	9964,5	1150	0	13
0,8 σ	26684,4	2202,9	15090,8	8269,8	1117,8	0	3,1
σ	24436	2064,4	14526,7	6760	1084,6	0	0,3
1,2 σ	22164	1921,2	13749,7	5442,6	1050,5	0	0
1,4 σ	19903,5	1775,4	12796,4	4315,9	1015,8	0	0

Odmienne przebiegi symulacyjne można uzyskać zmieniając założenia o kształtowaniu się zmiennych w przyszłości, np. nie uwzględnienie korelacji pomiędzy zmiennymi w modelu GBM prowadzi do odmiennych rezultatów. Kolejne scenariusze można uzyskać przy założeniu, że o zachowaniu się zmiennych decydują reguły mechanizmów rynkowych, a nie giełdowych. Wtedy do symulacji należy przyjąć rezultaty z modelu z rewersją (*SDE from Mean-Reverting Drift*) lub modelu *Hull-White/Vasicek* (HWV).

Tabela 4

Symulacja produkcji ciepła z odnawialnych nośników dla roku 2020
dla różnych poziomów ryzyka

Poziom ryzyka	Ogółem produkcja ciepła	Biopaliwa stałe	Biogaz
-	TJ	TJ	TJ
0,6 σ	25356,8	22633,8	2723,0
0,8 σ	26294,5	22308,9	3985,6
σ	26753,1	21643,4	5109,7
1,2 σ	26406,7	20668,9	5737,8
1,4 σ	25072,4	19428,8	5643,6

Przeprowadzono też zgrubną analizę wpływu niepewności dotyczącej otoczenia modeli na wyniki symulacji. Niepewność związaną z szeregiem czynników, takich jak: niepewność dotyczącą uregulowań prawnych w zakresie OZE, polityki energetyczno-środowiskowej UE i Polski, możliwości pozyskania nośników odnawialnych, ich cen itp., zamodelowano wprowadzając w równaniu (4) składnik losowy, uwzględniający całkowite ryzyko, kwantyfikowane wartością odchylenia standardowego σ . W przypadku produkcji energii elektrycznej z odnawialnych nośników obniżenie ryzyka, przejawiające się stabilną, wieloletnią polityką energetyczno-środowiskową, skutkuje nawet 6% wzrostem produkcji ogółem z nośników odnawialnych w roku 2020 w stosunku do wariantu kontynuacji trendu. Natomiast wzrost ryzyka, związany z niestabilną polityką energetyczno-środowiskową, skutkuje nawet 12% spadkiem produkcji energii elektrycznej ogółem z nośników odnawialnych w roku 2020 w stosunku do wariantu kontynuacji trendu.

Podobne wnioski można sformułować w przypadku produkcji ciepła z biopaliw stałych. Analizę produkcji ciepła ogółem z nośników odnawialnych zaburza bardzo silna korelacja poziomu ryzyka, mierzonego wartością odchylenia standardowego σ , z produkcją ciepła z biogazu. Wynika to z bardzo niestabilnego przebiegu historycznego tej wielkości w latach 2003÷2013 (w roku 2008 produkcja ciepła z biogazu 926 TJ, a w roku 2011 produkcja 131 TJ).

Przedstawiona metodyka modelowania procesów w elektroenergetyce w warunkach ryzyka wydaje się być obiecującym narzędziem analizy, wymagającym niewątpliwie dalszych badań.

Literatura

- [1] Commission of the European Communities, An Energy Policy for Europe, COM (2007), Brussels, January 10, 2007.
- [2] Dixit A.K., Pindyck R.S.: Investment under Uncertainty, Princeton University Press, Princeton, New Jersey (1994), 135-199.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- [4] European Commission, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Brussels, 8.3.2011, COM(2011) 112 final.
- [5] European Commission, Green Paper. A 2030 framework for climate and energy policies, Brussels, 27.3.2013, COM(2013) 169 final.
- [6] GUS: Energia ze źródeł odnawialnych, Roczniki 2003-2013, Warszawa
- [7] Kamrat W.: Ocena ryzyka przy realizacji inwestycji energetycznych, Wokół Energetyki, nr 5/2007, s.39-42.
- [8] Kozłowski M., Piesiewicz T., Weron A.: Zarządzanie ryzykiem na rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem segmentu bilansującego, giełdowego i pozagiełdowego, Energetyka, 12/2003.
- [9] Marciniak I.: Światowe i unijne normatywne dokumenty a rozwój OZE w Polsce, Przegląd Elektrotechniczny, R. 90, Nr 7/2014.
- [10] Ministerstwo Gospodarki: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Warszawa 2009.
- [11] Ministerstwo Gospodarki: Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, Warszawa 2010.
- [12] Øksendal B.K.: Stochastic Differential Equations: An Introduction with Applications. Berlin Springer, 2003, ISBN 3-540-04758-1.
- [13] Paska J., Surma T.: Wyzwania dla Polski w świetle nowej polityki energetycznej Unii Europejskiej, Rynek Energii 4 (113)/2014.
- [14] Popczyk J.: Synergetyka, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 6/2011.
- [15] Shahidehpour M., Yamin H., Li Z.: Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Assessment, New York: Wiley, 2002.
- [16] Sowiński J.: Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych, Wydawnictwa Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 2008.
- [17] Sowiński J.: Koszty energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, Przegląd Elektrotechniczny, R. 90, Nr 8/2014.
- [18] Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC – A.I.S.B.L., Power Choices – Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050, Full Report, 2010.

Tomasz SURMA, Jaromir PEČONKA
CEZ Polska

WYBRANE ASPEKTY RYNKU ŚWIADECTW POCHODZENIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYTWORZONEJ W ŹRÓDŁACH ODNAWIALNYCH

Polityka energetyczna Unii Europejskiej nadaje odnawialnym źródło energii szczególny priorytet. Odnawialne źródła energii w dokumentach politycznych przedstawiane są między innymi jako narzędzia ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, poprawy bezpieczeństwa energetycznego i dywersyfikacji źródeł wytwarzania energii oraz stymulacji rozwoju gospodarczego. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych wprowadziła obligatoryjne cele produkcji energii ze źródeł odnawialnych do roku 2020. Wcześniej, do 2010 roku, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/77/WE z dnia 27 września 2001 roku w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych wprowadziła indykatywne cele dla produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem zasobów odnawialnych.

Kierując się wytycznymi tej dyrektywy kraje członkowskie Unii Europejskiej zobowiązane zostały do wprowadzenia systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dla potrzeb realizacji celów dyrektywy [3]. Także Polska, po przystąpieniu do struktur Unii Europejskiej, została zobowiązana do realizacji postanowień dyrektywy. Na bazie prowadzonych przedakcesyjnych analiz rynków i mechanizmów wsparcia energetyki odnawialnej, rząd podjął, w 2004 roku, decyzję o wprowadzeniu w Polsce mechanizmu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne, opartego na formule świadectw pochodzenia energii elektrycznej, tzw. zielonych certyfikatów. System ten zmodyfikowano w roku 2005 wprowadzając obrót świadectwami pochodzenia na odrębnym rynku.

Polski system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych bazuje na formule certyfikatów, świadectw pochodzenia, które stanowią dodatkowy przychód dla wytwórców energii, ponad cenę energii elektrycznej wytworzonej w tych źródłach. Stworzony w systemie wsparcia popyt na certyfikaty, ustalany przez Ministra Gospodarki, stymuluje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych [6]. Świadectwa pochodzenia stanowią przedmiot rejestru i obrotu na giełdzie towarowej. Prawa

majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych. Ich cena, z założenia bazuje na prawach popytu i podaży.

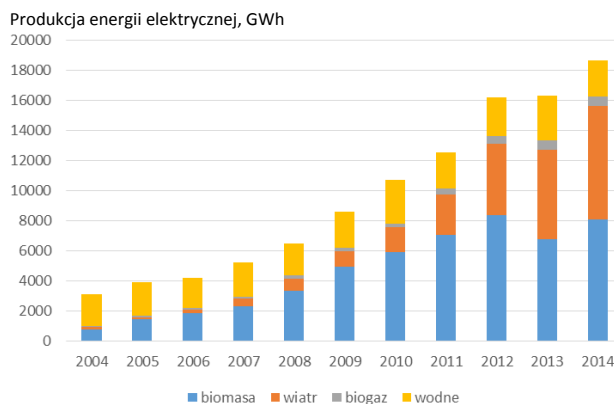
Wprowadzony system wsparcia przyczynił się do wzrostu mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych w Polsce z 1089 MW, w tym 922 MW mocy zainstalowano wcześniej w energetyce wodnej, na bazie innych mechanizmów, do 5899 MW na koniec roku 2014. W tabeli 1 przedstawiono wzrost mocy zainstalowanej źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne w Polsce, wspieranych świadectwami pochodzenia¹. Dane wskazują, że dynamicznie w tym okresie rozwija się energetyka wiatrowa.

Tabela 1

Moc zainstalowana źródeł odnawialnych w Polsce w latach 2005-2014

	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Biogaz	33	61	72	83	104	131	162	189
Biomasa	52	232	253	356	410	821	1065	1008
Wiatr	83	464	726	1180	1616	2497	3396	3833
Wodne	922	941	945	937	951	966	1031	978
Suma	1089	1697	1995	2556	3081	4415	5654	5899

W źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne wytworzono w roku 2014 ok. 19 TWh energii elektrycznej w polskim systemie elektroenergetycznym (dane wstępne). Na rysunku 1 przedstawiono produkcję energii elektrycznej w źródłach odnawialnych w latach 2005-2014.



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w źródłach odnawialnych w Polsce w latach 2004-2014

Świadectwa pochodzenia wydawane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) poświadczają ilość wyprodukowanej energii elektrycznej. Jednocześnie popyt na nie kreowany jest na podstawie wielkości zobowiązania regulowanego w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowego

¹ Dane wykorzystane w artykule pochodzą z URE oraz ARE.

zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii.

Analiza ilości produkcji energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych oraz ilości świadectw pochodzenia wskazuje, że rynek ten boryka się od pewnego czasu z nadpodażą świadectw w stosunku do zobowiązania, co przekłada się na ich niższe ceny i w konsekwencji niższe, niż planowano, przychody z tytułu wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych.

W artykule przedstawiono system wsparcia produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, sytuację bieżącą na rynku świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i jej wpływ na ceny certyfikatów na Towarowej Giełdzie Energii. Przedstawiono także prognozę bilansu świadectw pochodzenia do roku 2020.

1. System świadectw pochodzenia wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne w Polsce

Ustawa Prawo energetyczne wprowadziła na:

- przedsiębiorstwa energetyczne, prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym nie będącym odbiorcom przemysłowym,
- odbiorców przemysłowych, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużywali nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji²,
- odbiorców końcowych, innych niż odbiorcy przemysłowi, będących członkiem giełdy towarowej lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący rynek regulowany w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu,
- towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie dokonujące zakupów energii elektrycznej na potrzeby odbiorców końcowych innych niż odbiorcy przemysłowi,

obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii lub uiszczenia opłaty zastępczej [7].

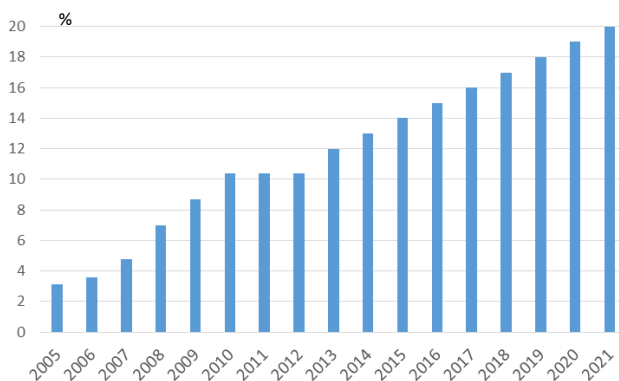
Dedykowane rozporządzenie Ministra Gospodarki określa udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które

² Ostatnia zmiana ustawy Prawo energetyczne w 2015 roku zdefiniowała szczegółowo zakres obowiązków odbiorców przemysłowych w tym zakresie.

podmioty zobowiązane są przedstawić do umorzenia lub uiścić opłatę zastępczą w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez ten podmiot odbiorcom końcowym. W ten sposób ustawa Prawo energetyczne zdefiniowała podmioty zobowiązane do generowania popytu na świadectwa pochodzenia a rozporządzenie Ministra Gospodarki określiło popyt na świadectwa.

Na rysunku 2 przedstawiono wielkość zobowiązania do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej ustaloną przez Ministra Gospodarki w latach 2005-2021 [5].

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w tym okresie było kilkakrotnie modyfikowane, w tym ze względu na przedstawione w artykule cechy rynku świadectw pochodzenia warto podkreślić zmiany jakie zaszły w roku 2008, kiedy to zwiększono popyt na świadectwa pochodzenia, dostosowując go do potrzeb realizacji wymagań dyrektywy 2001/77/WE i realizacji celu produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do roku 2010. Zmieniając to rozporządzenie Minister Gospodarki zdecydował się także „zamrozić” wielkość obowiązku na lata 2010-2012. Kolejna istotna zmiana rozporządzenia nastąpiła w 2012 roku, kiedy to przedstawiono nowe wymagania dla podmiotów zobowiązanych do roku 2021.



Rys. 2. Wielkość zobowiązania podmiotów do zakupu i umorzenia świadectw pochodzenia w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Opłata zastępcza O_Z zdefiniowana w tym systemie wsparcia określa maksymalną cenę świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Opłatę zastępczą oblicza się według wzoru (1), przy czym jednostkowa opłata zastępcza O_{Zj} , ustalona w roku 2005 na 240 zł/MWh, podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z roku kalendarzowego poprzedzającego realizację obowiązku, ogłaszany przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. E_o to ilość energii wynikająca z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, natomiast E_u to ilość

energii wynikająca ze świadectw pochodzenia, którą zobowiązany podmiot przedstawił do umorzenia w danym roku.

$$O_Z = O_{Zj} \times (E_o - E_u) \quad (1)$$

Prezes URE ogłasza jednostkową opłatę zastępczą po jej waloryzacji w terminie do dnia 31 marca każdego roku. Jednostkowa opłata zastępcza na przestrzeni lat wzrosła do poziomu 300,03 zł/MWh w roku 2015.

Świadectwa pochodzenia wydaje Prezes URE na wniosek wytwórcy energii w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku.

Wniosek przedkłada się za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na terenie którego obszarze działania znajduje się odnawialne źródło energii, który potwierdza dane przedstawione we wniosku.

Wniosek o wydanie świadectw pochodzenia wskazuje okres wytwarzania energii elektrycznej i obejmuje jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego. Wniosek przedkłada się właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytwarzania energii elektrycznej objętej przedmiotowym wnioskiem.

W kolejnym kroku pozyskiwania świadectw pochodzenia ustawa Prawo energetyczne zobowiązuje operatora systemu elektroenergetycznego do przekazania wniosku o wydanie świadectw w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia powstają z chwilą zapisania świadectwa po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw pochodzenia. Przeniesienie praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia następuje z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu w rejestrze świadectw pochodzenia.

Rejestr świadectw pochodzenia prowadzi podmiot prowadzący towarową giełdę w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych i organizujący obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia.

Umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne dokonuje Prezes URE na wniosek podmiotu zobowiązanego. Termin realizacji obowiązku umarzania świadectw pochodzenia wskazano do dnia 31 marca każdego roku, za poprzedni rok kalendarzowy³. Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia wygasają z chwilą ich umarzania.

³ Ostatnia zmiana ustawy Prawo energetyczne z 2015 roku zdefiniowała termin realizacji obowiązku w zakresie umarzania świadectw pochodzenia na dzień 31 czerwca.

2. Rejestr świadectw pochodzenia oraz ceny praw majątkowych wynikających z tych świadectw

Rejestr świadectw pochodzenia prowadzi podmiot prowadzący towarową giełdę energii. Na potrzeby przedstawionych analiz w niniejszym artykule wykorzystano dane przedstawione przez Towarową Giełdę Energii S.A.

Rejestr świadectw pochodzenia na Towarowej Giełdzie został uruchomiony 1 października 2005 roku, a więc w czasie, w którym zmodyfikowano system wsparcia dla źródeł odnawialnych, wprowadzając do systemu obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia. Rejestr świadectw pochodzenia jest integralnym elementem systemu wsparcia wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Do głównych zadań rejestru świadectw pochodzenia należy:

- identyfikacja podmiotów, którym przysługują prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia,
- identyfikacja przysługujących praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia oraz odpowiadającej tym prawom ilości energii elektrycznej,
- rejestracja świadectw pochodzenia oraz wynikających z nich praw majątkowych,
- ewidencjonowanie transakcji zawieranych w obrocie prawami majątkowymi oraz stanu posiadania praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia,
- wystawianie dokumentów potwierdzających stan posiadania praw majątkowych w rejestrze, które następnie wykorzystywane są przez URE w procesie umarzania świadectw pochodzenia.

Zapis świadectw pochodzenia na koncie rejestrowym danego członka rejestru jest dokonywany na podstawie decyzji Prezesa URE lub odpowiedniej decyzji Towarowej Giełdy Energii, dotyczącej obrotu danego instrumentu. Giełda zapisuje na koncie rejestrowym danego członka rejestru, liczbę praw majątkowych odpowiadającą ilości energii przypisanej do danego świadectwa pochodzenia. Ewidencja świadectw pochodzenia oraz wynikających z nich praw majątkowych jest prowadzona ilościowo z dokładnością do 1 kWh.

Giełda w ramach rejestru ewidencjonuje wszelkie transakcje zawarte na rynku giełdowym dotyczące praw majątkowych oraz organizuje i prowadzi rozliczenia ilościowe tych transakcji we wszystkich instrumentach. Uznanie konta rejestrowego członka rejestru dokonującego nabycia praw majątkowych następuje jednocześnie z zarejestrowaniem zbycia praw majątkowych na koncie rejestrowym innego członka rejestru, będącego stroną rozliczanej transakcji.

Giełda w ramach rejestru ewidencjonuje umorzone przez Prezesa URE świadectwa pochodzenia. Prawa majątkowe wygasają niezwłocznie po otrzymaniu przez Giełdę od Prezesa URE decyzji dotyczącej umorzenia

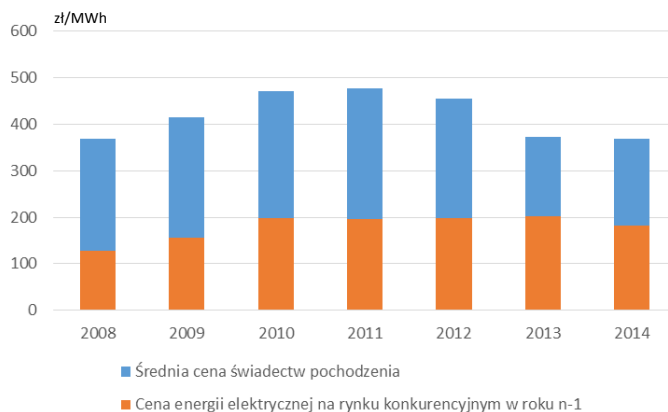
świadectw pochodzenia, dla których dokonano blokady wynikających z nich praw majątkowych.

Kontrakty sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii zawierane są w systemie sesyjnym oraz pozasesyjnym, w systemie sesyjnym system obejmuje notowania ciągle i stałe. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne wszystkie kontrakty, w tym także pozasesyjne podlegają rejestracji na giełdzie towarowej. Jak wskazują dane giełdowe rynek pozasesyjny jest istotnym elementem rynku świadectw pochodzenia, ok. 80% kontraktów zawieranych jest na tym rynku.

Sesje giełdowe, zgodnie z przyjętym harmonogramem odbywają się we wtorki i czwartki, wnioski o umorzenie świadectw pochodzenia przyjmowane są w dni robocze tygodnia. Szczegółowy harmonogram planowanych transakcji zawarty jest w Kalendarzu składania zleceń i notowań, stanowiący załącznik do Regulaminu rejestru świadectw pochodzenia [4].

Obecnie rejestr świadectw pochodzenia liczy ok. 2200 podmiotów.

W latach 2005-2011 ceny świadectw pochodzenia, ze względu na popyt, który w tym czasie przewyższał podaż, kształtowały się na poziomie opłaty zastępczej (w pewnym okresie przeniesienia kosztów akcyzy za energię elektryczną z wytwórców na odbiorców energii cena certyfikatów utrzymywała się nawet powyżej opłaty zastępczej). Jednak od połowy 2012 roku ceny certyfikatów zaczęły spadać poniżej opłaty zastępczej. Na rysunku 3 przedstawiono ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnie ceny świadectw pochodzenia w latach 2008-2014, stanowiące przychód wytwórców energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

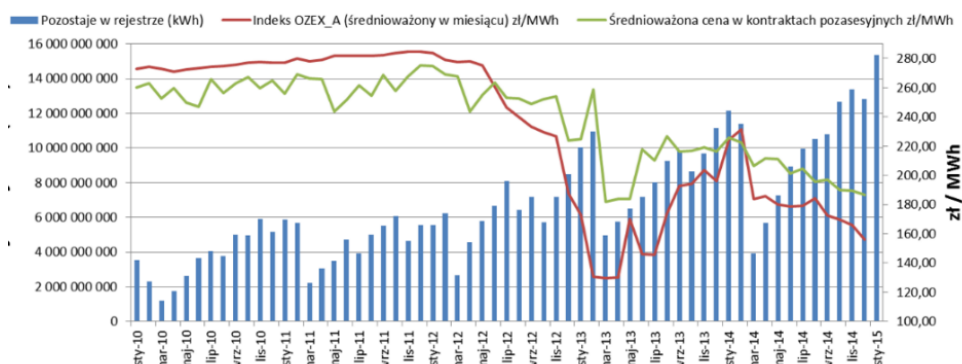


Rys. 3. Cena energii elektrycznej oraz średnia cena świadectw pochodzenia w latach 2008-2014

W ostatnim czasie rynek praw majątkowych boryka się z nadpodażą świadectw pochodzenia w stosunku do zobowiązania podmiotów, przedstawionego na rysunku 2.

Nadpodaż nie jest zjawiskiem nowym ale ze względu na ograniczoną skalę nie miała ona bezpośredniego przełożenia na rynek certyfikatów aż do załamania, które rozpoczęło się na przełomie roku 2012 i 2013. W zasadzie od początku istnienia tego systemu wsparcia rejestr zielonych certyfikatów wykazywał niewielkie ilości certyfikatów nie umorzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w kolejnych latach rozliczeniowych, które pozostawały na kolejne lata w rejestrze praw majątkowych i które były wykorzystywane do rozliczania obowiązków w kolejnych okresach rozliczeniowych. Był to między innymi efekt przesunięcia okresów produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wydawania świadectw pochodzenia za tę produkcję. Jednocześnie podmioty zobowiązane do ich nabywania były, przy braku wystarczającej podaży na rynku, zmuszone do uiszczania opłaty zastępczej. Skala tego zjawiska nie była duża i nie wpływała na zaburzenia na rynku certyfikatów, szczególnie w początkowym okresie funkcjonowania tego systemu. Niemniej jednak realny problem nadpodaży, widoczny obecnie, jest pochodną zarówno wzrostu produkcji w źródłach odnawialnych i niedostosowania odpowiednio regulacji do tego wzrostu, jak i uiszczania opłaty zastępczej w poprzednich okresach rozliczeniowych w miejsce zakupu i umarzania stosownej liczby świadectw pochodzenia dostępnych na rynku.

Na rysunku 4 przedstawiono dane z rejestru świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych oraz ceny praw majątkowych, wynikające z tych świadectw w latach 2010-2015.



Rys. 4. Dane z rejestru świadectw pochodzenia oraz ceny praw majątkowych wynikające z tych świadectw na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

Dane przedstawione na rysunku 4 wskazują, że od 2012 roku przybywa świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w rejestrze praw majątkowych, przy czym największe ilości tych świadectw notuje się na koniec okresów rozliczeniowych, czyli koniec roku kalendarzowego do końca pierwszego kwartału roku następnego.

Od lipca 2012 roku notuje się także niższe, odbiegające od wartości opłaty zastępczej, ceny praw majątkowych wynikające ze świadectw pochodzenia.

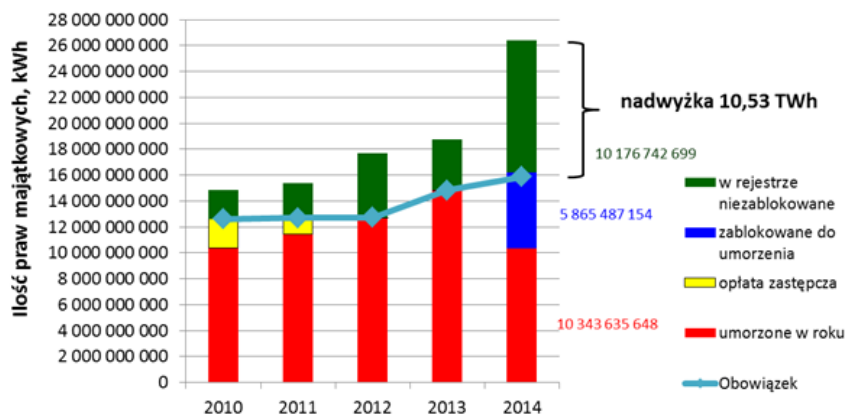
Te niższe wartości odnotowano zarówno w kontraktach sesyjnych oraz poza-sesyjnych. Najniższe ceny certyfikatów, jak do tej pory, odnotowano w lutym 2013 roku, kiedy ich cena spadła poniżej 100 zł/MWh.

W tym samym czasie wiele jednostek wytwórczych, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę w technologii współspalania z innymi paliwami, zaprzętało produkcji energii elektrycznej bądź ograniczyło wykorzystanie biomasy. Wpłynęło to na ograniczenie liczby wydawanych praw majątkowych i zmniejszenie podaży świadectw pochodzenia oraz chwilowy wzrost ich cen.

Jednocześnie warto odnotować, że od 2012 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wstrzymał wydawanie praw majątkowych dla niektórych wytwórców energii, w tym zdecydowana większość za produkcję energii elektrycznej z wykorzystaniem biomasy. Postępowania wyjaśniające dotyczyły między innymi źródła pochodzenia biomasy dla jednostek wytwórczych, które zobowiązane są do wykorzystania biomasy spoza przemysłu leśnego. Tym sposobem Prezes URE, wydłużając termin wydawania świadectw pochodzenia, wpłynął na płynność rynku praw majątkowych. Na koniec 2013 roku wartość niewydanych na czas świadectw pochodzenia wynosiła już ponad 5 TWh energii elektrycznej, w marcu 2014 roku 7,5 TWh, w czerwcu – 8,3 TWh, we wrześniu – 8 TWh, na koniec 2014 roku – 4,7 TWh.

Obecnie ilość wydanych praw majątkowych w rejestrze Towarowej Giełdy Energii znacznie przewyższa poziom zobowiązania, co przedstawiono na rysunku 5.

Warto także odnotować, że od 2012 roku opłata zastępcza jest realizowana w małym zakresie obowiązków. Różnica pomiędzy opłatą zastępczą a obecnymi cenami certyfikatów powoduje, że większość zobowiązanych realizuje obowiązek przez zakup a następnie umorzenie świadectw pochodzenia.



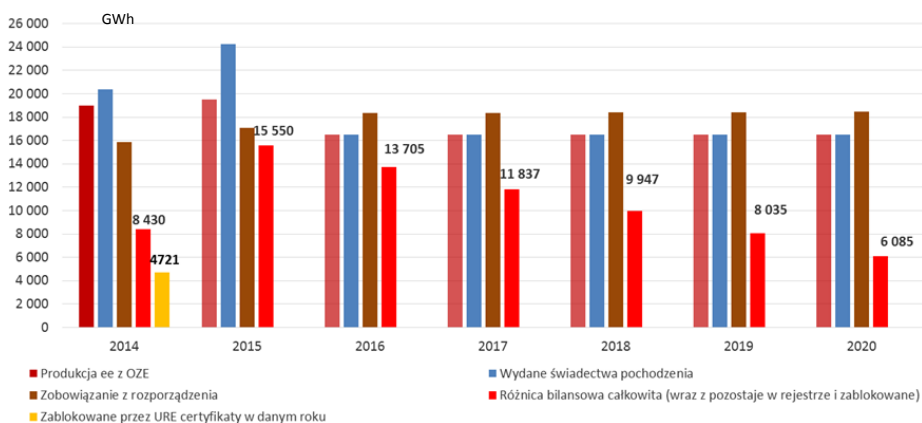
Rys. 5. Liczba praw majątkowych w rejestrze Towarowej Giełdy Energii na dzień 22 marca 2015 r. oraz wielkość zobowiązania podmiotów do umorzenia świadectw pochodzenia w latach 2010-2014

3. Prognoza rynku świadectw pochodzenia

Jak do tej pory brak jest jeszcze danych dotyczących wielkości i realizacji obowiązku przez podmioty zobowiązane do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii za rok 2014. Obowiązek ten, na podstawie wstępnych danych, szacuje się na około 15,8 TWh energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, potwierdzonej świadectwami pochodzenia, przedstawionymi do umorzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Jednocześnie dane statystyczne produkcji energii elektrycznej w 2014 roku wskazują, że ze źródeł odnawialnych wytworzono ponad 19 TWh energii elektrycznej, co przedstawiano na rysunku 1. Biorąc pod uwagę dane przedstawione w rozdziale 2 nadpodaż świadectw pochodzenia po rozliczeniu obowiązku za rok 2014 może wynieść nawet 13 TWh.

Dla potrzeb oceny ilości świadectw pochodzenia na rynku w kolejnych latach w ramach [2] wykonano prognozę produkcji energii elektrycznej w systemie świadectw pochodzenia oraz bilans świadectw pochodzenia do roku 2020⁴. Na rysunku 6 przedstawiono jeden ze scenariuszy prognozy bilansu świadectw pochodzenia do roku 2020.



Rys. 6. Prognoza produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, liczba świadectw pochodzenia w rejestrze oraz wielkości zobowiązania do roku 2020

W scenariuszu tym założono ograniczenia wsparcia dla energetyki wodnej o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW oraz dla wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem biomasy w technologii współspalania, jak przewiduje ustawa o odnawialnych. Wartości zobowiązania podmiotów do

⁴ Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii odnawialne źródła energii, które zostaną uruchomione po 1 stycznia 2016 roku będą objęte nowym aukcyjnym systemem wsparcia, ponadto źródła istniejące, korzystające obecnie z systemu świadectw pochodzenia będą mogły dobrowolnie przystąpić do systemu aukcyjnego.

umarzania świadectw pochodzenia ustalono na znanym poziomie do roku 2016, a w latach kolejnych pozostawiono wartość zobowiązania na niezmiennym poziomie. Przyjęto na potrzeby tego założenia, że Minister Gospodarki w latach kolejnych będzie dostosowywał obowiązek biorąc pod uwagę ilość produkcji energii elektrycznej ze źródeł, które zdecydują się na przejście do systemu aukcyjnego. Wielkość aukcji dla źródeł istniejących zostanie ogłoszona w terminie do 31 maja 2015 roku. Dla potrzeb prognozy przyjęto także, że wszystkie zaległe świadectwa pochodzenia, w stosunku do których Prezes URE prowadzi wciąż postępowania wyjaśniające, zostaną wydane wytwórcom energii w roku 2015.

Prognoza wskazuje rosnącą nadpodaż do końca roku 2016, kiedy to część praw wytwórców do otrzymywania świadectw pochodzenia zostanie ograniczona. Niemniej jednak prognoza wskazuje, że nadpodaż będzie utrzymywać się do roku 2020. Jako przyczynę takiego stanu rzeczy można wskazać rosnącą ilość produkcji energii elektrycznej ze źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne – w 2012 roku przyrost mocy o 1334 MW, w 2013 roku o 1094 MW oraz 517 MW w roku 2014, a także zaplanowanie wysokości zobowiązania w latach 2010-2012 na tym samym poziomie i brak jak do tej pory interwencji ze strony rządu na rynku certyfikatów, wpływającej na zwiększenie popytu na świadectwa pochodzenia.

Przy okazji sporządzania prognozy odnotowano, że obowiązujące w rozporządzeniu Ministra Gospodarki wielkości zobowiązania do umarzania świadectw pochodzenia, zaczerpnięte z Krajowego Planu w zakresie energii ze źródeł odnawialnych nie odzwierciedlają wysokości zobowiązania do realizacji celów przewidzianych do roku 2020. Zobowiązania z rozporządzenia odnoszą się do wielkości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym, podczas gdy Plan Działań, jak i zobowiązanie dla Polski odnosi się do produkcji energii elektrycznej [1].

Dodatkowo częściowe zwolnienie przemysłu energochłonnego z realizacji obowiązku umarzania świadectw pochodzenia będzie pogłębiać zjawisko nadpodaży w kolejnych latach.

Warto także zaznaczyć, że wprowadzone w ustawie o odnawialnych źródłach energii mechanizmy zapobiegania nadpodaży, to jest ograniczenia realizacji obowiązku przez opłatę zastępczą oraz redukcja wsparcia dla energetyki wodnej oraz wykorzystania biomasy nie są wystarczającą interwencją.

Dodatkowo niewystarczająca transparentność tego rynku jest także przeszkodą w pełnym oszacowaniu skali zagrożenia dla inwestorów i wprowadza dodatkową niepewność i ryzyko. Zbyt rzadko publikowana informacja o ilości wprowadzonych na rynek, umorzonych i oczekujących na wydanie świadectw pochodzenia, nie pozwala na bieżącą analizę stanu podaży i popytu, w tym wielkości nadpodaży świadectw pochodzenia, co zaburza funkcjonowanie rynku i podejmowanie racjonalnych decyzji inwestycyjnych oraz regulacyjnych przez administrację.

5. Wnioski

1. W Polsce, do chwili wejścia w życie nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii podstawowym systemem wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest system oparty na formule certyfikatów. Ze świadectwa pochodzenia wynikają prawa majątkowe, które stanowią obrót na giełdzie towarowej, i które generują dodatkowy przychód wytwórcom energii w źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne.
2. Na bazie przyjętego mechanizmu wsparcia źródła odnawialne w Polsce rozwijają się dynamicznie. Ich moc zainstalowana w polskim systemie elektroenergetycznym w ostatnich latach zwiększyła się do ok. 6000 MW. Rosnąca przy tej okazji produkcja energii elektrycznej wpływa na nadpodaż świadectw pochodzenia.
3. Nowa ustawa o odnawialnych źródłach energii, której przepisy wejdą w życie w roku 2015 oraz 2016, będzie wpływać na rynek świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. W szczególności duże nadzieje wiąże się z nowym aukcyjnym systemem wsparcia, który z założenia ma przyczynić się do realizacji przez Polskę wymaganego celu produkcji energii ze źródeł odnawialnych do roku 2020. Niemniej jednak pewna część odnawialnych źródeł, nawet po wejściu ustawy o odnawialnych źródłach energii, będzie wciąż korzystać z systemu świadectw pochodzenia.
4. Brak interwencji na rynku świadectw pochodzenia może doprowadzić do jego załamania i wpłynąć negatywnie na istniejące odnawialne źródła energii.

Literatura

- [1] Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki 2010.
- [2] Mateja A., Łukawski M., Surma T.: Sytuacja na rynku praw majątkowych. Stan obecny, perspektywa roku 2020. Opracowanie własne CEZ Polska. 24 kwietnia 2014 r.
- [3] Paska J., Pawlak K., Surma T.: Systemy wsparcia jako istotny element optymalizacji wpływu nowych, ekologicznych źródeł energii elektrycznej na system elektroenergetyczny. XIX Konferencja Naukowo-Techniczna Rynek energii elektrycznej, Kazimierz Dolny, 7-9 maja 2013 r.
- [4] Regulamin rejestru świadectw pochodzenia prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. 25 października 2013 r.
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia

do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii Dz. U. poz. 1229, z 2015 r.

- [6] Szurlej A., Mirowski T., Kamiński J.: Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w kontekście założeń polityki energetycznej. Rynek energii nr 1/2013.
- [7] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, tekst jednolity Dz. U. poz. 151, 2015 r.

Piotr WIĄCEK

PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin

KONSUMENT NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Liczba odbiorców w gospodarstwach domowych dokonujących zmiany sprzedawcy energii elektrycznej powoli ale systematycznie wzrasta. Zgodnie z informacjami przedstawianymi cyklicznie przez Urząd Regulacji Energetyki [1], w skali całego kraju na zmianę sprzedawcy energii w okresie grudzień 2010 - grudzień 2014 zdecydowało się 287 727 odbiorców w gospodarstwach domowych, zaś rekordowy pod tym względem był maj 2014 roku, w którym zmiana sprzedawcy została przeprowadzona dla ponad 16 tys. gospodarstw domowych. Jakkolwiek sprawozdawczość URE podaje jedynie liczbę przeprowadzonych procesów zmiany sprzedawcy i nie uwzględnia późniejszych przypadków ewentualnej rezygnacji z umowy sprzedaży (z tego względu czy nie lepszym rozwiązaniem byłoby publikowanie danych zgodnych ze sprawozdaniami G-10.4?), to jednak rosnącego – powoli, bo powoli – trendu nie da się nie zauważyć.

W PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin w roku 2014 zmieniło sprzedawcę 3412 odbiorców w gospodarstwach domowych (tab. 1), co stanowi 0,7% ogólnej liczby wszystkich odbiorców w tej grupie.

Tabela 1

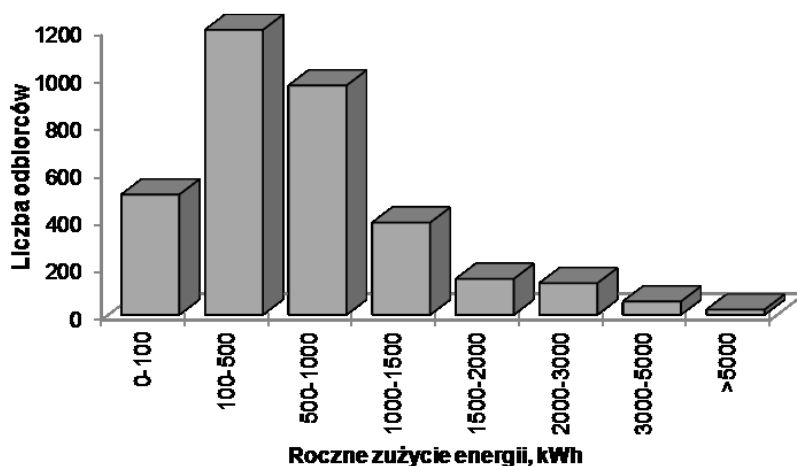
Zmiana sprzedawcy dla gospodarstw domowych w roku 2014
– podział na największych sprzedawców (ponad 100 odbiorców)

Sprzedawca	Liczba odbiorców
Energetyczne Centrum S.A.	2015
Polska Energetyka Pro Sp. z o.o.	366
Novum S.A.	347
Energie2 Sp. z o.o.	151
ENERGA-OBRÓT S.A.	148
TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.	116
Pozostali - razem	269

Gdyby popatrzeć na rzeczony zbiór pod kątem danych statystycznych to moglibyśmy stwierdzić, że:

- częściej sprzedawcę energii zmieniali mężczyźni (52%) niż kobiety (48%),
- średnia wieku osób zmieniających sprzedawcę to 64 lata,
- zdecydowanym liderem w pozyskiwaniu odbiorców w tym segmencie było Energetyczne Centrum S.A. (59%),

- najwięcej zmian sprzedawcy zostało dokonanych w dużych miastach (Lublin – 50%, Puławy – 6%, Kraśnik – 5%, Świdnik – 3%, Biała Podlaska – 2%, Dęblin – 1%, pozostałe miejscowości poniżej 1%),
- średnie roczne zużycie energii odbiorcy zmieniającego sprzedawcę w gospodarstwie domowym, w 2014 wynosiło około 700 kWh.



Rys. 1. Zużycie energii elektrycznej odbiorców w gospodarstwach domowych zmieniających sprzedawcę w roku 2014 według określonych przedziałów zużycia

1. „Jak zmienić sprzedawcę prądu?”

Wystarczy wpisać powyższe hasło do przeglądarki internetowej, by po chwili dysponować kilkunastoma odnośnikami do stron internetowych przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią elektryczną. Ilu odbiorców, którzy dotychczas zmienili sprzedawcę energii, zdecydowało się na samodzielny kontakt z wybranym sprzedawcą? Do drzwi ilu odbiorców zapukali sami konsultanci? Tego nie wiemy – choć wydaje się, że powszechniej była stosowana ta druga metoda.

Czy jednak gdyby klient chciał z własnej woli zapoznać się z ofertą sprzedawcy energii to miałby taką możliwość? Niestety kontakt bezpośredni to nie jest to na co stawiają sprzedawcy energii, może za wyjątkiem firm posiadających już wcześniej rozbudowane struktury obsługi klienta i wchodzących teraz na rynek energii elektrycznej („telekomy”). Tworzenia przez każdego sprzedawcę własnych punktów obsługi klienta chyba nie możemy jednak oczekiwać. Bardziej możemy liczyć na delegowanie przez sprzedawców obsługi klientów do partnerów handlowych, jak np. proponuje to Energetyczne Centrum S.A, które na swej stronie internetowej podaje listę około 40 autoryzowanych partnerów, gdzie można podpisać umowy sprzedaży energii. Oczywiście

rozwiniętą sieć własnych biur obsługi klienta, choć tylko na swoim obszarze, posiadają największe firmy energetyczne (ENEA, ENERGA, TAURON, PGE, RWE).

W większości przypadków sprzedawcy stawiają jednak na kontakt telefoniczny oraz e-mailowy. Niektórzy sprzedawcy wręcz reklamują się, że u nich wszystkie formalności mogą być załatwione przez internet, a późniejsza obsługa będzie w całości odbywać się on-line. Czy taka forma obsługi się sprawdzi? Sądząc po tym, że do PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin często pukają klienci szukający bezpośredniej rozmowy z pracownikiem, niektóre osoby potrzebują osobistego kontaktu czy to ze sprzedawcą, czy Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Jednak wydaje się, że od obsługi przy wykorzystaniu elektronicznych form kontaktu odwrotu nie ma.

Na ogół strony internetowe przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią elektryczną nie podają wprost szczegółowych ofert cenowych, sugerując kontakt telefoniczny i rozmowę z konsultantem bądź wypełnienie odpowiedniego formularza, celem jego późniejszej weryfikacji i skonstruowania dostosowanej do potrzeb klienta oferty.

Zdecydowanie wymaga podkreślenia to, że na większości stron internetowych sprzedawców widnieje jasny i czytelny przekaz, że po zmianie sprzedawcy dostarczanie energii elektrycznej odbywać się będzie na podstawie dwóch umów. Jedną umową będzie *umowa sprzedaży energii elektrycznej* podpisana z nowym sprzedawcą natomiast druga umowa to *umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej* z obecnym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (podpisana najczęściej w imieniu i na rzecz klienta przez sprzedawcę). Tym samym odbiorca będzie otrzymywał dwie faktury – jedną od Operatora Systemu Dystrybucyjnego z opłatami za dystrybucję energii elektrycznej oraz drugą od sprzedawcy za zużytą energię elektryczną. Niestety podczas wizyt przedstawicieli handlowych sprzedawców u odbiorców dziwnym trafem wielu z nich jakoś „zapomniało” o przekazaniu klientom tej podstawowej wiedzy.

2. Czy to się opłaca, czyli „co miesiąc niższe rachunki”

Czy zmiana sprzedawcy się opłaca? Korzystając z udostępnionego przez Urząd Regulacji Energetyki kalkulatora taryfowego [2] spróbujmy oszacować, jakie korzyści ze zmiany sprzedawcy miałby odbiorca z obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin, mający zawartą umowę kompleksową z PGE Obrót S.A. przy następujących parametrach:

- grupa taryfowa G11,
- roczne zużycie energii 1490 kWh (średnie roczne zużycie odbiorców w grupie taryfowej G11, w roku 2014 według sprawozdania G-10.4),
- układ jednofazowy,
- okres rozliczeniowy 6-miesięczny.

Dla tak zadanych parametrów jedynie oferty trzech firm wskazywały na istotne oszczędności w opłatach za energię elektryczną, wynoszące około od 100 do 240 zł rocznie (brutto) i były warte dalszego rozważenia (co ciekawe – wśród tych firm nie było lidera w pozyskiwaniu odbiorców w gospodarstwach domowych na terenie Oddziału Lublin w 2014 roku). Około 10 ofert sugerowało na roczne oszczędności w opłatach rzędu 10-50 zł (brutto), zaś pozostałe oferty wskazywały na nieopłacalność procesu zmiany sprzedawcy. Oczywiście są to jedynie bardzo wstępne przybliżenia, niemniej na ich podstawie można dokonać już wstępnej weryfikacji potencjalnych nowych sprzedawców.

Znaczna część ofert sprzedawców przewiduje też kilkuletnie gwarancje stałej ceny energii, co też może mieć znaczenie przy trwających dyskusjach o czekającym nas wzroście cen energii. Z drugiej strony związanie się długoterminową umową sprzedaży też nie oznacza bezpiecznego rozwiązania, bo nikt nam nie zagwarantuje, że jednak nie pojawi się lepsza oferta, nawet u tego samego sprzedawcy.

Podpisując umowę sprzedaży energii należy też mieć świadomość, że najczęściej zawiera ona opłatę za jej wcześniejsze rozwiązanie, która wynosi około 25 zł miesięcznie za każdy miesiąc, o który skrócony został okres obowiązywania umowy.

Jednym z ostatnich rozwiązań związanych ze zmianą sprzedawcy energii jest możliwość skorzystania z ofert przedsiębiorstw zajmujących się dotychczas dostawą usług multimedialnych (telefonii komórkowej, telewizji, internetu), takich jak np. Polkomtel (Plus) czy Orange. Czy łączenie ofert telekomunikacji z energetyką da nowy impuls dalszego rozwoju rynku w zakresie zmiany sprzedawcy przez konsumentów? Dane statystyczne, przynajmniej z obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin, na razie na to nie wskazują, jednak z pewnością to dopiero początek zmian, z którymi mamy do czynienia.

3. „Podpisz z nami umowę, a załatwimy wszystko za Ciebie”

Skoro zmiana sprzedawcy w niektórych przypadkach rzeczywiście może przynieść korzyści finansowe, to dlaczego mimo wszystko konsumenci tak rzadko z niej korzystali? Tym bardziej, że większość sprzedawców wymaga jedynie podpisania umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz stosownego pełnomocnictwa, a wszystkie pozostałe kroki wykona sam sprzedawca. Nie sposób w tym miejscu pominąć mało rzetelnych działań zmierzających do pozyskiwania Klientów, które to praktyki były przedmiotem postępowań prowadzonych przez Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz interwencji Urzędu Regulacji Energetyki czy też Rzeczników Konsumentów.

Zgodzić się należy ze stanowiskiem wskazanym w decyzji Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów [3], że *źródłem ryzyka dla konsumenta w umowach zawieranych poza lokalem przedsiębiorstwa jest przede wszystkim*

czynnik zaskoczenia, co w powiązaniu z przyjętą metodologią działania nieuczciwych przedstawicieli handlowych powodowało, że odbiorcy podpisywali umowy sprzedaży energii elektrycznej bez szczegółowego zapoznania się z ich treścią często nie wiedząc, czego przedmiotowa umowa dotyczy. Wprawdzie przywołana decyzja Prezesa UOKiK wydana była w odniesieniu do konkretnego przedsiębiorstwa energetycznego jednak polityka wprowadzania Klientów w błąd była prowadzona przez wielu sprzedawców.

Urząd Regulacji Energetyki publikuje na swojej stronie internetowej nierzetelne „sposoby” działań przedstawicieli handlowych reprezentujących przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej. Dla porządku przytoczmy jeszcze raz najważniejsze:

- przedstawienie się jako pracownicy URE,
- informowanie odbiorców, że dotychczasowy sprzedawca kończy działalność i w związku z tym konieczne jest podpisanie nowych umów,
- informowanie odbiorców o konieczności aktualizacji umów w związku ze zmianami przepisów prawa, nie wskazując jednak, że odbiorca podpisuje umowę z nowym sprzedawcą,
- przedstawianie nieprawdziwych cen energii elektrycznej u nowego sprzedawcy (zaniżonych w stosunku do rzeczywistej ceny),
- brak informowania przy zawieraniu umów o usługach dodatkowych – np. ubezpieczeniu, które są dodatkowo płatne,
- informowanie, niezgodnie z prawdą, że umowa z dotychczasowym sprzedawcą zostanie rozwiązana bez żadnych konsekwencji finansowych wobec odbiorcy,
- brak informowania o prawie do odstąpienia od umowy,
- ponaglanie konsumentów do jak najszybszego podpisania dokumentów bez możliwości wcześniejszego zapoznania się z ich treścią.

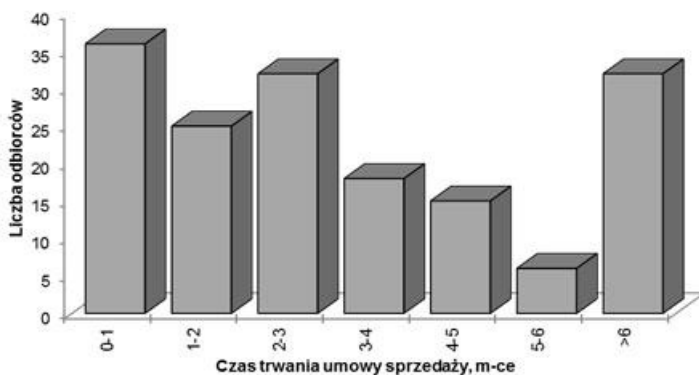
Niestety jak się okazuje spora część tych metod jest nadal praktykowana na co wskazują chociażby bieżące artykuły prasowe, jak też zgłoszenia i reklamacje od klientów wpływające do PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin. W dalszym ciągu występują też przypadki zgłaszania do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, dla których zostały w przewidzianym prawem złożone przez klientów odstąpienia od umowy.

Niewymienioną w powyższym katalogu praktyką, z którą zetknął się też autor referatu jest ponadto sporządzanie umów sprzedaży energii elektrycznej wskazując w nich dane osób zmarłych, niekiedy nawet kilka lat temu. Przedstawiciel handlowy reprezentujący sprzedawcę posiada wiedzę, że umowa sprzedaży energii oraz dokument pełnomocnictwa podpisywane są imieniem i nazwiskiem osoby wskazanej w treści tych dokumentów przez inną osobę, a zatem wprowadza w błąd Operatora Systemu Dystrybucyjnego co do osoby, z którą ma być zawarta umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. W tej sytuacji może dojść do niekorzystnego rozporządzenia mieniem Operatora Systemu Dystrybucyjnego bowiem OSD pomimo

świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej może nie otrzymać zapłaty za te usługi. Dodatkowo OSD ponosi koszty związane z przygotowaniem i zawieraniem umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

Zarówno Urząd Regulacji Energetyki, jak też część sprzedawców publikuje na swoich stronach internetowych materiały informacyjno-edukacyjne dotyczące procesu zmiany sprzedawcy (na większości stron internetowych można znaleźć przygotowany przez URE, we współpracy z Prezesem UOKiK, „Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej”). Można polemizować jak bardzo na rozpoczęcie takiej kampanii informacyjnej, której partnerami są największe firmy energetyczne (ENEA, ENERGA, TAURON, PGE, RWE) miał fakt coraz większego przejmowania odbiorców przez wchodzących na rynek nowych sprzedawców, niemniej materiały te prezentują przedmiotową wiedzę w przystępny sposób i na pewno warto się z nimi zapoznać.

Odwołując się do zmiany sprzedawcy w roku 2014 w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin należy też zaznaczyć, że z ogólnej liczby 3412 odbiorców zmieniających sprzedawcę w gospodarstwach domowych około 4% odbiorców zrezygnowało z zawartych umów sprzedaży jeszcze w roku 2014, w większości zawierając ponownie umowy kompleksowe z PGE Obrót S.A. Oddział z siedzibą w Lublinie. Szczególnie warte uwagi są przypadki umów sprzedaży rozwiązanych po upływie zaledwie miesiąca od ich wejścia w życie, a takich nie brakuje.



Rys. 2. Czas trwania umów sprzedaży energii elektrycznej (w miesiącach) dla odbiorców w gospodarstwach domowych zmieniających sprzedawcę w roku 2014

W tym miejscu warto również wskazać na problem zachowania ciągłości dostarczania energii elektrycznej po zakończeniu umowy sprzedaży. Niestety nadal występują przypadki, że odbiorca, który rozwiązał umowę sprzedaży energii nie podejmuje działań zmierzających do podpisania umowy sprzedaży energii z innym sprzedawcą lub umowy kompleksowej, gdyż najczęściej w takich przypadkach odbiorcy wracają do stanu sprzed zmiany sprzedawcy (umowa kompleksowa ze sprzedawcą macierzystym). Aby zapobiec koniecz-

ności zaprzestania dostaw energii do odbiorców z uwagi na brak aktualnej umowy sprzedaży, PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin wdrożyła procedurę informacyjną, polegającą na wysyłaniu do odbiorców pism wskazujących na datę rozwiązania umowy sprzedaży i przypominających o konieczności zawarcia nowej umowy. Te działania się sprawdzają.

4. „Zmiana sprzedawcy w 15 minut!” – a rezygnacja?

Opinie o zmianie sprzedaży energii jakie możemy znaleźć na forach internetowych są różnorodne. Opisywane są zarówno nieuczciwe praktyki przedsiębiorstw energetycznych ale też nie brakuje osób zadowolonych, którzy na zmianie sprzedawcy energii rzeczywiście skorzystali. Co należy zrobić aby mimo wszystko być w tej drugiej grupie odbiorców? Przede wszystkim szczegółowo zapoznać się z ofertą sprzedawcy i to zarówno cenową, jak też warunkami umowy sprzedaży. Choć brzmi to trochę jak „oczywista oczywistość” należy być świadomym tego co spowoduje zmiana sprzedawcy. W dalszym ciągu wiele telefonów do PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin zaczyna się od tego, że „otrzymałem od Was jakąś fakturę, a my mamy już innego dostawcę”. Drugą rzeczą na którą należy zwrócić uwagę jest to, że ewentualne rozwiązanie umowy sprzedaży energii przez zakończeniem okresu jej obowiązywania może wiązać się z koniecznością uregulowania opłaty z tego tytułu.

Co gdy już mimo wszystko podpiszemy umowę sprzedaży energii a jednak postanowimy z niej zrezygnować? Ponieważ umowa sprzedaży energii została najczęściej zawarta na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, konsument może w terminie 14 dni od dnia zawarcia umowy sprzedaży odstąpić od niej bez podawania przyczyny i bez ponoszenia kosztów. W tym celu należy przed upływem ww. terminu wysłać do sprzedawcy oświadczenie o odstąpieniu od umowy, którego wzór winien być doręczony konsumentowi wraz z umową sprzedaży.

Jeżeli nie zdążymy odstąpić od umowy sprzedaży energii możemy dokonać także odstąpienia od umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej choć tu może pojawić się problem. Przygotowana przez OSD w procesie zmiany sprzedawcy wspomniana umowa jest najczęściej podpisywana w imieniu klienta przez sprzedawcę. Trudno oczekiwać, że w takim przypadku sprzedawca dokona odstąpienia od umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Z kolei wysyłanie umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej bezpośrednio konsumentowi spotkałoby się z zarzutami braku respektowania przez OSD woli odbiorcy udzielającego sprzedawcy pełnomocnictwa do przeprowadzenia procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Można mieć zatem obawę, że nowe uprawnienie przyznane konsumentowi Ustawą z dnia 30 maja 2014 r. *o prawach konsumenta* pozostanie w tym zakresie raczej martwe.

5. Wnioski

1. Warto skorzystać z kalkulatora taryfowego zamieszczonego na przykład na stronie Urzędu Regulacji Energetyki czy też stronach sprzedawców energii elektrycznej aby zapoznać się z ofertami.
2. Zawsze dokładnie należy zapoznać się z ofertą sprzedawcy energii. Przed podpisaniem jakiegokolwiek umowy sprzedaży i udzieleniem pełnomocnictwa należy bezwzględnie szczegółowo zapoznać się z treścią przywołanych dokumentów. Nie podejmujemy decyzji i nie podpisujemy niczego w 10 minut.
3. Korzystając z usług nowego sprzedawcy należy mieć świadomość, że kontakt z nim może być możliwy tylko poprzez infolinię lub pocztę elektroniczną. Dla części klientów przyzwyczajonych do tradycyjnej formy obsługi klienta (kontakt osobisty) może to stanowić istotny problem.
4. Przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej będą coraz mocniej konkurować o konsumenta nie tylko ceną energii ale też usługami dodatkowymi. Rola rozwiązań łączących sprzedaż energii elektrycznej z innymi usługami będzie wciąż rosła. Niebagatelną zaletą firm proponujących *energię w pakiecie* jest też rozwinięta sieć punktów obsługi klienta, w których miejmy nadzieję będzie można nie tylko podpisać umowę sprzedaży energii ale też wyjaśnić ewentualne problemy związane ze świadczoną usługą.
5. Pozostaje mieć nadzieję, że wraz z dalszym rozwojem rynku zostaną wyeliminowane problemy związane z nieuczciwymi działaniami niektórych przedstawicieli handlowych zmierzających do pozyskania klienta za wszelką cenę, a tym samym konsument będzie świadomie i z zadowoleniem korzystał z możliwości wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.

Literatura

- [1] Strona internetowa Urzędu Regulacji Energetyki (<http://www.ure.gov.pl>).
- [2] Kalkulator taryfowy dostępny na stronie Urzędu Regulacji Energetyki (http://ure.gov.pl/ftp/ure-kalkulator/ure/formularz_kalkulator_html.php).
- [3] Decyzja Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów nr RWA-53/2012 z dnia 31 grudnia 2012 r.
- [4] Strony internetowe przedsiębiorstw energetycznych.

Jerzy ANDRUSZKIEWICZ, Kamil HOPPE
Politechnika Poznańska

ANALIZA STRATEGII OBROTU ŚWIADECTWAMI POCHODZENIA ENERGII ODNAWIALNEJ PODCZAS NOTOWAŃ SESYJNYCH RYNKU PRAW MAJĄTKOWYCH

Streszczenie. W artykule przedstawiono strategię handlu prawami majątkowymi związanymi ze świadectwami pochodzenia energii odnawialnej na Rynku Praw Majątkowych, uruchomionym na Towarowej Giełdzie Energii w związku z działającym w Polsce mechanizmem wspierania rozwoju źródeł energii odnawialnej. Analiza dotyczyła trendów cenowych w okresie od kwietnia 2012 do końca 2014 roku. Rozważanych 35 strategii poddano sprawdzeniu skuteczności poprzez tak zwane testowanie wsteczne (ang. *backtesting*). Dla wybranych najbardziej efektywnych strategii przeprowadzono proces optymalizacji polegający na wprowadzeniu do sygnałów uruchamiających poszczególne strategie współczynnika charakteryzującego siłę trendu. Przystawiono dalsze przewidywania dotyczące stosowania w Polsce obecnego systemu wspomaganie rozwoju OZE w perspektywie wdrażania nowych rozwiązań opartych na systemie aukcyjnym.

TRADING STRATEGY ANALYSIS OF PROPERTY RIGHTS CONNECTED WITH RENEWABLE ENERGY CERTIFICATES OF ORIGIN DURING COMMODITY EXCHANGE SESSION QUOTATIONS

Summary. The article presents trading strategies of property rights connected with renewable energy certificates of origin during commodity exchange session quotations running in Polish Power Exchange as the element of support system aiming to grant the proper development of renewable energy resources in Poland. The analysis concerns the price trends related to the period from April 2012 to the end of 2014. The considered different 35 were checked for the effectiveness by the so-called back-testing. The selected most effective strategies were optimized by the introduction into signals activating the particular strategy of a multiplying factor characterizing the strength of the trend. The prospects concerning further application of the current renewable energy support system in Poland are characterised in view of the implementation of new solutions based on auction system. The work was completed by conclusions reached as a result of the analyses conducted.

Waldemar DOŁĘGA
Politechnika Wrocławska

AKTUALNE WYMAGANIA DOTYCZĄCE METODYKI PLANOWANIA ROZWOJU SIECIOWEJ INFRASTRUKTURY ELEKTROENERGETYCZNEJ

Streszczenie. W referacie zwrócono uwagę na problematykę intensyfikacji wykorzystania infrastruktury sieciowej, która stanowi alternatywę dla jej intensywnej rozbudowy. Konieczność jej realizacji wynika z różnych przesłanek związanych z realizacją inwestycji sieciowych natury: formalno-prawnej, środowiskowej, społecznej, technicznej i ekonomicznej. Ponadto w referacie przeanalizowano problematykę planowania rozwoju infrastruktury sieciowej na tle aktualnych zjawisk występujących w sektorze elektroenergetycznym. Przy czym zwrócono szczególną uwagę na: krajowe uregulowania prawne, uwarunkowania środowiskowe, społeczne, rynkowe, ekonomiczne, techniczne, zachowania odbiorców, niepewność przyszłych uwarunkowań pracy infrastruktury sieciowej, kluczową rolę planisty (eksperta) oraz kryteria ekonomiczne. Stwierdzono, że obecnie stosowana metodyka planowania rozwoju infrastruktury sieciowej powinna uwzględniać w możliwie największym stopniu wspomniane elementy.

CURRENT REQUIREMENTS FOR METHOTOLOGY OF PLANNING OF ELECTRIC POWER NETWORK INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT

Summary. In this paper, a special attention is paid to subject matter of intensification of the network infrastructure utilization which is an alternative for its intensive expansion. Necessity of its execution results from different formal-legal, environmental, social, technical and economic reasons involved in the development and upgrading of the electric power network infrastructure. Additionally, an analysis of planning of electric power network infrastructure on a background of current phenomena in the electric power sector is made. A special attention is paid to: national legal regulations; environmental, social, market, economic and technical conditions; conduct of electricity consumers; uncertainty of future conditions for electric power network infrastructure operation; key role of planer (expert) and economic criterions. Current applied methodology of planning of electric power network infrastructure should take into consideration as many mentioned elements as possible.

**Adrian HALINKA, Marcin NIEDOPYTALSKI,
Piotr RZEPKA, Paweł SOWA, Mateusz SZABLICKI**
Politechnika Śląska

METODYKA EKSPERCKIEGO SZACOWANIA NORMATYWNEGO WSKAŹNIKA NIEZAWODNOŚCI SAIDI

Streszczenie. W międzynarodowej praktyce ciągłość zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz niezawodność pracy sieci dystrybucyjnej zwykle charakteryzuje się za pomocą prostych wskaźników oceny (m.in. SAIDI, SAIFI, MAIFI). Pozwalają one na uogólnioną ocenę ciągłości dostaw energii elektrycznej odniesioną do przeciętnego, pojedynczego odbiorcy. Stosowana metodologia wyznaczania SAIDI, SAIFI i MAIFI bazuje na danych z przeszłości. Zawęża to jej wykorzystanie wyłącznie do opisu minionych warunków pracy sieci elektroenergetycznej. Nie nadaje się do szacowania „przyszłościowego” poziomu tych wskaźników (przykładowo, po zmianie struktury lub funkcjonalności elementów składowych sieci). Stanowi to jej istotne ograniczenie. W publikacji opisano nową metodę szacowania SAIDI właściwą dla przyszłych stanów pracy sieci. Przydatność opracowanej metody przedstawiono, dokonując oceny wpływu kilku wariantów automatyzacji sieci niskiego napięcia na kształtowanie się poziomu SAIDI.

EXPERT EVALUATION METHODOLOGY OF THE SAIDI NORMATIVE RELIABILITY INDEX

Summary. In everyday practice in the context of power supply continuity and distribution grid reliability use simple evaluation indexes (e.g. SAIDI, SAIFI, MAIFI). This indexes allow generalized estimation of power supply continuity referenced to average single consumer. The commonly used methodology of SAIDI, SAIFI and MAIFI calculations is based on historical data. This narrows down its utilization only to the description of the historical operating conditions of the power system. This methodology can't be used for the estimation these indexes for the future states (e.g. after changing operating structure or functionality of the power system elements) – which is the main limitation. The paper presents the newly proposed methodology of the SAIDI evaluation for the future operating conditions of a power network. The paper presents the usefulness of the proposed methodology using as the example the evaluation of the influence of several variants of the low voltage network automation on the SAIDI value levels.

Adam IWAN¹⁾, Józef PASKA²⁾

¹⁾PGNiG TERMIKA S.A., ²⁾Politechnika Warszawska

CIEPŁO Z MIKROKOGENERACJI I KOGENERACJI SYSTEMOWEJ – KONKURENCJA CZY WSPÓŁPRACA?

Streszczenie. W ramach klasyfikacji i charakterystyki technologii mikrokogeneracyjnych w Unii Europejskiej (UE) przedstawiono różnice w regulacjach prawnych dotyczących mikrokogeneracji, obowiązujących w Polsce i UE. Wskazano na potencjał wprowadzenia mikrokogeneracji w obszarze gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce. Przedstawiono również problematykę komercjalizacji mikrokogeneracji i systemów wsparcia w krajach członkowskich UE, na przykładzie Niemiec i Wielkiej Brytanii. Dokonano analizy potencjalnego zapotrzebowania na mikroinstalacje w krajach unijnych, na podstawie wyników współfinansowanego przez Komisję Europejską projektu CODE2, oraz symulacji potencjalnej produkcji ciepła w mikrokogeneracji w obszarze gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw w perspektywie lat 2020-2030-2040. Dodatkowo przeanalizowano zakres potencjalnej konkurencji oraz współpracy mikrokogeneracji z ciepłem systemowym w warunkach zasymulowanego rozwoju mikrokogeneracji w Polsce.

HEAT FROM MICROCOGENERATION AND SYSTEM COGENERATION – COMPETITION OR CO-OPERATION?

Summary. Within the classification and characteristics of microcogeneration technologies in European Union (EU), differences in Polish and European microcogeneration legal regulations were presented. The capability of microcogeneration implementation in households and small and medium enterprises in Poland was indicated. Authors also showed problematic aspects of the microcogeneration commercialisation and support systems or schemes within the member countries of EU, as a case in point Germany and United Kingdom. Also, the analysis of the potential demand for microcogeneration units among EU member states, accordingly to the results of European Commission co-founded project CODE2, and potential microcogeneration heat production calculations in households and small and medium enterprises for the years 2020-2030-2040, were done. Additionally, the authors, studied the range of the microcogeneration prospective competition and cooperation with the cogeneration heat in calculated conditions of microcogeneration development in Poland.

Marcin JASKÓLSKI, Paweł BUĆKO
Politechnika Gdańska

MARKAL LONG-TERM POWER GENERATION SCENARIOS FOR POLAND: INCREASING THE SHARE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES BY 2040

Summary. In this paper, renewable energy sources (RES) support mechanisms in Poland was presented with perspectives of proposed support system modifications, discussed in the project of Renewable Energy Act. In addition, MARKAL model of RES support mechanism was presented, taking into account technology-specific multiplication factors. Two model runs with emission trading system in place and two additional runs without emission trade were performed. The latter runs were analyzed in view of the 40% target for Poland by 2040 (renewable electricity share in final consumption) with emphasis on investments in renewable technology options and potential costs of support systems.

DŁUGOTERMINOWE SCENARIUSZE ROZWOJU PODSYSTEMU WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE Z WYKORZYSTANIEM MODELU MARKAL: ZWIĘKSZANIE UDZIAŁU ODNOWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII DO ROKU 2040

Streszczenie. W niniejszym referacie, zaprezentowano stan legislacji w zakresie promowania OZE z perspektywami modyfikacji systemu wsparcia, które wystąpią w przypadku wejścia w życie Ustawy o odnawialnych źródłach energii. Ponadto opisano odwzorowanie w modelu MARKAL jednego z mechanizmów promowania OZE, proponowanych podczas prac nad ustawą. Mechanizm ten opierał się na współczynnikach korekcyjnych, przypisanych poszczególnym technologiom. Opracowano dwa przypadki, w których system handlu emisjami funkcjonował, oraz dwa kolejne, w których zrezygnowano z handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Rezultaty tych dwóch ostatnich zostały poddane szczegółowej analizie. Szczególny nacisk położono w niej na wymagane nakłady inwestycyjne w technologie oparte na OZE oraz potencjalne koszty systemu wsparcia. Wyniki przedstawiono w kontekście celu strategicznego polegającego na osiągnięciu 40-procentowego udziału energii elektrycznej z OZE w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Piotr KACEJKO, Paweł PIJARSKI, Karolina GAŁĄZKA
Politechnika Lubelska

**USTAWA O ODNAWIALNYCH ŹRÓDLACH ENERGII
– ANALIZA AKTUALNYCH ZAPISÓW
ODNOSZĄCYCH SIĘ DO PROSUMENTÓW**

Streszczenie. W chwili pisania niniejszego materiału (koniec marca 2015 r.) bitwę o pozycję prosumenta w energetyce można uznać za zakończoną. W tym przypadku to gremia rządowe muszą działać zgodnie z zasadą *dura lex - sed lex*. Autorzy referatu dysponując odpowiednim instrumentarium informatycznym, dokonali obiektywnej oceny efektywności ekonomicznej mikroźródeł przy zastosowaniu systemów wsparcia proponowanych na różnych etapach procesu legislacyjnego ustawy o OZE. Dzięki zastosowanej metodzie analizy, możliwe jest spojrzenie na kwestie mikrogeneracji bez emocji, których na ostatnim etapie prac nad ustawą było zbyt wiele. Wiele jednak wskazuje, że realizacja ustawy będzie dobitnym dowodem na słusność innego przysłowia – *diabolus autem est in details*.

**RENEWABLE ENERGY RESOURCES ACT – ANALYSIS
OF CURRENT RECORDS RELATING TO PROSUMERS**

Summary. At the time of writing this article (end of March 2015) the prosumer battle in the area of energy sector may be considered as completed. In this case, the government members must act in accordance with the principle of *lex dura - sed lex*. The authors of this article having appropriate software technology, have made an objective assessment of the economic efficiency of micro-generation using support systems proposed at various stages of the legislative process of the Renewable Energy Resources Act. Thanks to the method of analysis, it is possible now to look at the issues of micro-generation unemotionally. However, the realization of the act should proof the appropriateness of another proverb - *diabolus autem est in details*.

**Mariusz KOZAKIEWICZ¹⁾, Marek KWAS¹⁾,
Karolina MUCHA-KUŚ²⁾, Maciej SOŁTYSIK²⁾**

¹⁾Szkoła Główna Handlowa, ²⁾TAURON Polska Energia SA

ZASTOSOWANIE EKONOMETRYCZNYCH MODELI PROGNOSTYCZNYCH W TRANSAKCJACH PROPRIETARY TRADING

Streszczenie. W opracowaniu przedstawiony jest algorytm służący do wsparcia decyzji transakcyjnych na rynku ropy Brent. Rynek ropy (w szczególności Brent) charakteryzuje się dużą płynnością oraz wolumenem transakcji i stanowi dogodną platformę zarówno do bezpośredniego inwestowania czy spekulacji, jak i do zarządzania ryzykiem dla podmiotów narażonych na nie ze względu na zależność od rynków energii.

Opisywany algorytm wykorzystuje elementy modelowania ekonometrycznego do krótkoterminowej predykcji cen ropy BRENT oraz technikę regresyjnych drzew decyzyjnych do generowania rekomendacji otwarcia/zamknięcia pozycji. W opracowaniu zawarto porównanie jakości prognozy wybranych modeli predykcyjnych oraz profile zysków/strat dla rekomendacji opartych na tych modelach. Wyniki zawarte w opracowaniu sugerują, że przyjęte podejście stanowi obiecujący kierunek badawczy z uwagi na jego elastyczność umożliwiającą wykorzystanie różnych technik modelowania, jak również możliwość zaadaptowania do innych instrumentów finansowych.

AN APPLICATION OF ECONOMETRIC PREDICTIVE MODELS TO PROPRIETARY TRADING

Summary. The paper presents an algorithm supporting trading decisions on Brent oil market. The oil market, due to its liquidity and the high volume of trading, is a convenient platform not only for direct investment or speculation but also for risk management for entities dependent on volatile energy markets. The algorithm uses econometric models for short term prediction of Brent oil prices which is subsequently used to construct regression decision trees for generating trading recommendations. The paper contains a comparison of selected prediction techniques and their recommendation profit/loss profiles. The results suggest that the adopted approach is a promising research direction. Moreover, its flexibility allows applying various modelling techniques and adapting to the wide range of financial instruments.

Jacek ŁYP, Tomasz POPLAWSKI, Monika WEŻGOWIEC
Politechnika Częstochowska

**PROGNOZY GENERACJI WIATROWEJ
METODĄ ADAPTACYJNEJ KRZYWEJ MOCY
Z ZASTOSOWANIEM AGLOMERACYJNEGO
GRUPOWANIA WEKTORÓW ZMIENNYCH**

Streszczenie. W artykule opisano metodę adaptacyjnej krzywej mocy. Przedstawiono sposoby zastosowania algorytmów aglomeracyjnych do przygotowania prognozy mocy generowanej przez farmę wiatrową. Przedstawiono wyniki działania modelu na bazie wybranych algorytmów łączenia. Otrzymane rezultaty zostały porównane z modelem referencyjnym.

**FORECASTS OF WIND GENERATION
USING ADAPTIVE POWER COURVE METHOD
WITH AGGLOMERATION GROUPING VECTORS**

Summary. The article describes an adaptive power curve method. Explains how to use agglomeration algorithms for the preparation of forecast electric power generated by the wind farm. The results of the model are presented on the basis of selected linking algorithms. The results obtained were compared with the reference model.

Jacek Malko, Artur Wilczyński, Henryk Wojciechowski
Politechnika Wrocławska

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE, DOSTĘPNOŚĆ ENERGII I ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ A STRATEGIA UNII ENERGETYCZNEJ

Streszczenie. Głównymi wyzwaniami w procesie ewolucji ludzkości są dostęp do energii, wody i żywności przy równoczesnej zdolności do utrzymania tego stanu bez naruszenia wrażliwej równowagi środowiska. Pierwszym i najważniejszym wyzwaniem jest posiadanie wystarczających i osiągalnych zasobów energii dla mieszkańców całego globu w celu zapewnienia im życia łatwiejszego i bardziej zgodnego z aspiracjami. Dostępność energii jest zatem wyzwaniem globalnym przy silnych wzajemnych uzależnieniach, przy czym ogólnie rozumiany proces konwersji energii uznawany jest za główną przyczynę obserwowanych zmian klimatycznych. Proces zmian klimatycznych może znacząco przekształcić nasze systemy gospodarcze, biosferę i rozwój społeczny. Zidentyfikowanymi wyzwaniami jest uczynienie energii akceptowalną cenowo oraz spowolnienie globalnego wzrostu zużycia energii przez zwiększenie efektywności energetycznej. Realizacja tych celów jest promowana przez ONZ jako Międzynarodowa Dekada Zrównoważonej Energii dla Wszystkich - SE – 4All. W perspektywie europejskiej ważną inicjatywą staje się obecnie zaproponowana przez Polskę koncepcja unii energetycznej.

ENERGY SECURITY, AVAILABILITY AND SUSTAINABILITY VS ENERGY UNION STRATEGY

Summary. Among the global challenge in the process of mankind evolution is access to energy balancing the relations between nature protection and the sustainable development idea. Most urgent is to have abundant and affordable energy to make the life easier and comfortable. These goals are even more a global challenge given the highly interdependent nature of the today world: energy usage has been recognized as a primary contributor to the climate change. The two challenges in energy sector are: how to make more energy available at affordable prices to enable all people to use modern energy to meet their basic needs and how to slow the world's overall growth of energy consumption mainly through of efficiency. Ultimate goal is presented in EU document on Energy Union as a more greener and more efficient energy for all (SE – 4All).

Piotr MARCHEL, Józef PASKA
Politechnika Warszawska

MODELOWANIE DOSTĘPNOŚCI ENERGII PIERWOTNEJ DLA ELEKTROWNI SŁONECZNYCH W POLSCE

Streszczenie. Z punktu widzenia niezawodności systemów elektroenergetycznych istotne jest, że produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wykorzystujących energię wiatru czy Słońca jest ograniczona dostępnością energii pierwotnej. Zatem niezawodność elektrowni wiatrowych lub słonecznych (heliotermicznych i fotowoltaicznych) zależy nie tylko od ich struktury technologicznej i połączenia z siecią, do której dostarczają energię, ale również od warunków geoklimatycznych. Dlatego dla modelowania pracy i niezawodności elektrowni słonecznych szczególnie istotne jest modelowanie dostępności energii pierwotnej, czyli gęstości strumienia promieniowania słonecznego, które dociera do powierzchni Ziemi.

W artykule została podjęta próba opisanego charakteru i zmienności natężenia promieniowania słonecznego w Polsce. Został opracowany również prosty model dostępności promieniowania słonecznego dla kilku wybranych stacji meteorologicznych. Uzyskane modele mogą być wykorzystane do analizy wpływu elektrowni słonecznych na niezawodność systemu elektroenergetycznego.

MODELING THE AVAILABILITY OF PRIMARY ENERGY FOR SOLAR POWER PLANTS IN POLAND

Summary. From the point of view of the reliability of power systems, it is important that the production of electricity using wind energy or solar energy is limited by the availability of primary energy. Thus, the reliability of wind power plants or solar power plants (photovoltaic and CSP) depends not only on the technological structure and connection with the network, to which provide energy, but also on the geo-climatic conditions. Therefore, for modeling the work and reliability of solar power plants is particularly important to modeling the availability of primary energy, ie. the flux density of solar radiation that reaches the earth's surface.

The article is an attempt to describe the nature and variability of solar radiation in Poland. A simple model of the availability of solar radiation for a number of selected meteorological stations was also developed. The resulting models can be used to analyze the impact of solar power plants on the electric power system reliability.

Józef PASKA, Mariusz KŁOS, Karol PAWLAK
Politechnika Warszawska

METODYKA OCENY EKONOMICZNEJ MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Streszczenie. Wymagania związane ze stabilnością funkcjonowania systemu elektroenergetycznego implikują konieczność wprowadzenia w energetyce odnawialnej i rozproszonej dodatkowych elementów poprawiających parametry pracy źródeł trudno sterowalnych i trudno prognozowalnych. Autorzy artykułu wskazują na możliwość wykorzystania zasobników energii elektrycznej do poprawy funkcjonowania w KSE tego rodzaju źródeł. W artykule poruszono również kwestie związane ze stosowaniem w systemie elektroenergetycznym magazynowania energii elektrycznej w innych (niż podsektor wytwarzania) obszarach aplikacyjnych. Niewątpliwie istnieje potrzeba określenia ogólnej metodyki oceny efektywności ekonomicznej funkcjonowania takich rozwiązań, co zostało przedstawione w artykule. Przedstawiono ogólną i uproszczoną metodykę oceny ekonomicznej zasobników energii elektrycznej współpracujących ze źródłami i sieciami elektroenergetycznymi. Metodyka ta może być wykorzystana także do określenia „społecznie uzasadnionego” poziomu wsparcia dla magazynowania (np. wysokości taryf gwarantowanych).

ECONOMIC ASSESSMENT METHODOLOGY OF ELECTRICITY STORAGE

Summary. Requirements related to the stability of power system operation imply the need for a renewable energy and distributed generation additional tools to improve the parameters of the sources being difficult and hardly controllable and forecasted. The authors suggest the possibility of using electric energy storage to improve the operation of such sources in the NES. The article also addresses the issues related to the application of electricity storage in the power system in other (than generation sub-sector) application areas. Undoubtedly, there is a need to determine the overall methodology to evaluate the economic efficiency of the operation of such solutions, as shown in the article. The general and a simplified methodology for the economic evaluation of electrical energy storage devices cooperating with the sources and electricity networks. This methodology can also be used to determine the "socially justifiable" level of support for storage (eg. the level of feed-in tariffs).

Józef PASKA¹⁾, Tomasz SURMA²⁾

¹⁾Politechnika Warszawska, ²⁾CEZ Polska

ELEKTROWNIE WIATROWE ŹRÓDŁEM ENERGII ELEKTRYCZNEJ, CZY RÓWNIEŻ MOCY?

Streszczenie. W ostatnim czasie obserwuje się dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w systemach elektroenergetycznych. Często w pracach studialnych dotyczących integracji energetyki wiatrowej w systemie elektroenergetycznym autorzy próbują szukać odpowiedzi na pytanie, w jakim stopniu moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych przyczynia się do gwarantowania pokrycia maksymalnego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym.

W artykule przedstawiono wybrane aspekty zmienności mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, czasu wykorzystania ich mocy zainstalowanej, mocy gwarantowanej elektrowni wiatrowych i metodyki określania tej mocy. Przedstawiono także wyniki obliczeń wskaźników niezawodności wytwarzania oraz mocy gwarantowanej elektrowni wiatrowych dla systemu testowego RTS, przy różnym udziale elektrowni wiatrowych w mocy zainstalowanej systemu.

WINDFARMS ARE SOURCES OF ELECTRICITY, OR ALSO THE POWER?

Summary. Recently is observed dynamic growth in installed capacity of wind power in power systems. Often, in the research studies concerning the integration of wind energy in the power system the authors are trying to find answers to the question of the extent to which the installed capacity of wind power plants contributes to cover guarantee the maximal demand for power and electricity in the power system.

The paper presents some aspects of the variability of the power generated by wind power plants, time of use of their installed capacity (capacity factor), capacity credit of wind power plants and methodology of its assessment. The paper presents the results of the calculation of the reliability of power generation and capacity credit of wind power plants for RTS test system, with different proportion (penetration) of wind power capacity installed in the system.

Paweł PIOTROWICZ

Spółka Inżynierów SIM Sp. z o.o.

SMART METERING

Streszczenie. Analiza zebranych danych i wynikające z niej wnioski są niezbędne w nowoczesnym przedsiębiorstwie. *Smart Metering*, jako narzędzie do analizy posiadanych technologii, staje się konieczny do planowania biznesu i zarządzania zasobami technicznymi. Zebrane dane oraz ich wielowymiarowe analizy prowadzą do zaskakujących wniosków dotyczących posiadanej infrastruktury. Sieci składające się z setek obiektów wymagają całkiem nowego podejścia do *Smart Metering*, łączącego akwizycję danych, ich analizę oraz sterowanie lokalnymi technologiami. Systemy takie idealnie sprawdzają się na przykład w sieciach sklepów, restauracji, stacji benzynowych. *Smart Metering* to już nie samo zbieranie danych, ale ich analiza z wykorzystaniem *Business Intelligence* (BI). Powiadamianie o stanach alarmowych, predykcja stanów awaryjnych, prognozy zużycia mediów oraz integracja z systemami ERP i CRM pozwalają stworzyć *Private Matrix of Big Data*. Wiedza wypływająca z *Private Matrix of Big Data* umożliwia podejmowanie decyzji biznesowych na nieosiągalnym dotychczas poziomie jakościowym.

Summary. Analysis of the collected data and the resulting conclusions are necessary in the modern enterprise. *Smart Metering*, as a tool for the analysis of existing technologies becomes needed to business planning and management of technical resources. The collected data and their multidimensional analysis leads to surprising conclusions of the existing infrastructure. Network consisting of hundreds of objects require a whole new approach to *Smart Metering*, linking data acquisition, analysis and control of local technologies. Such systems are perfectly suited for networks such as shops, restaurants, gas stations. *Smart Metering* is not just a collection of data, but their analysis using *Business Intelligence* (BI). Notification of alarms, faults prediction, forecasts of media consumption and integration with ERP and CRM systems, allow us to create a *Private Matrix of Big Data*. Knowledge emanating from *Private Matrix of Big Data* enables business decisions previously unattainable level of quality.

Tomasz POPLAWSKI, Jacek ŁYP, Piotr SZELAĞ
Politechnika Częstochowska

ZASTOSOWANIE WYMIARU HAUSDORFFA W PROGNOZOWANIU GENERACJI WIATROWEJ

Streszczenie. Artykuł opisuje jeden z elementów teorii chaosu zdeterminowanego zaimplementowany w modelu do krótkoterminowej predykcji generacji mocy farmy wiatrowej. Zastosowany model używa wymiaru Hausdorffa do przewidywania przypadkowych linearnych procesów jednej zmiennej lub przypadkowych funkcji cyklicznych. Algorytm zweryfikowano i przetestowano pod kątem dokładności jego predykcji.

APPLICATION OF HAUSDORFF DIMENSION IN PREDICTING WIND GENERATION

Summary. This paper describes one of the elements of the theory of deterministic chaos model implemented in the short-term prediction of wind farm power generation. The used model is used to predict the Hausdorff dimension of the linear random process in one variable or random cyclic function. The algorithm was verified and tested for accuracy of its prediction.

Maksymilian PRZYGRODZKI¹⁾²⁾, Paweł CHMURSKI¹⁾

¹⁾PSE Innowacje Sp. z o.o., ²⁾Politechnika Śląska

OCENA POZIOMU REZERW MOCY W KSE PRZY DUŻYM UDZIALE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH

Streszczenie. Bezpieczeństwo energetyczne kraju wymaga utrzymania odpowiednich zdolności produkcyjnych i rezerw mocy zapewniających produkcję i dostawę energii elektrycznej przy zmieniającym się zapotrzebowaniu na energię oraz zmieniającej się dyspozycyjności jednostek wytwórczych. Rozwój źródeł odnawialnych i duża zmienność poziomu generacji mocy w tych urządzeniach wymaga analizy zbilansowania systemu elektroenergetycznego oraz zakresu utrzymywania rezerwy mocy w pozostałych jednostkach wytwórczych. Utrzymanie rezerw mocy w systemie jest warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu i konieczności chwilowego zrównoważenia mocy czynnej pobieranej i generowanej. W artykule przeanalizowano wpływ struktury wytwarzania mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym na bezpieczeństwo pracy systemu. Odniesiono się do obecnych wymagań związanych z utrzymywaniem rezerw mocy w systemie oraz zaproponowano weryfikację stosowanych wytycznych.

POWER RESERVES ASSESSMENT IN THE NPS UNDER SIGNIFICANT PARTICIPATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

Summary. Reliability of power system requires the maintenance of adequate production capacity and power reserves to ensure the production and supply of electricity by changing energy demand and the changing availability of generating units. Development of renewable energy sources and high volatility of power generation in these devices requires an analysis of power system's balance and the extent of spare capacity in other generating units. Maintenance of reserves in the system is a prerequisite to ensure the safety of the system and the need to balance the instantaneous active power consumed and generated. The paper analyzes the impact of the structure of power generation in the National Power System (NPS) for the adequacy of the system. Reference was made to the current requirements for the maintenance of reserves in the system. The proposals for the revision of guidelines applied are presented.

**Janusz SOWIŃSKI, Tadeusz PYDYCH,
Robert TOMASZEWSKI, Artur WACHTARCZYK**
Politechnika Częstochowska

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA Z ODNAWIALNYCH NOŚNIKÓW W WARUNKACH RYZYKA

Streszczenie. W ostatnich latach znacznie zwiększa się wykorzystanie odnawialnych nośników energii. Tendencja ta związana jest głównie z wyczerpywaniem się zasobów paliw kopalnych oraz z problemami oddziaływania konwencjonalnej energetyki na środowisko, głównie w zakresie emisji gazów cieplarnianych. Analizy dotyczą statystyki krajowej „Energia ze źródeł odnawialnych” cyklicznie publikowanej przez GUS. Zaprezentowano statystyki dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych nośników energii w latach 2003-2013. Zamodelowano przebiegi produkcji energii elektrycznej i ciepła stochastycznymi równaniami różniczkowymi. Rozwiązanie równań metodą Eulera umożliwia symulację przebiegów w horyzoncie średnioterminowym. Modelowanie przebiegów w postaci równań stochastycznych pozwala na wprowadzenie do analizy ryzyka. Przedstawiono wyniki symulacji i analizy w sytuacji kwantyfikowania ryzyka związanego np. z propozycjami różnych systemów wsparcia OZE, niepewności polityki energetyczno-środowiskowej.

POWER AND HEAT GENERATION FROM RENEWABLE SOURCES UNDER RISK

Summary. The use of renewable energy sources has been significantly increased since a few last years. The tendency is generally connected with limited resources of fossil fuels and with environmental impacts of power engineering, especially emissions of greenhouse gases. Statistical data of generation of electricity and heat from RES, frequently published by GUS, are presented. On that basis some medium-term simulations of electricity generation and heat production from RES are presented using stochastic differential equations (SDE) and Euler methodology. Modeling of power engineering processes using SDE enables consideration of the risk in simulation.

Tomasz SURMA, Jaromir PEČONKA
CEZ Polska

WYBRANE ASPEKTY RYNKU ŚWIADECTW POCHODZENIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYTWORZONEJ W ŹRÓDŁACH ODNAWIALNYCH

Streszczenie. Polski system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych bazuje na formule certyfikatów, świadectw pochodzenia, które stanowią dodatkowy przychód, ponad cenę energii elektrycznej wytworzonej w tych źródłach. Stworzony w systemie wsparcia popyt na certyfikaty, ustalany przez Ministra Gospodarki, stymuluje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. Świadectwa pochodzenia stanowią przedmiot rejestru i obrotu na giełdzie towarowej. Ich cena, z założenia bazuje na prawach popytu i podaży. W artykule przedstawiono sytuację bieżącą na rynku świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i jej wpływ na ceny certyfikatów na Towarowej Giełdzie Energii. Przedstawiono także prognozę bilansu świadectw pochodzenia do roku 2020.

CHOSEN ASPECTS OF GREEN CERTIFICATES MARKET IN POLAND

Summary. Polish support scheme of electricity generated in renewable energy sources is based on green certificates. Green certificates constitute additional income for renewable electricity generators on the top of electricity price. Demand for green certificates is stimulated by quota system decided by Minister of Economy in dedicated ordinance. Turnover of green certificates is registered on Power Exchange or others goods exchange, according to Energy Law. Price of green certificates results from demand and supply rules. Article presents current picture of green certificates market and trend of the green certificates price. Also forecast of green certificates market development until 2020 is depicted.

Piotr WIĄCEK

PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin

KONSUMENT NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Streszczenie. W artykule przedstawiono problematykę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Opisano modele obsługi klientów przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną. Przeanalizowano możliwości zmiany sprzedawcy przez konsumentów oraz zdefiniowano istniejące zagrożenia jakie mogą tych odbiorców spotkać w procesie zmiany sprzedawcy.

CONSUMER ON ENERGY MARKET

Summary. The article presents the issue of switching energy supplier in Poland for household customers. It contains different models of customer service offered by the companies involved in the electricity trade. It also analyzes the possibility of switching supplier and defines existing threats that can meet customers in the process of switching supplier.

INDEKS AUTORÓW

Jerzy Andruszkiewicz	7	Karol Pawlak.....	122
Joachim Bargiel	186	Jaromir Pečonka	209
Paweł Bućko	48	Paweł Pijarski.....	64
Paweł Chmurski.....	172	Paweł Piotrowicz.....	145
Waldemar Dołęga	15	Tomasz Popławski	85, 156
Karolina Gałązka	64	Maksymilian Przygodzki	172
Adrian Halinka.....	24	Tadeusz Pydych	196
Kamil Hoppe.....	7	Piotr Rzepka	24
Adam Iwan.....	35	Maciej Sołtysik	74
Marcin Jaskólski	48	Paweł Sowa	24, 186
Piotr Kacejko	64	Janusz Sowiński	196
Mariusz Kłos.....	122	Tomasz Surma.....	133, 209
Mariusz Kozakiewicz.....	74	Mateusz Szablicki	24
Karolina Mucha-Kuś.....	74	Piotr Szeląg	156
Marek Kwas	74	Robert Tomaszewski	196
Jacek Łyp	85, 156	Artur Wachtarczyk.....	196
Jacek Malko	97	Monika Weźgowiec	85
Piotr Marchel	111	Piotr Wiącek.....	222
Bogdan Mól	186	Artur Wilczyński.....	97
Marcin Niedopytalski.....	24	Henryk Wojciechowski.....	97
Józef Paska.....	35, 111, 122, 133		

INDEKS RECENZENTÓW

Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko	97, 133
Prof. dr hab. inż. Jacek Malko	48, 74, 122, 186
Prof. dr hab. inż. Józef Paska	15, 24, 64, 172
Prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik	35, 196
Dr hab. inż. Paweł Bućko	145
Dr hab. inż. Tomasz Popławski prof. PCz	111
Dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki	7, 209, 222
Dr hab. inż. Janusz Sowiński, prof. PCz i UTP	85, 156

Energia w dobrych rękach

Jesteśmy operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego w Polsce. Naszym nadrzędnym celem jest zapewnienie ciągłości funkcjonowania i niezawodnej pracy polskiego systemu przesyłowego, co gwarantuje utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jesteśmy właścicielem ponad 13 500 kilometrów linii oraz 103 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć.