



## KONFERENCJA AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE



Systemy elektroenergetyczne



Automatyka i sterowanie



Problemy rozwoju elektroenergetyki



Energetyka odnawialna i sieci elektroenergetyczne



## Aktualne problemy w elektroenergetyce

Jurata | 12–14 czerwca 2013

### ORGANIZATOR

Katedra Elektroenergetyki | Wydział Elektrotechniki i Automatyki | Politechnika Gdańska

### PATRONAT

Komitet Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk  
Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej  
Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych

### PARTNER

ENERGA SA

### WSPÓŁORGANIZATORZY

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA  
ENERGA-OPERATOR SA  
EDF Wybrzeże SA  
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA  
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.  
EIP sp. z o.o.

### REDAKCJA ARTYKUŁÓW

Kwartalnik Naukowy Energetyków *Acta Energetica*

### KONFERENCJA W SIECI

[www.ely.pg.gda.pl/ape/APE13/](http://www.ely.pg.gda.pl/ape/APE13/)



*Prawa elektrotechniki i prawa fizyki są nadrzędne w stosunku do praw ekonomii*  
 prof. Zbigniew Szczerba

## Słowo wstępne

Początki konferencji APE sięgają lat 70. ubiegłego wieku, kiedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej zainicjował i organizował w latach 1971–1993 cykl konferencji, które odbyły się pod hasłem „Aktualne problemy automatyki w energetyce”. Decyzją Komitetu Naukowego od 1995 roku konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. W 1995 roku tego zadania podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej. Organizatorem konferencji był prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę spotkań co dwa lata oraz zdecydowano, że Komitet Naukowy będzie decydować, komu powierzyć realizację następnej konferencji.

Kolejne edycje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (2003–2011). Miejscem spotkań pozostawała Jurata na Półwyspie Helskim. W dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu konferencji APE Komitet Naukowy w 2009 roku przyznał na stałe organizację konferencji Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Obecna XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” stanowi kontynuację idei konferencji branżowej elektroenergetyki. Myślą przewodnią spotkań organizowanych po 1995 roku była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menedżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVI Konferencja APE '13 jest organizowana pod patronatem:

- Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk
- Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE)
- Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE).

Współdział zadeklarowali:

Partner Konferencji

- ENERGA SA

Współorganizatorzy

- Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
- EDF Wybrzeże SA
- Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.
- Environmental Investments Partners III i Greenfield Wind

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

1. Doświadczenia współpracy KSE w ramach ENTSO-E. Powiązania liniami prądu stałego
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w horyzontach czasowych od sekundowych do wieloletnich. Stan obecny i środki poprawy – inwestycje, algorytmy sterowania, automatyka, prognozowanie rozwoju SEE
3. Awarie systemowe. Możliwości ich powstania w systemach ENTSO-E i w KSE. Podział na podsystemy, wyspy; ich obrona i odbudowa
4. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do SEE. Technologie Smart Grid w systemach elektroenergetycznych
5. Przyszłość elektrowni jądrowych i nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Problemy polityczne, społeczne, psychologiczne, ekonomiczne, techniczne i związane z bezpieczeństwem
6. Źródła generacji rozproszonej i odnawialnej oraz ich wpływ na SEE. Elektrownie wiatrowe w SEE. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Oddziaływanie generacji rozproszonej na SEE. Mikroźródła i mikrosieci

7. Ustalone i nieustalone stany pracy SEE. Stabilność, różne jej formy i środki ich poprawy. Jakość energii elektrycznej
8. Sterowanie pracą SEE i jego elementów. Środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym oparte na elementach energoelektronicznych
9. Nowe rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania. Przesył informacji w SEE. Układy WAMS/WACS w systemie
10. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych w różnych uwarunkowaniach technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych. Rynek energii a bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Techniczna adekwatność i optymalizacja usług systemowych
11. Wpływ struktury własnościowej na pracę i rozwój KSE. Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów infrastruktury energetycznej. Uwarunkowania ekologiczne rozwoju SEE
12. Modele gospodarki niskowęglowej, optymalizacja *energy mix*. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prokonsumencki), dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na konferencję zgłoszono wstępnie wiele tytułów i streszczeń referatów. Po selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 76 referatów podstawowych, które podzielono na cztery sekcje tematyczne:

- I. Systemy elektroenergetyczne
- II. Automatyka i sterowanie
- III. Problemy rozwoju elektroenergetyki
- IV. Energetyka odnawialna i sieci elektroenergetyczne

Podobnie jak na poprzednich konferencjach, wprowadzono dwie formy prezentacji referatów – audytoryjnie oraz za pomocą posterów. Referaty, mające charakter bardziej ogólny, będą skrótowo prezentowane na posiedzeniach sesyjnych, natomiast referaty specjalistyczne, wymagające dyskusji zbliżonych do kularowych, będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej. Do referatów w każdej sekcji opracowywane będą referaty generalne, będące wprowadzeniem do dyskusji.

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej na tabletach oraz w wersji papierowej w czterech numerach *Acta Energetica*, gdzie każdy numer odpowiadać będzie sekcji tematycznej.

Konferencja promuje w referatach plenarnych aktualne problemy pracy systemu elektroenergetycznego. Na obecnej konferencji w referatach plenarnych zostaną przedstawione:

- aktualne problemy funkcjonowania KSE z punktu widzenia OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- techniczne wyzwania OSD związane z wdrożeniem rozwiązań inteligentnych sieci energetycznych – ENERGA-OPERATOR SA

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez partnera konferencji oraz współorganizatorów.

Dziękuję również Panom Profesorom, którzy zgodzili się uczestniczyć w pracach Komitetu Naukowego konferencji i za ich pomoc w przeprowadzeniu obrad.

Jesteśmy przekonani, że tegoroczna konferencja będzie stanowiła kolejny, zauważalny wkład w prawidłowy rozwój i poprawę jakości polskiej elektroenergetyki.

W imieniu Komitetu Naukowego życzę autorom referatów plenarnych i sekcyjnych, referentom generalnym, przewodniczącym obrad i wszystkim uczestnikom konferencji owocnych obrad, ożywionych dyskusji w sekcjach, twórczych dyskusji w kularach oraz w czasie spotkań wieczornych.

prof. dr hab. inż. Ryszard Zajczyk  
przewodniczący Komitetu Organizacyjnego APE '13



# PROBLEMY ROZWOJU ELEKTROENERGETYKI

- EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA I EKONOMICZNA PERSPEKTYWICZNYCH TECHNOLOGII WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ  
Bolesław Zaporowski ..... 7
- EFEKTYWNOŚĆ JAKO PRIORYTET POLITYKI ENERGETYCZNEJ UE  
Jacek M. Malko ..... 15
- UŻYTKOWANIE WŁASNOŚCI PRYWATNEJ PRZY PRZESYŁE ENERGII I ODPOWIEDZIALNOŚĆ CYWILNA  
Grzegorz Błajszczak ..... 21
- MOŻLIWOŚCI ŚWIADCZENIA USŁUG REGULACYJNYCH PRZEZ GENERACJĘ ROZPROSZONĄ  
Jarosław G. Korpikiewicz, Leszek Bronk, Tomasz Pakulski ..... 29
- METODYKA WYKORZYSTANIA USŁUG REGULACYJNYCH ŚWIADCZONYCH PRZEZ GENERACJĘ ROZPROSZONĄ PRZY PLANOWANIU ROZWOJU SIECI SN  
Jarosław G. Korpikiewicz, Leszek Bronk, Tomasz Pakulski ..... 35
- ZRYCZAŁTOWANA USŁUGA OPERATORA HANDLOWO-TECHNICZNEGO NA POTRZEBY ROZWOJU ENERGETYKI WIATROWEJ W POLSCE  
Zbigniew Prondziński, Tomasz Rubanowicz ..... 41
- NOWY ALGORYTM PROGNOZOWANIA POTENCJAŁU ROZWOJU GENERACJI W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ  
Michał Bajor, Piotr Ziolkowski, Piotr Skoczko ..... 51
- METODYKA PROGNOZOWANIA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC JAKO NARZĘDZIE NA POTRZEBY PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH  
Jarosław Grzegorz Korpikiewicz, Leszek Bronk, Rafał Magulski ..... 57
- ANALIZA NARZĘDZI WSPOMAGAJĄCYCH PLANOWANIE ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ W WARUNKACH RYNKOWYCH  
Mieczysław Kwiatkowski, Maksymilian Przygodzki ..... 63
- ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE  
Paweł Bućko ..... 71
- HUMAN FACTORS IN NUCLEAR POWER ENGINEERING IN POLISH REALITY  
Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak, Martin Catlow ..... 79
- OPTIMALIZACJA UDZIAŁU ELEKTROWNI JĄDROWYCH W KRAJOWEJ STRUKTURZE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PERSPEKTYWIE DO 2060 ROKU  
Marcin Jaskólski ..... 85
- MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA ELEKTROWNI JĄDROWEJ JAKO ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPLNEJ  
Tomasz Minkiewicz, Andrzej Reński ..... 93
- STUDIUM NAD EFEKTYWNOŚCIĄ MECHANIZMÓW WSPIERAJĄCYCH NA PRZYKŁADZIE WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI WĘGLOWEJ  
Maciej Sołtysik, Karolina Mucha-Kuś ..... 99
- OBCIĄŻENIE ELEKTRYCZNE W STREFACH TARYFY G12 ODBIORCÓW ZALICZANYCH DO PROFILU TYPU C PTPIREE  
Ryszard Frąckowiak, Tomasz Gałań ..... 105
- ANALIZA TECHNICZNO-EKONOMICZNA ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ ŚREDNIEJ MOCY. STUDIUM PRZYPADKU  
Jerzy Buriak ..... 113
- METODY ANALIZY ENERGOCHŁONNOŚCI W PRZEMYSŁE  
Izabela Sadowska ..... 123

## RECENZENCI

prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat

prof. dr hab. inż. Jacek M. Malko

prof. dr hab. inż. Artur Wilczyński



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Efektywność energetyczna i ekonomiczna perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej

## Autor

Bolesław Zaporowski

## Słowa kluczowe

elektrownia, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

## Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę efektywności energetycznej i ekonomicznej perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz w elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych). Do analizy wybrano cztery technologie dla elektrowni systemowych, pięć technologii dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy oraz dziewięć technologii dla elektrowni i elektrociepłowni małej mocy. Dla poszczególnych technologii wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, jednostkową emisję CO<sub>2</sub> (kgCO<sub>2</sub>/kWh) oraz jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## 1. Wprowadzenie

Jednym z warunków zapewnienia bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej do odbiorców jest utrzymywanie równowagi między zapotrzebowaniem na energię elektryczną i moc szczytową a dostępnością mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) [1]. Porównanie obecnego stanu i struktury mocy źródeł wytwórczych w KSE oraz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową, a także przewidywanego w najbliższych latach jego wzrostu, wskazuje, że w polskiej elektroenergetyce pilnie są potrzebne nowe inwestycje źródeł wytwórczych. Zgodnie z polityką energetyczną Unii Europejskiej [2, 3, 4] oraz tendencjami ogólnoświatowymi [5] powinny to być źródła charakteryzujące się wysoką efektywnością energetyczną i niską emisyjnością oraz wysoką efektywnością ekonomiczną.

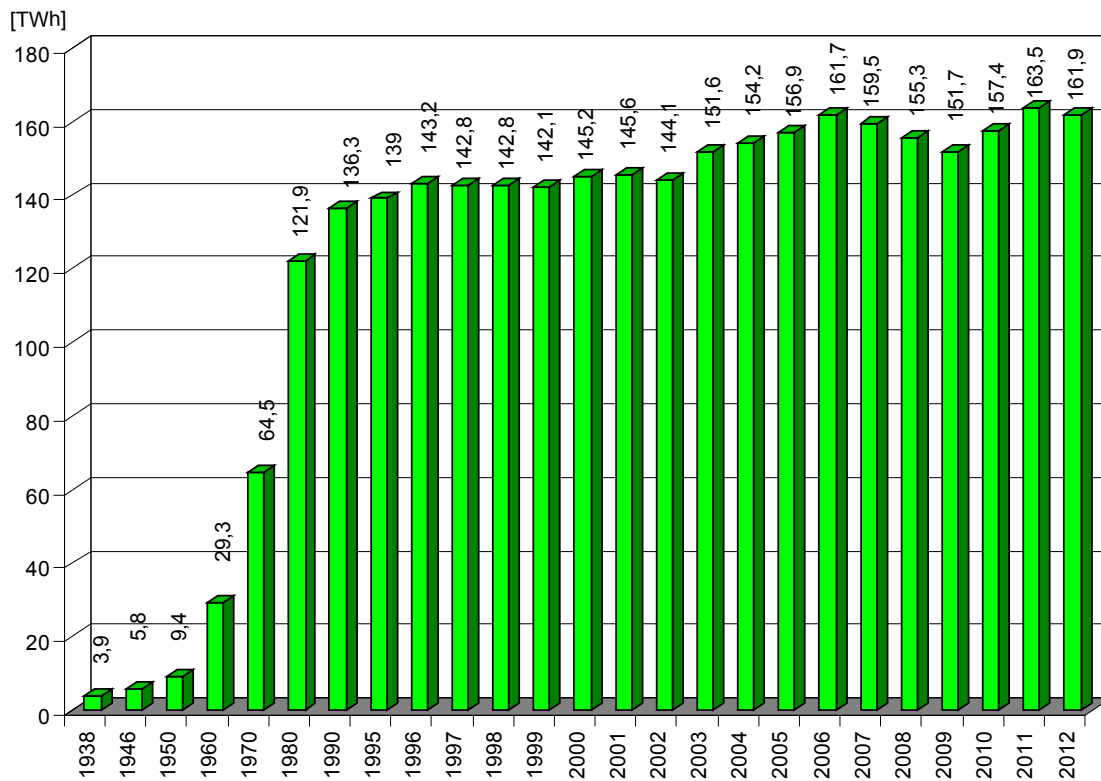
Rozwój źródeł wytwórczych w polskiej elektroenergetyce powinien brać pod uwagę bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania, przede wszystkim przez dążenie do uzyskania odpowiedniego stopnia dywersyfikacji paliw i związanej z nią nowoczesnej struktury technologicznej źródeł wytwórczych. Polityka energetyczna państwa powinna przy tym wspierać na rynku, ale tylko przez okres przejściowy, energię elektryczną wytwarzaną w źródłach wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz kogeneracyjnych, w tym szczególnie rozproszonych. Instrumenty wspierania na rynku energii elektrycznej, wytwarzanej w źródłach wykorzystujących odnawialne źródła energii, powinny być zróżnicowane w zależności od mocy źródła i rodzaju wykorzystywanego odnawialnego źródła energii i oparte na pogłębionej analizie ich efektywności

energetycznej i ekonomicznej. Wybór technologii dla nowych źródeł wytwórczych w długiej perspektywie czasowej musi być jednak oparty tylko na kryterium ekonomicznym, którego podstawą jest znajomość przewidywanych, całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, łącznie z kosztami środowiskowymi. Niniejszy artykuł jest poświęcony analizie porównawczej efektywności energetycznej oraz ekonomicznej perspektywicznych technologii dla polskiej elektroenergetyki.

## 2. Produkcja energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE 31 grudnia 2012 roku wynosiła 38 292 MW, a moc osiągalna 38 117 MW [6]. Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach, jak i elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 tys. MW, pracuje w KSE już od ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji.

W 2012 roku produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 161,9 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych: węglem kamiennym i brunatnym 87,47%, gazem ziemnym 3,48%, biomasą i biogazem 4,89% (w tym we współpalaniu z węglem 4,55%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,26% i w elektrowniach wiatrowych 2,90% [6]. Wartości produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 1938–2012 przedstawiono na rys. 1, a wartości produkcji energii elektrycznej oraz jej zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto w latach 2001–2012 w tab. 1 [7]. Na wielkość produkcji energii elektrycznej w tym



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1938–2012

okresie w Polsce znaczny wpływ miała nadwyżka jej eksportu nad importem, szczególnie w roku 2011 i 2012. Średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2001–2012 wyniósł 1,37%. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto do 2030 roku wyniesie 1,35%. Przewidywane w związku z tym zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2015, 2020, 2025 i 2030 oraz wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym przedstawiono w tab. 2. Wielkość wymaganych nowych inwestycji (oddanych do eksploatacji nowych mocy wytwórczych), po uwzględnieniu przewidywanego wycofywania z eksploatacji części pracujących w 2012 roku jednostek wytwórczych, jest zależna od rodzaju nowo budowanych jednostek wytwórczych (przewidywanego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych).

Wielkość	Lata			
	2015	2020	2025	2030
Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	166,4	177,9	190,3	203,5
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	38 000	39 500	41 700	44 700

Tab. 2 . Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2015, 2020, 2025 i 2030

### 3. Analiza efektywności energetycznej

#### 3.1. Elektrownie systemowe

Do analizy efektywności energetycznej i ekonomicznej perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych wybrano cztery technologie: blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	145,6	144,1	151,6	154,2	156,9	161,7	159,5	155,3	151,7	157,4	163,5	161,9
Zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	138,9	137,1	141,5	144,9	145,7	150,7	154,1	154,6	149,5	156,1	158,3	159,1
Przyrost zużycia brutto [%]		-1,32	3,22	2,40	0,61	3,40	2,26	0,35	-3,30	4,38	1,38	0,51

Tab. 1. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2001–2012



węglem brunatnym, blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym, blok gazowo-parowy dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym oraz blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji. Przyjęto założenie, że technologia stosowana w parowych blokach na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) jest obecnie jedyną w pełni dojrzałą w skali komercyjnej technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną. Bloki gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla (ang. *Integrated Coal Gasification Combined Cycle*, IGCC) nie uzyskały jeszcze pełnej dojrzałości komercyjnej. Budowie kolejnych demonstracyjnych bloków IGCC nadal towarzyszy poszukiwanie optymalnych rozwiązań procesowych. Wielkością charakteryzującą efektywność energetyczną elektrowni jest ich sprawność. Natomiast ważnym parametrem określającym ich wpływ na środowisko jest jednostkowa emisja CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kWh). Wielkości te dla wybranych do analizy technologii wytwórczych dla elektrowni systemowych przedstawiono w tab. 3.

Lp.	Technologia	Sprawność brutto [%]	Jednostkowa emisja CO <sub>2</sub> [kg CO <sub>2</sub> /kWh]
1	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	47	0,868
2	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	48	0,685
3	Blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym	58	0,341

Tab. 3. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

### 3.2. Elektrociepłownie dużej i średniej mocy

Do analizy technologii stosowanych w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy wybrano pięć technologii: ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym, ciepłowniczy blok gazowo-parowy dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą oraz ciepłowniczy blok gazowo-parowy

zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Dla wybranych do analizy technologii wytwórczych w elektrociepłowni dużej i średniej mocy jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu, oszczędność energii pierwotnej oraz jednostkową emisję CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kWh). Wyniki obliczeń tych wielkości przedstawiono w tab. 4.

### 3.3. Elektrownie i elektrociepłownie małej mocy

Jako perspektywiczne technologie dla rozproszonych źródeł energii elektrycznej do analizy wybrano dziewięć technologii: elektrownię wiatrową, elektrownię wodną małej mocy, elektrownię fotowoltaiczną, ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową, pracującą w obiegu prostym, opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*) opalany biomasą, ciepłowniczy blok parowy małej mocy opalany biomasą, ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii biomasy i ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy.

Dla wybranych do analizy technologii wytwórczych stosowanych w elektrociepłowniach małej mocy jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu oraz oszczędność energii pierwotnej. Wyniki obliczeń tych wielkości przedstawiono w tab. 5.

### 4. Analiza efektywności ekonomicznej

Jako wielkość charakteryzującą efektywność ekonomiczną analizowanych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych) przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na 2013 rok koszty wytwarzania energii elektrycznej. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach były wyznaczane za pomocą zależności [8]:

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu [%]	Sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]	Jednostkowa emisja CO <sub>2</sub> [kg CO <sub>2</sub> /kWh]
1	Ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	39,2	40,8	25,2	0,616
2	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	53,01	26,99	24,54	0,287
3	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	48,64	31,36	22,44	0,302
4	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	28,50	32,50	19,45	–
5	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	41,78	38,22	41,54	–

Tab. 4. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni dużej i średniej mocy

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu [%]	Sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową, pracującą w obiegu prostym, opalany gazem ziemnym	31,20	53,49	16,27
2	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	36,00	48,50	18,78
3	Ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą	14,14	68,36	18,25
4	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	18,45	64,00	23,27
5	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	27,45	54,00	31,49

Tab. 5. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni małej mocy

$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} C_t (1+p)^{-1}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t (1+p)^{-1}} \quad (1)$$

Natomiast jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach były wyznaczane za pomocą następującej zależności [8]:

$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} (C_t - H_t) (1+p)^{-1}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t (1+p)^{-1}} \quad (2)$$

gdzie:  $C_t$  – roczne koszty elektrowni lub elektrociepłowni,  $H_t$  – roczne przychody elektrociepłowni ze sprzedaży ciepła,  $E_t$  – roczna produkcja energii elektrycznej elektrowni lub elektrociepłowni,  $m$  – liczba lat budowy elektrowni lub elektrociepłowni,  $n$  – liczba lat eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni,  $s = m + n$  – liczba lat cyklu ekonomicznego elektrowni lub elektrociepłowni,  $p$  – stopa dyskontowa.

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną poszczególnych technologii (tab. 3–5) oraz:

- czas budowy elektrowni systemowych: jądrowych – 6 lat, parowych opalanych węglem – 4 lata, a gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym – 2 lata
- czas budowy elektrociepłowni dużej i średniej mocy opalanych węglem: 4 lata, a gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym: 2 lata
- czas budowy elektrociepłowni małej mocy opalanych biomasą: 2 lata
- czas wykorzystania mocy zainstalowanej dla elektrowni: jądrowych – 7000 godz./rok, parowych opalanych węglem

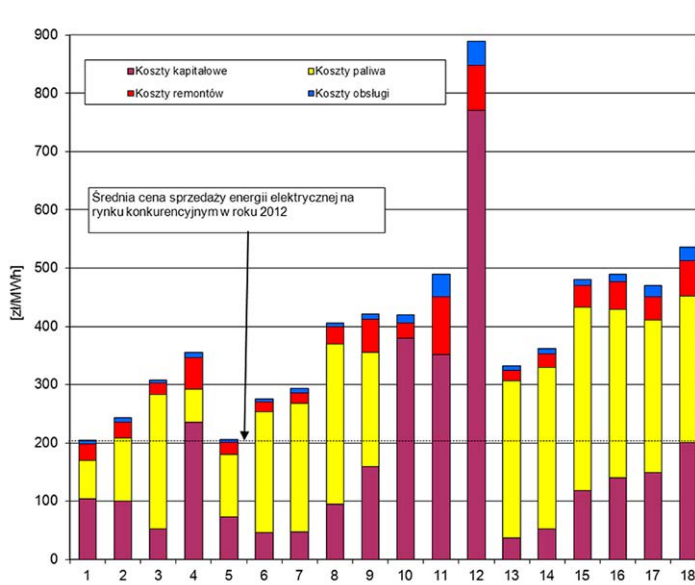
- 6400 godz./rok, wiatrowych – 1550 godz./rok, wodnych – 2770 godz./rok i fotowoltaicznych – 900 godz./rok
- czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy: 6400 godz./rok, a mocy cieplnej w skojarzeniu: 4400 godz./rok
- czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej i cieplnej w skojarzeniu dla elektrociepłowni małej mocy: 6400 godz./rok
- cenę sprzedaży ciepła: 31,56 zł/GJ
- stopę dyskontową: dla elektrowni jądrowych – 8,5%, elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem – 8%, elektrowni i elektrociepłowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym – 7,5%, a źródeł rozproszonych – 7%
- udział kapitału własnego w nakładach inwestycyjnych: 20%.

W rocznych kosztach elektrowni i elektrociepłowni uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiska (emisji CO<sub>2</sub>). Obliczenia jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowanych na 2013 rok, wykonano w dwóch wariantach: bez uwzględnienia kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i z uwzględnieniem tych kosztów. Przyjęto założenie, że średni koszt zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na przestrzeni najbliższych 28 lat, to jest do 2040 roku, wyniesie 160 zł/tCO<sub>2</sub> (ok. 40 euro/tCO<sub>2</sub>). Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 2 i 3.

## 5. Wnioski

1. Przez najbliższe 10 lat strategicznym paliwem dla elektrowni systemowych w Polsce musi być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny. W pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, jest obecnie jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne). W najbliższych 10 latach będzie potrzeba wybudować w Polsce ok. ośmiu bloków opalanych węglem kamiennym i brunatnym, o łącznej mocy ok. 7 tys. MW.
2. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych elektrowniach gazowo-parowych

opalanym gazem ziemnym, zdyskontowane na 2013 rok – przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców kształtującej się na poziomie ok. 36,3 zł/GJ – wyniosłyby ok. 308 zł/MWh, a po wprowadzeniu opłaty za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> ok. 363 zł/MWh. Dlatego decyzje o przedsięwzięciach inwestycyjnych związanych z budową tego typu elektrowni systemowych w Polsce powinny być przesunięte w czasie do chwili ostatecznego wyjaśnienia zasobów gazu łupkowego w Polsce i możliwości jego wydobywania.



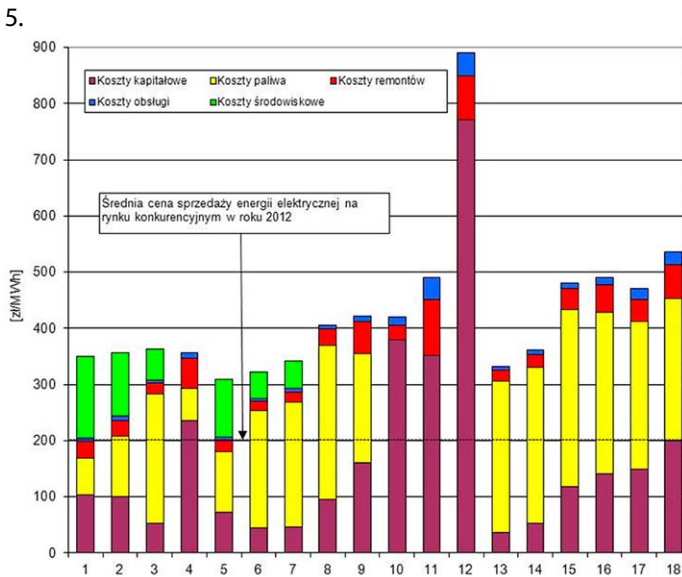
Rys. 2. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym 4) bloku jądrowego z reaktorem PWR, 5) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 6) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 7) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 8) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 9) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, 10) elektrowni wiatrowej, 11) elektrowni wodnej małej mocy, 12) elektrowni fotowoltaicznej, 13) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 14) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 15) ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 16) ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 17) ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy, 18) ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, bez uwzględnienia opłaty za emisję CO<sub>2</sub>

3. Po 2023 roku, gdy będzie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w Polsce będzie konieczny – ze względów ekologicznych oraz uzasadniony ekonomicznie i potrzebą dywersyfikacji paliwowej w grupie elektrowni systemowych – udział energetyki jądrowej

w produkcji energii elektrycznej. Cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ok. 2025 roku prawdopodobnie zbliży się do wartości 350 zł/MWh, co zapewni inwestycjom związanym z elektrowniami jądrowymi w Polsce opłacalność i konkurencyjność technologiczną.

4. W Polsce w szerokim zakresie powinny być rozwijane technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, gdyż jest to skuteczny sposób na uzyskanie oszczędności energii pierwotnej i obniżenie emisji CO<sub>2</sub> oraz obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Dla elektrociepłowni bardzo dużej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 300–500 MW) jednostką kogeneracyjną, charakteryzującą się najniższymi jednostkowymi, zdyskontowanymi na 2013 rok, kosztami wytwarzania energii elektrycznej jest ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym (ok. 206 zł/MWh). Koszty dla tego typu bloku pozostaną również najniższe po wprowadzeniu opłaty za pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub> (ok. 309 zł/MWh). Dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 50–300 MW) jednostkami kogeneracyjnymi, charakteryzującymi się najniższymi, zdyskontowanymi na 2013 rok, kosztami wytwarzania energii elektrycznej są ciepłownicze bloki gazowo-parowe dużej i średniej mocy opalane gazem ziemnym [9]. Przez najbliższe 5–10 lat energia elektryczna wytwarzana w elektrociepłowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym musi być jednak wspierana na rynku żółtymi certyfikatami. Przy istnieniu zielonych certyfikatów konkurencyjną jednostką kogeneracyjną średniej mocy jest również ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą. Za ok. 20 lat dojrzałość komercyjną może osiągnąć ciepłowniczy blok gazowo-parowy, zintegrowany ze zgazowaniem biomasy, charakteryzujący się znacznie wyższą efektywnością energetyczną (tab. 4), a tylko nieznacznie wyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej od kosztów ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą.

5. Wśród technologii możliwych do zastosowania w źródłach małej mocy (rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, w tym szczególnie blok ciepłowniczy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym (ok. 322 zł/MWh).



Rys. 3. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym, 4) bloku jądrowego z reaktorem PWR, 5) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 6) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 7) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 8) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 9) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, 10) elektrowni wiatrowej, 11) elektrowni wodnej małej mocy, 12) elektrowni fotowoltaicznej, 13) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 14) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 15) ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 16) ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 17) ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy, 18) ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO<sub>2</sub> wysokości 160 zł/tCO<sub>2</sub>

6. W najbliższych latach bardzo ważnym zadaniem dla polityki energetycznej państwa będzie stymulowanie rozwoju źródeł energii elektrycznej wykorzystujących odnawialne źródła energii, a szczególnie energię wiatru, biomasy i promieniowaną słoneczną. Jednostkowe, zdyskontowane na 2013 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych są wysokie i wynoszą powyżej 400 zł/MWh. Zielone certyfikaty zapewniają jednak opłacalność tej technicznie dojrzałej technologii. W dziedzinie wykorzystania biomasy w źródłach rozproszonych sytuacja jest złożona. Przede wszystkim brak jest jeszcze dojrzałych technicznie perspektywicznych technologii wytwórczych. Dojrzałość komercyjną uzyskały wyłącznie technologie wykorzystujące spalanie biomasy w elektrociepłowniach parowych małej mocy i ORC (ang. *Organic Rankine*

*Cycle*), charakteryzujące się jednak niską efektywnością energetyczną (tab. 5) i w związku z tym wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (480–490 zł/MWh). Podobną efektywnością ekonomiczną charakteryzują się elektrociepłownie zintegrowane z biologiczną konwersją energii chemicznej biomasy. Natomiast technologia stosowana w elektrociepłowniach małej mocy, zintegrowanych ze zgazowaniem biomasy, jest dopiero na etapie badań pilotowych i charakteryzuje się najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (powyżej 500 zł/MWh). Zarówno elektrociepłownie małej mocy zintegrowane z biologiczną konwersją, jak i ze zgazowaniem biomasy mogą uzyskiwać znacznie wyższą efektywność ekonomiczną (niższe jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej), jeżeli będą zasilane biomasą odpadową, z produkcji rolniczej lub oczyszczalni ścieków. Ich udział w krajowej produkcji energii elektrycznej jest jednak ograniczony.

## BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 stycznia 2006 roku dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 2006, L 33, 22-27.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 2012, L 315, 1-56.
3. Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 2009, L 140, 16-62.
4. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii, zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 2004, L 52, 50-63.
5. Chmielniak T., Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych, *Polityka Energetyczna* 2011, t. 14, z. 2, s. 23–34.
6. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA, 2012, nr 12.
7. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2011, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2012.
8. Zaporowski B., Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej, *Polityka Energetyczna* 2008, t. 11, z. 1, s. 531–542.
9. Zaporowski B., Energy and economic effectiveness of gas-steam combined heat and power plants fired with natural gas, *Archiwum Energetyki* 2012, tom XLII, nr 1, s. 123–137.

**Bolesław Zaporowski**

dr hab. inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Absolwent Politechniki Poznańskiej. W Politechnice Warszawskiej ukończył studia podyplomowe w zakresie energetyki jądrowej. Staże naukowe odbył m.in. w: Moskiewskim Instytucie Energetycznym, Instytucie Energetycznym im. G.M. Krzyżanowskiego w Moskwie, Wyższej Szkole Technicznej w Brnie, Uniwersytecie w Bolonii, Uniwersytecie Technicznym w Eindhoven oraz Uniwersytecie La Sapienza w Rzymie. Był kierownikiem Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1975–2006) oraz dwukrotnie dziekanem Wydziału Elektrycznego tej uczelni (1987–1990 i 1996–2002). Jego działalność naukowa jest związana przede wszystkim z technologiami wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W tej dziedzinie opublikował, jako autor lub współautor, blisko 200 prac naukowych, w tym ponad 70 za granicą.

## Energy and Economic Effectiveness of Electricity Generation Technologies of the Future

### Author

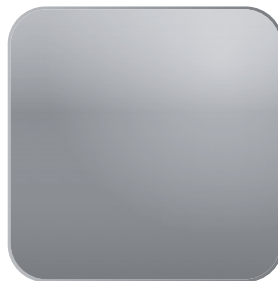
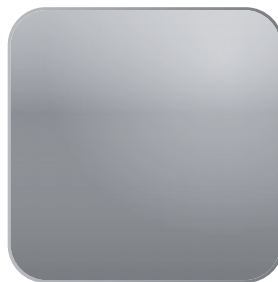
Bolesław Zaporowski

### Keywords

power plant, combined heat and power plant, energy effectiveness, economic effectiveness

### Abstract

The paper presents the analysis of energy and economic effectiveness of electricity generation technologies of the future in: system power plants, large and medium scale combined heat and power (CHP) plants, and small scale power plants and CHP plants (distributed sources). For particular generation technologies were determined the quantities characterizing their energy effectiveness, unitary emission of CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kWh) and unitary discounted of 2013 year, electricity generation costs.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

## Efektywność jako priorytet polityki energetycznej UE

### Autor

Jacek M. Malko

POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI

### Słowa kluczowe

polityka energetyczna, priorytet, efektywność energetyczna

### Streszczenie

Zgodnie z ostatnio ogłoszonymi wnioskami Rady Europy niezbędne jest podkreślenie potrzeby wzrostu efektywności energetycznej w UE w celu osiągnięcia oszczędności energii na poziomie 20%, oszacowanej przez Komisję Europejską w Zielonej Księdze o efektywności energetycznej i dobrym wykorzystaniu narodowych planów działania na rzecz efektywności w tym zakresie, tj. narodowych planów działań w zakresie efektywności energetycznej (NEEAPs) z 30 czerwca 2011 roku. Powinno to zwiększyć konkurencyjność przemysłu i przyczynić się do tworzenia istotnych korzyści dla gospodarstw domowych, przedsiębiorczości i strategii energetycznej państw członkowskich UE.

### 1. Efektywność energetyczna w polityce UE

Polityka energetyczna wspólnoty, wyrażana w licznych aktach prawnych i dokumentach, zakłada cele ambitne, ale uznane za realistyczne. Jest to paradoks, że mimo, iż traktat założycielski dzisiejszej UE (ustanawiający Europejską Wspólnotę Węgla i Stali, funkcjonujący od 1952 roku) [1, 2] poszukiwał impulsów integracyjnych właśnie w obszarze energii, to przez lata nie doczekał się kontynuacji w postaci konsekwentnej i spójnej strategii zarządzania stroną podażową i popytową krajów członkowskich i samej Unii. Wprowadzane stopniowo wtórne źródła prawa europejskiego (rozporządzenia, decyzje, dyrektywy, opinie i zalecenia) oraz tzw. komunikaty komisji i inne akty niższego rzędu, dotyczyły ważnych, ale sektorowych problemów poszukiwania sposobów zwiększenia efektywności łańcucha przemian energetycznych.

Początków ważnych wspólnotowych przedsięwzięć proefektywnościowych doszukiwać się można w decyzji o powołaniu Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) przez Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD). Celem tej agencji, współpracującej z Komisją Europejską, było m.in. „promowanie polityki racjonalnego wykorzystania energii [...], jak również wzrostu efektywności energetycznej” [3]. Poprawa efektywności stała się miarą zaangażowania w realizację koncepcji rozwoju zrównoważonego; silne są również związki efektywności z bezpieczeństwem energetycznym. Zielona Księga – wydana przez Komisję Europejską w 2000 roku pod znamienym tytułem „Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa dostaw energii” [4] – po raz pierwszy sformułowała priorytet oddziaływania na popyt, odchodząc od uwzględniania jedynie strony podaźowej. „Ograniczenie popytu na energię jest środkiem zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego” – tak głosi deklaracja zamieszczona w preambule dokumentu [4]. Również silny związek istnieje pomiędzy

efektywnością energetyczną a rozwojem odnawialnych źródeł energii: „Efektywność energetyczna i odnawialne źródła energii są coraz częściej rozpatrywane łącznie, szczególnie w powiązaniu z działaniami UE odnośnie do zapobiegania zmianom klimatu oraz bezpieczeństwa dostaw i konkurencyjności wewnętrznego rynku energii, zatrudnienia i przemysłu” [5].

- Zagadnienia efektywności w kontekście europejskiej strategii energetycznej znalazły poczesne miejsce w innych ważnych dokumentach unijnych:
- raporcie [6] podsumowującym cztery lata inicjatyw europejskich
- kolejnej Zielonej Księdze o zadaniach strategicznych UE [7], akcentującej trzy priorytety: zrównoważenie, konkurencyjność i bezpieczeństwo dostaw energii
- dokumencie roboczym Komisji [8], będącym załącznikiem do Zielonej Księgi [7].

Raport [6] zawiera rozdział, poświęcony zarządzaniu popytem (ang. *demand managing*) i przypomina inicjatywy Komisji w zakresie promowania technologii energooszczędnych poprzez regulacje i standardy, obowiązujące poszczególne sektory gospodarki. Oceniono, że realne jest uzyskanie w państwach członkowskich rocznych oszczędności energii średnio o 1%, przy czym wartość ta może wzrosnąć do 1,5% dla sektora usług publicznych. Efektywność energetyczna jest jednym z zasadniczych filarów programu energetycznego Unii Europejskiej, sformułowanego w dokumencie „Inteligentna energia – Europa 2003–2006”, przyjętym w czerwcu 2003 roku [9].

W Zielonej Księdze „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” [7] podnoszone jest hasło oddzielenia wzrostu gospodarczego od zużycia energii. Działanie to łączy poważne inicjatywy prawodawcze i programy racjonalnego wykorzystania energii z polityką wspierającą

wykorzystywanie konkurencyjnej i efektywnej energii odnawialnej. Silnie akcentowane jest również dążenie do skutecznej polityki racjonalnego wykorzystania energii („zrobić więcej za mniej”) i przewodzenia w tej dziedzinie, a także poszukiwania sposobów na oszczędności: od ukierunkowanej kampanii na rzecz racjonalizacji energetycznej po minimalne normy w zakresie oszczędności energii przez najważniejsze produkty. Ważnym dokumentem jest Komunikat KE „Plan działań na rzecz racjonalizacji zużycia energii” z końca 2006 roku [10], będący częścią tzw. pakietu energetycznego (ang. *Energy Package*), dokumencie o europejskiej polityce energetycznej, który przedstawia ambitny program działań na rzecz efektywności energetycznej na poziomie wspólnotowym, krajowym, lokalnym i międzynarodowym. Postuluje się zawarcie nowego, międzynarodowego porozumienia w sprawie efektywności energetycznej jako istotnego środka ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>. Bezpośrednio promowanie efektywności zawarte jest w podstawowych dyrektywach WE: „kogeneracyjnej” [11], w której oszczędność paliwa pierwotnego jest kryterium uznania generacji za proces wysokosprawny, a także w dyrektywie „w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli” (IPPC, [12]) – jej istotnym elementem jest załącznik BREF, informujący o najlepszych dostępnych technikach energetycznych – oraz w dyrektywie „w sprawie parametrów energetycznych budynków” [13]. Istotnym dokumentem jest również Zielona Księga w sprawie efektywności energetycznej z czerwca 2005 roku [14], będąca zbiorem idei i inicjatyw stymulujących dyskusję o proponowanej polityce i strategii oraz poprzedzająca Białą Księgę, zawierającą oficjalną propozycję polityki w określonym obszarze sektorowym (tu: energii).

## 2. Metoda „zrobić więcej za mniej” [15]

Współczesna wizja efektywności energetycznej opiera się na współdziałaniu wielu podmiotów sektora: przedsiębiorstw energetycznych, regulatorów, prawników, klientów oraz innych interesariuszy, uczestników rynku. Sformułowano osiem zasad podstawowych:

- Zapewnić klientom dostęp do nowych opcji, wykorzystujących zmienność cen rynku hurtowego
- Rozpoznać pozytywną rolę nowych technologii
- Rozpoznać możliwości włączenia efektywności do struktury zasobów
- Uczynić efektywność energetyczną atrakcyjną opcją inwestycyjną
- Uczynić efektywność elementem trwałego zrównoważenia
- Wprowadzić narodowe standardy efektywności energetycznej dla sprzętu AGD oraz normy efektywności energetycznej w budownictwie
- Zrozumieć zasadę, że efektywność jest w interesie wszystkich
- Uznać rolę struktur lokalnych.

Konieczna jest spójność regulacji z narodową polityką energetyczną przy tworzeniu lokalnych programów efektywności. W perspektywie krótkoterminowej istnieje wiele możliwości wpływania na poprawę efektywności. Kluczowymi obszarami działań są:

- wspieranie inteligentnego i efektywnego energetycznie budownictwa
- promowanie inteligentnego i efektywnego sprzętu AGD
- przyspieszenie rozwoju inteligentnych systemów i zaawansowanej infrastruktury opomiarowania
- wspieranie rozwoju zaawansowanego cenotwórstwa i regulacji.

## 3. Dyrektywa 2006/32/WE [16]

Opublikowany w kwietniu 2006 roku (uchylający dyrektywę wcześniejszą 93/96/EWG) dokument w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych [16] jest dowodem docenienia przez instytucje unijne problematyki oszczędności i racjonalizacji użytkowania energii. W części wstępnej dyrektywa nawiązuje do dokumentów wspólnotowych o zasadach rynków wewnętrznych energii elektrycznej – dyrektywy 2003/54/WE oraz gazu – dyrektywy 2003/55/WE, podkreślając spójność i komplementarność tych trzech regulacji. Formułując przesłanki uchwalenia dyrektywy [16], tekst nawiązuje do wcześniejszych stwierdzeń zawartych w Zielonej Księdze [4]. Wzięto zatem pod uwagę następujące okoliczności:

1. We Wspólnocie istnieje potrzeba poprawy efektywności wykorzystania energii przez użytkowników końcowych, zarządzania popytem na energię i wspierania produkcji energii ze źródeł odnawialnych
2. Poprawa efektywności wykorzystania energii przez odbiorców końcowych przyczyni się również do zmniejszenia zużycia energii pierwotnej oraz do zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> i innych gazów cieplarnianych. Dlatego też niezbędne jest opracowanie konkretnych polityk i działań
3. Dyrektywa ma zastosowanie do:
  - a) podmiotów dostarczających środki poprawy efektywności energetycznej, dystrybutorów energii, operatorów systemu dystrybucji oraz przedsiębiorstw prowadzących detaliczną sprzedaż energii
  - b) odbiorców końcowych.

## 4. Plan działania (EEAP, 2006) [17]

„Action Plan” [19], przedstawiony przez Komisję Europejską ocenia potencjał całkowitych oszczędności energii w użytkowaniu końcowym, w horyzoncie 2020 roku, z podziałem na cztery wyróżnione sektory (tab. 1).

Cel określony w dokumencie [16] – „oszczędność energii w wysokości 9% w dziewiątym roku stosowania dyrektywy” – w dalszym dokumencie określającym plan działania do 2020 roku przyjmuje jeszcze bardziej ambitny wymiar: 20% oszczędności. Cel ten ma być osiągnięty dla scenariusza zakładającego 2,3% wzrostu rocznego produktu brutto w krajach unijnych (traktowanych jako całość) i 0,5% rocznego wzrostu zużycia energii. Intensywność użytkowania energii ma maleć w tempie 3,3% rocznie, a zgodnie z danymi z tab. 1 sumaryczny potencjał oszczędności energii w 2020 roku ma osiągnąć 354 Mtoe.

Plan działań na lata 2007–2008 proponował przyjęcie wymagań dotyczących etykietowania i norm zużycia dla 14 zasadniczych grup produktów: kotłów, ogrzewaczy wody, komputerów,



monitorów, sprzętu TV, ładowarek i zasilaczy, oświetlenia pomieszczeń, oświetlenia ulicznego, wentylatorów, silników, klimatyzatorów przemysłowych, klimatyzatorów domowych oraz pralek. Specyficznym rodzajem poboru energii są układy czuwania (ang. *stand by*), stosowane powszechnie w sprzęcie AGD i o często niedocenianych skutkach energetycznych.

Sektor	Zużycie energii (Mtoe) 2005	Zużycie energii (Mtoe) 2020 (bez zmian proefektywnościowych)	Potencjał oszczędności energii 2020 (Mtoe)	Całkowity potencjał oszczędności energii 2020 (%)
Gospodarstwa domowe	280	338	91	27
Budynki komercyjne	157	211	63	30
Transport	332	405	105	26
Przemysł przetwórczy	297	382	95	25

Tab. 1. Ocena potencjału oszczędności energii [19]

## 5. Europejska polityka energetyczna

Dokument Komisji [10] z 10 stycznia 2007 roku – nawiązując do dyskusji wywołanej opublikowaniem dwóch edycji Zielonej Księgi (w wersjach z 2000 i 2005 roku) – formułuje strategiczny cel „wyznaczający kierunek europejskiej polityki energetycznej”. Celem tym jest obniżenie do 2020 roku emisji gazów cieplarnianych w krajach rozwiniętych o 20% w stosunku do poziomu z 1990 roku. Ponadto do 2050 roku globalne emisje gazów cieplarnianych muszą zostać zredukowane o maksymalne 50% w stosunku do poziomu z 1990 roku, co oznacza, że kraje uprzemysłowione muszą do 2050 roku zredukować emisje o 60–80%. Ten niezmiernie ambitny program „post-Kioto” nie może być osiągnięty bez intensywnych działań po stronie popytu, a zwłaszcza na drodze zwiększenia efektywności energetycznej. Nakreślając „program działań na rzecz efektywności energetycznej na poziomie wspólnotowym, krajowym, lokalnym i międzynarodowym”, autorzy dokumentu [10] wychodzą z następujących założeń: „Efektywność energetyczna jest tym elementem europejskiej polityki energetycznej, który w sposób najbardziej bezpośredni dotyczy obywateli Europy. Poprawa efektywności energetycznej może potencjalnie stanowić najbardziej decydujący wkład w osiągnięcie zrównoważenia, konkurencyjności i bezpieczeństwa dostaw”.

Komisja przyjęła plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii, przewidujący środki, dzięki którym Unia Europejska rozpocznie realizację swojego kluczowego celu, jakim jest ograniczenie łącznego zużycia energii pierwotnej o 20% do 2020 roku. Jeżeli plan się powiedzie, Unia Europejska zacznie zużywać o ok. 13% mniej energii niż obecnie, co przełoży się na oszczędności rzędu 100 mld EUR i ograniczenie rocznej ilości emisji CO<sub>2</sub> o 780 milionów ton. Będzie to jednak wymagało znacznego wysiłku zarówno jeśli chodzi o zmianę zachowań konsumentów, jak i dodatkowe inwestycje.

## 6. Komunikat [...] – Europejski Strategiczny Plan w dziedzinie technologii energetycznych (Plan EPSTE) COM

Ekspozowane w podtytule hasło komunikatu „Droga do niskoemisyjnych technologii przyszłości” [16] nawiązuje do wcześniejszego pakietu energetycznego („3 x 20”). Realizacja tej wizji politycznej zakłada „rozwój gospodarki Unii w sposób zrównoważony i realizowany w oparciu o szeroki zakres czystych, wydajnych, niskoemisyjnych technologii energetycznych” [18]. Szczególną rolę odgrywać winno racjonalizowanie zużycia energii. „Po pierwsze potrzebne jest radykalne zwiększenie efektywności konwersji, dystrybucji i końcowego wykorzystania energii. Możliwości technologiczne, dostępne w sektorze transportu, budownictwa i przemysłu, należy zmienić w szanse dla przedsiębiorców. Musimy w pełni wykorzystywać potencjał technologii informacyjnych i komunikacyjnych oraz innowacyjnych rozwiązań organizacyjnych, a także stosować instrumenty polityczne i rynkowe, aby zarządzać popytem i wspierać nowe rynki. Istnieją już pewne programy polityczne i działania wspierające ten proces: są to w szczególności plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii, plan działania w zakresie logistyki transportu [...], oszacowania sprawności energetycznej oraz zasady zrównoważonej polityki przemysłowej” [18].

## 7. Nowy pakiet efektywnościowy

W 2011 roku pojawił się zbiór nowych fundamentalnych dokumentów, dotyczących planu na rzecz efektywności [20] dokumentu roboczego Komisji Europejskiej i narodowych planów działania i ich modyfikacji oraz narzędzi, którymi dysponuje Komisja Europejska w zakresie modernizacji i inteligentnego opomiarowania [21]. Niejako przy okazji uporządkowano słownictwo: termin „efektywność energetyczna” oznacza mniejsze zużycie energii przy otrzymaniu niezmiennego poziomu działalności gospodarczej lub usług, natomiast „oszczędność energii” jest pojęciem szerszym i obejmuje również zmniejszenie zużycia poprzez zmianę zachowań lub ograniczenie działalności. Jednak w praktyce oba pojęcia trudno rozdzielić i często używane są zamiennie [22], również w dokumentach unijnych. Plan na rzecz efektywności nawiązuje do dokumentu o polityce energetycznej [11], deklarując, że efektywność energetyczna jest centralnym elementem unijnej strategii Europa 2020 na rzecz inteligentnego („smart”) i zrównoważonego rozwoju oraz przejścia do gospodarki opartej na efektywnym korzystaniu z zasobów. „Efektywność energetyczna należy do najbardziej opłacalnych sposobów zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, oraz można ją postrzegać jako największe źródło energii, jakim dysponuje Europa” [21]. Wśród triady celów „3 x 20 do 2020” – zwiększenie o 20% udziału zasobów odnawialnych w bilansie energii (w odniesieniu do 1990 roku), redukcji o 20% emisji gazów cieplarnianych (GHGs) oraz zwiększenie o 20% efektywności energetycznej – rola efektywności jest dominująca i przy tym realizacja celu jej poprawy jest zagrożona, co zmusiło Komisję do kolejnych działań.

## 8. Geneza i zakres dokumentu o planie efektywności

Po czterech latach wdrażania nowej polityki energetycznej Unii analizy postępu w zakresie efektywności energetycznej wykazały, że „Unia Europejska będzie w stanie osiągnąć jedynie połowę swego celu – ograniczenia zużycia energii o 20% do roku 2020, jeżeli kontynuowana będzie bieżąca polityka” [20]. W obliczu niedostatecznych postępów w poprawie efektywności energetycznej w Europie Komisja musi rozważyć także wprowadzenie prawnie zobowiązujących narodowych celów energetycznych. Dokument „Plan efektywności energetycznej 2011” [17] jest traktowany jako propozycja nowego, bardziej restrykcyjnego pakietu efektywnościowego. Dokument ten stwierdza, że w kilku ostatnich latach nadal poświęca się efektywności zbyt mało uwagi w priorytetach narodowych polityk i nadal nie jest ona przedmiotem dostatecznego zainteresowania korporacji. Ten stan rzeczy skłania do zaproponowania wiążących celów, których przeznaczeniem jest sprowokowanie działań modernizujących publiczny i prywatny sektor budownictwa. Plan zobowiązuje władze publiczne do modernizacji co najmniej 3% zasobów budynków rocznie, co stanowi podwojenie dotychczasowego zakresu prowadzonych remontów. Sektor budownictwa publicznego winien również respektować standardy efektywności energetycznej przy zakupie lub lizingowaniu budynków oraz przy ofertach dóbr i usług. Ponadto dokument ten proponuje nałożenie na duże podmioty prywatne obowiązku dokonania niezależnych audytów energetycznych oraz wprowadzenia zachęt ze strony rządów państw członkowskich UE do inwestowania w systemy zarządzania energią (EMS). Również przedsiębiorstwa energetyczne będą zobowiązane do wspomagania swych klientów w obniżaniu zużycia energii, przy czym przykładowym rozwiązaniem może być Wielka Brytania, gdzie przedsiębiorstwa elektryczne i gazowe są na mocy prawa zobowiązane do zmniejszenia wykorzystywania energii przez swych odbiorców do ustalonego poziomu. Komisja Europejska przewiduje, że zaproponowane środki wygenerują skutki finansowe do 1000EUR na jedno gospodarstwo domowe każdego roku oraz zwiększenie konkurencyjności międzynarodowej gospodarki i stworzenia do 2 mln miejsc pracy.

Postępy w realizacji tego planu będą kontrolowane w 2013 roku i w przypadku niedostatecznej skuteczności będzie rozważane wprowadzenie narodowych celów dla krajów członkowskich. „Pomimo dokonanego postępu nasze oszacowania wykazują, że potrzebne jest dalsze zdecydowane i skoordynowane działanie w zakresie efektywności energetycznej, bez którego UE nie osiągnie celu redukcji zapotrzebowania energii do roku 2020” – tak sytuację bieżącą ocenił unijny komisarz ds. energii Guenther Oettinger [21].

## 9. Dyrektywa (...) 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej [22]

Preambuła tego dokumentu podkreśla „potrzebę zwiększenia efektywności energetycznej w Unii, aby osiągnąć cel zakładający 20% oszczędności w zużyciu energii pierwotnej do 2020 roku w porównaniu z prognozami”. W konkluzjach Rady Europejskiej z 4 lutego 2011 roku podkreślano, że przyjęty w czerwcu 2010

roku przez Radę Europejską cel – polegający na zwiększeniu efektywności energetycznej – który obecnie nie jest realizowany, musi zostać osiągnięty. Według prognoz opracowanych w 2007 roku zużycie energii pierwotnej będzie wynosiło 1842 Mtoe. Obniżenie o 20% daje zmniejszenie tego zużycia o 368 Mtoe w porównaniu z prognozami.

„W Komunikacie Komisji z 10 listopada 2010 roku uznano efektywność energetyczną za kluczowy element unijnej strategii energetycznej na rok 2020, która umożliwi wszystkim krajom członkowskim rozdzielenie zużycia energii od wzrostu gospodarczego” [17].

Dyrektywa [23] 2012/27 dokonuje zmian dyrektyw 2009/125/WE oraz 2010/30/UE, a także uchyla dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE, ustanawiając wspólną strukturę ramową dla środków wspierania efektywności energetycznej w Unii, aby realne było osiągnięcie wspólnego celu unijnego, zakładającego zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do 2020 roku, a także stworzenie warunków do dalszego polepszenia efektywności energetycznej po dacie docelowej” [22].

Dyrektywa ustanawia przepisy, których celem jest usunięcie barier na rynku energii oraz przezwyciężenie nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku, które ograniczają efektywność dostaw i wykorzystywania energii, a także przewidują ustalenie krajowych celów w zakresie efektywności energetycznej w 2020 roku.

## BIBLIOGRAFIA

1. Łaptos J., Prażuch W., Pytlarz A., Historia Unii Europejskiej, Kraków 2003.
2. Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Węgla i Stali, Paryż 1951.
3. International Energy Agency IEA/OECD [online] [www.iea.org/books](http://www.iea.org/books).
4. Zielona Księga Komisji Europejskiej w sprawie strategii bezpieczeństwa dostaw energii, Bruksela 2000.
5. Unia Europejska, przedstawicielstwo KE w Polsce, Polityka energetyczna Unii Europejskiej, Warszawa 2005.
6. European Commission, Report on the Green Paper on Energy – Four years of European Initiative, Brussels 2005.
7. Komisja Wspólnot Europejskich, Zielona Księga – Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii, Kom. (2006) 105 wersja ostateczna, Bruksela 8.03.2006.
8. Commission of the European Communities, Commission Staff Working Document – Annex to the Green Paper, SFC (2006) 317/2, Brussels 2006.
9. European Commission, Intelligent energy – Europe 2003-06, Brussels, June 2003.
10. European Commission, The Energy Package [online] [www.ec.europa.eu/energy/energy\\_policy](http://www.ec.europa.eu/energy/energy_policy), Brussels, 10.01.2007. Komisja Wspólnot Europejskich, Komunikat do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego – Europejska polityka energetyczna, KOM. (2007) 1, wersja ostateczna, Bruksela, 10.01.2007.
11. Directive 2004/8/EC on promotion of cogeneration based on useful heat demand, OJ EU L. 52 of 21.2.2004.
12. Directive 96/61/EC concerning intergrated pollution prevention and control. OJ EU L. 257 of 10.10.1996.

13. Directive 2002/91/EC on the energy performance of buildings, OJ L 171 of 23.12.2002.
14. Parlament Europejski, Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii, Dokument roboczy w sprawie racjonalizacji zużycia energii, czyli jak uzyskać więcej mniejszym nakładem środków – Zielona Księga, DT/592918 PL, Bruksela 15.12.2005.
15. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu [...] w sprawie efektywności wykorzystania energii i usług energetycznych, Dz.U.L 114/64 z 27.04.2006.
16. Komisja Wspólnot Europejskich: Komunikat Komisji – Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału, Kom. (2006) 545 wersja ostateczna, Bruksela, 19.10.2006.
17. Komisja Wspólnot Europejskich: Komunikat Komisji [...] Plan Efektywności Energetycznej 2011, COM (2011) 0901, Bruksela 2011.
18. Komisja Wspólnot Europejskich: Ocena oddziaływania [...] SEC (2011) 277, Bruksela 2011.
19. Commission Staff Working Document on progress report on the Energy Efficiency Action Plan 2006, SEC (2011) 276, Brussels 2011.
20. European Efficiency Action Plan: Commission gears up for more savings with renovation and smart meters [IP (11) 271], Brussels 2011.
21. Oettinger G., UE proposes tough energy efficiency package, News from Business Green, Mar. 2011.
22. Dyrektywa 2012/27/UE Parlamentu [...] w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE z 25 października 2012.

### Jacek M. Malko

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: jacek.malko@pwr.wroc.pl

Absolwent Politechniki Wroclawskiej (1959), konstruktor w Dolnośląskich Zakładach Wytwórczych Maszyn Elektrycznych M-5, obecnie Alstom (1959–1961), starszy inżynier w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych we Wrocławiu (1961–1965), od 1965 roku pracuje na Politechnice Wroclawskiej, przechodząc kolejne stopnie kariery, od starszego asystenta do profesora zwyczajnego. Autor i współautor ponad 500 publikowanych prac, w tym 7 monografi książkowych i 3 skryptów akademickich. Distinguished Member of CIGRE, przedstawiciel Polski w Komitecie Studiów C-5, Valuable Member of Institute of Electrical and Electronics Engineers, Member of International Association of Energy Economics, były członek prezydium Komitetu Problemów Energetyki Polskiej Akademii Nauk, ekspert zespołu parlamentarnego ds. energetyki, ekspert podkomisji sejmowej ds. nauki i szkolnictwa wyższego. Współautor opracowania „Strategia Energetyczna Dolnego Śląska” oraz ekspertyzy „Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów technicznej infrastruktury energetycznej – rekomendacje dla KPZK” dla Ministerstwa Rozwoju Regionalnego (2008). Zainteresowania naukowe: teoria systemów, planowanie rozwoju i eksploatacji systemów energetycznych, prognozowanie w energetyce, procesy transformacji rynkowej, legislacja w energetyce, mechanizmy rynkowe i regulacyjne, nowe źródła energii.

## Efficiency as a Priority of EU Energy Policy

### Author

Jacek Malko

### Keywords

energy policy, priority, efficiency

### Summary

According to recent conclusions of the European Council it is necessary stress the need to increase energy efficiency in the EU so as to achieve the objective of saving 20 % of the energy consumption compared to projections for 2020 as estimated by the Commission in its Green Paper on Energy Efficiency and to make good use of their National Energy Efficiency Actions Plans for this purpose (ie. Second NEEAPs from 30 June 2011). It should improve the EU's industrial competitiveness with a potential for the creation substantial benefits for households, business and public authorities.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Użytkowanie własności prywatnej przy przesyłach energii i odpowiedzialność cywilna

## Autor

Grzegorz Błajszczak

## Słowa kluczowe

grunty prywatne, rekompensaty, wypadki

## Streszczenie

Energetyka zawodowa w znacznym stopniu korzysta z prywatnych gruntów, na których znajdują się napowietrzne linie energetyczne i transformatory. W artykule skomentowano najważniejsze zapisy prawne dotyczące zwrotu zajętych, wywłaszczonych lub zagarniętych nieruchomości oraz rekompensat za ich użytkowanie. Omówiono także ważniejsze elementy odpowiedzialności cywilnej właściciela infrastruktury energetycznej za związane z nią wypadki.

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## 1. Przyczyny roszczeń właścicieli gruntów prywatnych

Część infrastruktury wykorzystywanej do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej jest posadowiona na gruntach prywatnych, dotyczy to w szczególności linii napowietrznych i transformatorów niskiego napięcia. Duża część linii powstawała w latach 50. i 60. bez zgody właściciela gruntu i bez zachowania wymagań obowiązującego wówczas prawa budowlanego, a część na podstawie ustawy z 1950 roku o powszechnej elektryfikacji wsi i osiedli oraz ustawy z 1958 roku o zasadach i trybie wywłaszczania nieruchomości. W wyniku przekształceń ustrojowych w latach 90. praktycznie wycofano, a nawet odwrócono większość zapisów zawartych w tych ustawach. Wywłaszczone lub zajęte nieruchomości (domy i grunty) są zwracane ich pierwotnym właścicielom.

W czasach Polski Ludowej linie i stacje elektroenergetyczne należały do państwa, czyli do ludu, co powodowało, że lud – rolnicy czuli się niejako współwłaścicielami tej infrastruktury. W niektórych przypadkach wieś sama finansowała i budowała linię energetyczną. Obecnie linie te (zwłaszcza niskiego napięcia) znalazły się na gruntach prywatnych, a właścicielami linii są spółki akcyjne (niekiedy zagraniczne) czerpiące dochód z działalności przesyłu i rozdziału energii. To, co kiedyś nazywano „polem”, teraz stało się „nieruchomością” i jest chronione przez wiele zapisów prawnych. Infrastruktura energetyczna budzi powszechną niechęć ekologów, właścicieli działek rekreacyjnych i rolników. Maszyny rolnicze, na ogół duże i mało zwrotne, muszą omijać w trakcie prac słupy stojące na polu. Niezaorane kawałki stają się źródłem rozsiewania chwastów, co z kolei zmniejsza plony. Słupy i przewody przyczyniają się do wypadków oraz uniemożliwiają swobodne, pełne dysponowanie nieruchomością. Zwiększająca się świadomość właścicieli gruntów oraz możliwość ich zrzeszonego występowania w sporach, a także łatwość uzyskania specjalistycznej pomocy prawnej, powinna zwrócić uwagę

przedsiębiorstw energetycznych na powagę nierozwiązanego problemu wykorzystywania gruntów prywatnych.

## 2. Przywileje i prawa właściciela gruntu

Prawo własności jest jednym z najważniejszych i niepodważalnych praw w gospodarce światowej, niezależnie od kultury i położenia geograficznego. Nasza konstytucja [1] mówi w art. 21: „Rzeczpospolita Polska chroni własność i prawo dziedziczenia” oraz w art. 64: „Każdy ma prawo do własności, innych praw majątkowych oraz prawa dziedziczenia”. Jeżeli ktokolwiek wysnułby inne wnioski z innych przepisów prawnych, to z pewnością będzie w błędzie. Gdyby jednak zdarzyło się, że miałyby rację, to przepisy takie musiałyby zostać zmienione, bo muszą być zgodne z konstytucją. Konstytucja zwraca również uwagę na szczególną rolę rolników i ich dobytku: „Podstawą ustroju rolnego państwa jest gospodarstwo rodzinne” (art. 23). Podważanie lub ograniczanie praw własności do gruntu rodzinnego gospodarstwa rolnego jest godzeniem w podstawowe zapisy konstytucji. Zgodnie z art. 48 Kodeksu cywilnego [2] „do części składowych gruntu należą w szczególności budynki i inne urządzenia trwale z gruntem związane, jak również drzewa i inne rośliny od chwili zasadzenia lub zasiania”. Zapis ten oznacza, że kupując działkę – grunt, kupuje się ziemię wraz ze wszystkim, co się na niej znajduje, włączając również linie energetyczne, słupy, transformatory. Jeżeli jednak w akcie notarialnym pojawi się uwaga o wyłączeniu z aktu np. słupa, ponieważ jest on własnością pewnego przedsiębiorstwa, to słup ten, zgodnie z k.c. art. 49 § 1, nie zostanie uznany za część składową nieruchomości, a stosowna informacja musi znajdować się w księdze wieczystej. Jeżeli w księdze wieczystej nie ma wpisu, że pewne obiekty należą do innego właściciela, to domniema się, że są częścią tej nieruchomości. Zgodnie z art. 27 Ustawy o gospodarce nieruchomościami: „Sprzedaż nieruchomości albo oddanie w użytkowanie wieczyste nieruchomości gruntowej wymaga zawarcia umowy w formie aktu

notarialnego. Oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste i przeniesienie tego prawa w drodze umowy wymaga wpisu w księdze wieczystej" [4]. Podobnie do przeniesienia ograniczonego prawa rzeczowego na nieruchomości potrzebna jest umowa między uprawnionym a nabywcą i ujawnienie w księdze wieczystej (k.c. art. 245.1 [2]).

Własność gruntu rozciąga się na przestrzeń nad i pod jego powierzchnią (k.c. art. 143 [2]). Oznacza to, że linia zwisająca nad działką lub linia kablowa w ziemi może być uznana za część składową działki i stać się własnością właściciela tej działki. Zapis ten jednocześnie oznacza, że przepuszczenie linii nad działką stanowi naruszenie własności właściciela działki.

Niektóre elementy infrastruktury elektroenergetycznej mogą być uznane w sensie prawnym za rzeczy ruchome. Artykuł 169 k.c. mówi: „§ 1. Jeżeli osoba nieuprawniona do rozporządzania rzeczą ruchomą zbywa rzecz i wydaje ją nabywcy, nabywca uzyskuje własność z chwilą objęcia rzeczy w posiadanie, chyba że działa w złej wierze. § 2. Jednakże gdy rzecz zgubiona, skradziona lub w inny sposób utracona przez właściciela zostaje zbyta przed upływem lat trzech od chwili jej zgubienia, skradzenia lub utraty, nabywca może uzyskać własność dopiero z upływem powyższego trzyletniego terminu” [2]. Przykładowo, transformator 15 kV/400 V umieszczony na słupie znajdującym się na prywatnej posesji jest rzeczą ruchomą, nie musi być bynajmniej ukradziony czy zdemonstrowany, żeby zmienić właściciela. Po trzech latach przechodzi na własność właściciela posesji. Artykuł 174 k.c. mówi: „Posiadacz rzeczy ruchomej niebędący jej właścicielem nabywa własność, jeżeli posiada rzecz nieprzerwanie od lat trzech jako posiadacz samoistny, chyba że posiada w złej wierze” [2]. W niektórych przypadkach może mieć zastosowanie art. 191: „Własność nieruchomości rozciąga się na rzecz ruchomą, która została połączona z nieruchomością w taki sposób, że stała się jej częścią składową”. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne uzyskało zgodnie z przepisami prawo użytkowania rzeczy, to może z niego korzystać zgodnie z określonymi warunkami, ale nie może tego prawa przekazać. Artykuł 254 k.c. mówi, że: „użytkowanie jest niezbywalne” [2]. Oznacza to, że jeżeli przedsiębiorstwo zostało kupione lub wchłonięte przez inne przedsiębiorstwo, czy też przekształciło się w inne przedsiębiorstwo (np. spółkę akcyjną), to już tego „prawa użytkowania” nie posiada.

Posiadaczem rzeczy jest zarówno ten, kto nią faktycznie włada, jak właściciel (posiadacz samoistny), jak i ten, kto nią faktycznie włada jak użytkownik, zastawnik, najemca, dzierżawca lub mający inne prawo, z którym łączy się określone władztwo nad cudzą rzeczą (posiadacz zależny) – art. 336 k.c. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne korzysta z linii energetycznej i wycina drzewa pod tą linią oraz skutecznie zapobiega określonej aktywności pod linią (np. grillowaniu, czy uprawianiu niektórych sportów), staje się wówczas osobą faktycznie zarządzającą przestrzenią (gruntem i urządzeniami) w tym miejscu. Na podstawie k.c. art. 222 § 1: „Właściciel może żądać od osoby, która włada faktycznie jego rzeczą, ażeby rzecz została mu wydana, chyba że osobie tej przysługuje skuteczne względem właściciela uprawnienie do władania rzeczą. § 2. Przeciwko osobie, która narusza własność w inny sposób aniżeli przez pozbawienie właściciela faktycznego władztwa nad rzeczą, przysługuje właścicielowi roszczenie

o przywrócenie stanu zgodnego z prawem i o zaniechanie naruszeń” [2]. W art. 223 Kodeksu cywilny podkreśla, że powyższe roszczenia dotyczące nieruchomości nie ulegają przedawnieniu.

### 3. Spełnienie wymogów prawa budowlanego

W myśl definicji podanych w prawie budowlanym linie transmitujące energię elektryczną (w przesyłce i dystrybucji, na każdym poziomie napięcia), transformatory, rozdzielnie i inne podobne obiekty są „budowlami” (art. 3 ust. 3 i ust. 11 [3]). Ponadto linie energetyczne są dodatkowo nazywane „obiektem liniowym”. Obiekty liniowe i inne budowle podlegają regulacjom prawa budowlanego. Spełnienie wymogów prawa budowlanego obowiązywało w Polsce zarówno w okresie powojennej odbudowy, jak i przez wszystkie lata PRL. Przedsiębiorstwo energetyczne mogło stawiać słupy i stacje transformatorowe wyłącznie na podstawie decyzji właściwego terytorialnie organu administracji rządowej lub samorządowej, zawierającej zgodę posiadacza gruntu. W latach 50. i 60. państwowe przedsiębiorstwa energetyczne często nie dopełniały obowiązków wynikających z prawa budowlanego i uruchamiały instalacje, tworząc fakty dokonane.

W myśl ustawy Prawo budowlane: „Każdy ma prawo zabudowy nieruchomości gruntowej, jeżeli wykaże prawo do dysponowania nieruchomością na cele budowlane, pod warunkiem zgodności zamierzenia budowlanego z przepisami” (art. 4 [3]). W art. 3 ust. 11 wyjaśnione jest, że przez „prawo do dysponowania nieruchomością na cele budowlane – należy rozumieć tytuł prawny wynikający z prawa własności, użytkowania wieczystego, zarządu, ograniczonego prawa rzeczowego albo stosunku zobowiązaniowego, przewidującego uprawnienia do wykonywania robót budowlanych”. Takie prawo uzyskiwane jest aktem notarialnym i jest wpisywane do księgi wieczystej nieruchomości, której dotyczy. Jeżeli w księdze wieczystej takiego wpisu nie ma, to domniema się, że takiego prawa nie udzielono.

Na powstanie każdej budowli wymagane jest prawo dysponowania nieruchomością w pełnym obszarze oddziaływania obiektu, należy przez to rozumieć „teren wyznaczony w otoczeniu obiektu budowlanego na podstawie przepisów odrębnych, wprowadzających związane z tym obiektem ograniczenia w zagospodarowaniu tego terenu” (p.b., art. 3 ust. 20 [3]). Zmiana parametrów linii energetycznej np. napięcia z 3 kV na 15 kV lub, przy tym samym napięciu, zmiana przewodów z obciążalności 300 A na 1000 A (nawet na tych samych słupach), wymaga uzyskania aktualnego prawa do zabudowy, ponieważ zmieniło się oddziaływanie obiektu.

Stronami w postępowaniu w sprawie pozwolenia na budowę są: inwestor oraz właściciele, użytkownicy wieczysti lub zarządcy nieruchomości znajdujących się w obszarze oddziaływania obiektu (p.b., art. 28 ust. 2 [3]). Roboty budowlane można rozpocząć jedynie na podstawie ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę (p.b., art. 28 ust. 1 [3]).

Budowa niektórych obiektów nie wymaga uzyskania zgody. W art. 29 p.b. wymieniono i bardzo precyzyjnie nazwano 27 przypadków. Z zakresu elektroenergetyki pozwolenia na budowę nie wymagają jedynie przyłącza do budynków (ust. 20 [3]).

## 4. Możliwości pokojowego korzystania z cudzej własności

Budowa linii przesyłających energię elektryczną była w przeszłości kojarzona z postępowaniem, rozwojem cywilizacyjnym i podniesieniem standardu życia. Przejawy takiej świadomości można jeszcze znaleźć w niektórych krajach afrykańskich, ale w Europie i w Polsce postrzeganie problemu jest już zupełnie inne. W Unii Europejskiej na podstawie badań i analiz wyciągnięto wnioski, że przesyłanie energii elektrycznej jest mniej opłacalne w porównaniu z innymi możliwymi rozwiązaniami. Unia Europejska kształtuje obecnie prawo w celu zwiększenia generacji lokalnej (w tym indywidualnej w tzw. inteligentnych budynkach). W dyrektywie dotyczącej poprawy efektywności końcowego wykorzystania energii, już we wstępie (ust. 23 przed art. 1 [5]) Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej nakazuje zmniejszenie zachęt do przesyłania energii: „Dla skuteczniejszego oddziaływania taryf i innych uregulowań dotyczących energii sieciowej na efektywność końcowego zużycia energii, powinno się usunąć nieuzasadnione zachęty do zwiększania ilości przesyłanej energii”. Fakt ten oznacza, że we wszystkich sporach dotyczących przebiegu linii energetycznych przedsiębiorstwa energetyczne napotkają na poważny argument u swoich oponentów. Korzystanie przez przedsiębiorstwo energetyczne z cudzej, prywatnej własności (gruntu, działki, budynku), polegające na usytuowaniu tam słupów linii napowietrznej, samej (zwisającej) linii, kabla podziemnego, czy też transformatora lub rozdzielni może być rozwiązane na kilka pokojowych sposobów. Poniżej przedstawiono najważniejsze, przewidziane przez prawo rozwiązania. Należy podkreślić, że w każdym przypadku obowiązuje pod rygorem nieważności forma aktu notarialnego.

### 4.1. Wywłaszczenie

Zgodnie z Ustawą o gospodarce nieruchomościami: „Wywłaszczenie nieruchomości polega na pozbawieniu albo ograniczeniu, w drodze decyzji, prawa własności, prawa użytkowania wieczystego lub innego prawa rzeczowego na nieruchomości” (art. 112 ust. 2 [4]). Wywłaszczenie może dotyczyć całej nieruchomości (np. działki rolnej lub innego gruntu) lub jej części. Polska konstytucja [1] w art. 21 mówi, że: „Wywłaszczenie jest dopuszczalne jedynie wówczas, gdy jest dokonywane na cele publiczne i za słusznym odszkodowaniem”. Wywłaszczenie jest możliwe wyłącznie w stosunku do nieruchomości położonych na obszarach przeznaczonych w planach miejscowych na cele publiczne albo do nieruchomości, dla których wydana została decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego. Wywłaszczenie nieruchomości może być dokonane, jeżeli cele publiczne nie mogą być zrealizowane w inny sposób niż przez pozbawienie albo ograniczenie praw do nieruchomości, a prawa te nie mogą być nabyte w drodze umowy (g.n. art. 112 ust. 3 [4]). Ustawa o gospodarce nieruchomościami jednoznacznie wskazuje, że „Nieruchomość może być wywłaszczona tylko na rzecz Skarbu Państwa albo na rzecz jednostki samorządu terytorialnego” (art. 113.1 [4]). Oznacza to, że przedsiębiorstwo energetyczne nie może bezpośrednio uzyskać praw do nieruchomości wskutek wywłaszczenia. Pośrednim sposobem jest wywłaszczenie nieruchomości na rzecz np. gminy, a gmina z kolei, będąc

już właścicielem, może przenieść część praw własności na przedsiębiorstwo energetyczne. Sprzedaż nieruchomości albo oddanie w użytkowanie wieczyste nieruchomości gruntowej wymaga zawarcia umowy w formie aktu notarialnego. Oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste i przeniesienie tego prawa w drodze umowy wymaga wpisu w księdze wieczystej (g.n. art. 27 [4]). Jeżeli wywłaszczeniem objęta jest część nieruchomości, a pozostała część nie nadaje się do prawidłowego wykorzystywania na dotychczasowe cele, na żądanie właściciela lub użytkownika wieczystego nieruchomości nabywa się tę część w drodze umowy na rzecz Skarbu Państwa lub na rzecz jednostki samorządu terytorialnego, w zależności od tego, na czyją rzecz następuje wywłaszczenie (g.n. art. 113 ust. 3 [4]). Decyzja o wywłaszczeniu nieruchomości, poza elementami określonymi w Kodeksie postępowania administracyjnego, powinna zawierać określenie praw podlegających wywłaszczeniu (g.n. art. 119 ust. 3 [4]). Wszczęcie postępowania wywłaszczeniowego powinny poprzedzić rokowania o nabycie w drodze umowy określonych praw, przeprowadzone między starostą, wykonującym zadanie z zakresu administracji rządowej, a właścicielem lub użytkownikiem wieczystym nieruchomości, a także osobą, której przysługuje do nieruchomości ograniczone prawo rzeczowe. W trakcie prowadzenia rokowań może być zaoferowana nieruchomość zamienna (g.n. art. 114.1 [4]).

### 4.2. Służebność

Zgodnie z Kodeksem cywilnym: „Nieruchomość można obciążyć na rzecz właściciela innej nieruchomości (nieruchomości władnącej) prawem, którego treść polega bądź na tym, że właściciel nieruchomości władnącej może korzystać w oznaczonym zakresie z nieruchomości obciążonej, bądź na tym, że właściciel nieruchomości obciążonej zostaje ograniczony w możliwości dokonywania w stosunku do niej określonych działań, bądź też na tym, że właścicielowi nieruchomości obciążonej nie wolno wykonywać określonych uprawnień, które mu względem nieruchomości władnącej przysługują na podstawie przepisów o treści i wykonywaniu własności (służebność gruntowa)” (art. 285 § 1) [2]. Typowym zastosowaniem służebności było przyznanie formalnego prawa do przechodzenia ścieżką przez pole sąsiada, co znacznie skracało dojście do szkoły czy sklepu. W 2008 roku, w skutek starań firm energetycznych, znowelizowano ustawę Kodeks cywilny dopisując artykuł definiujący tzw. służebność przesyłu: „Nieruchomość można obciążyć na rzecz przedsiębiorcy, który zamierza wybudować lub którego własność stanowią urządzenia, o których mowa w art. 49 § 1, prawem polegającym na tym, że przedsiębiorca może korzystać w oznaczonym zakresie z nieruchomości obciążonej, zgodnie z przeznaczeniem tych urządzeń (służebność przesyłu)” (art. 305.1). Przywołany art. 49 § 1 nazywa urządzenia „urządzeniami do doprowadzania lub odprowadzania płynów, pary, gazów, energii elektrycznej”. Zapis ten sugeruje, że chodzi o „urządzenia” o znaczeniu lokalnym, służące do zasilania indywidualnych budynków lub grup budynków. W sprawach spornych oceny w tym zakresie dokonuje sąd.

Służebność nie jest prawem, które pojawia się samoistnie lub automatycznie. Zgodnie z ustawą Kodeks cywilny

służebność jest „ograniczonym prawem rzeczowym” (art. 244 § 1 [2]). Dla ustanowienia ograniczonego prawa rzeczowego stosuje się odpowiednio przepisy o przeniesieniu własności (k.c. art. 245 § 1 [2]). Służebność może zostać przyjeta na mocy umowy (w formie aktu notarialnego) między właścicielem nieruchomości a przedsiębiorstwem energetycznym lub też może być orzeczona przez sąd. W obu przypadkach skutkuje to dokonaniem wpisu w księdze wieczystej nieruchomości. Kodeks cywilny umożliwia przedsiębiorstwom energetycznym wystąpienie o sądowe ustanowienie służebności (dotyczy to zarówno planowanych, jak i istniejących instalacji): „Jeżeli właściciel nieruchomości odmawia zawarcia umowy o ustanowienie służebności przesyłu, a jest ona konieczna dla właściwego korzystania z urządzeń, o których mowa w art. 49 § 1, przedsiębiorca może żądać jej ustanowienia za odpowiednim wynagrodzeniem” (art. 305.2 § 1). Należy zwrócić uwagę na użycie przez ustawodawcę słowa „konieczna”. Fakt ten – w połączeniu z art. 288 k.c. [2], który mówi, że „służebność gruntowa powinna być wykonywana w taki sposób, żeby jak najmniej utrudniała korzystanie z nieruchomości obciążonej” – oznacza, że jeżeli jest to tylko możliwe, linię energetyczną lub inny obiekt należy usytuować w innym miejscu i służebność nie zostanie przyznana.

Sąd rozstrzyga również w przypadku odwrotnym: „Jeżeli przedsiębiorca odmawia zawarcia umowy o ustanowienie służebności przesyłu, a jest ona konieczna do korzystania z urządzeń, o których mowa w art. 49 § 1, właściciel nieruchomości może żądać odpowiedniego wynagrodzenia w zamian za ustanowienie służebności przesyłu” (art. 305.2 § 2).

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne domaga się uznania służebności na podstawie zasiedzenia, to również powinno wystąpić do sądu o takie orzeczenie. Bez wpisu w księdze wieczystej domniema się, że służebności nie ma. Dla zasiedzenia służebności stosuje się ogólne przepisy o zasiedzeniu (k.c. art. 292 [2]). Na podstawie k.c. art. 172 § 1 [2]: „Posiadacz nieruchomości niebędący jej właścicielem nabywa własność, jeżeli posiada nieruchomość nieprzerwanie od lat dwudziestu jako posiadacz samoistny, chyba że uzyskał posiadanie w złej wierze (zasiedzenie)” oraz § 2: „Po upływie lat trzydziestu posiadacz nieruchomości nabywa jej własność, choćby uzyskał posiadanie w złej wierze”. Należy zwrócić uwagę, że na czas zasiedzenia nie zawsze składają się kolejne lata. Do biegu zasiedzenia stosuje się odpowiednio przepisy o przedawnieniu roszczeń (k.c. art. 175) [2]. Zasiedzenie może być liczone od określonego wydarzenia, przerywane na pewien okres czasu, jak również skutecznie zakończone pewnym zdarzeniem w przeszłości. Przykładowo do czasu zasiedzenia nie jest wliczany okres, w którym właściciel nieruchomości obciążonej był małoletni, a bieg zasiedzenia jest wstrzymywany przez każdą czynność przed sądem lub innym organem powołanym do rozpoznawania spraw (k.c. art. 123 § 1 [2]) lub nawet przez wszczęcie mediacji (k.c. art. 123 § 3 [2]). Do okresu zasiedzenia służebności przesyłu nie może być również wliczany okres, w którym właściciel nieruchomości obciążonej, np. rolnik nie mógł domagać się swoich racji ze względów politycznych. W okresie Polski Ludowej rolnik nie był w stanie zaskarżyć przed sądem państwa ludowego. Bazując na art. 44 naszej konstytucji, który mówi, że: „Bieg przedawnienia w stosunku do przestępstw,

nieściganych z przyczyn politycznych, popełnionych przez funkcjonariuszy publicznych lub na ich zlecenie, ulega zawieszeniu do czasu ustania tych przyczyn” można przyjąć, że bieg zasiedzenia służebności może być liczony od momentu, kiedy ta służebność była wykorzystywana przez niezależne przedsiębiorstwa. Co oznacza, że w żadnym przypadku nie upłynęło jeszcze 30 lat.

Określenie służebności z zasiedzenia dla np. transformatora lub linii energetycznej, nie jest bynajmniej prostą sprawą i może napotkać na odwrotne roszczenie: przyznania na podstawie zasiedzenia, własności tego transformatora lub linii, właścicielowi gruntu. O przyznanie własności może również ubiegać się lokalna społeczność.

### 4.3. Użytkowanie wieczyste

Przedsiębiorstwo energetyczne może uzyskać prawo użytkowania wieczystego gruntu, na którym znajduje się lub ma się znajdować jego infrastruktura. Nie dotyczy to jednak gruntów prywatnych. Na podstawie k.c. art. 232 § 1 [2]: „Grunty stanowiące własność Skarbu Państwa, a położone w granicach administracyjnych miast oraz grunty Skarbu Państwa położone poza tymi granicami, lecz włączone do planu zagospodarowania przestrzennego miasta i przekazane do realizacji zadań jego gospodarki, a także grunty stanowiące własność jednostek samorządu terytorialnego lub ich związków, mogą być oddawane w użytkowanie wieczyste osobom fizycznym i osobom prawnym. § 2. W wypadkach przewidzianych w przepisach szczególnych przedmiotem użytkowania wieczystego mogą być także inne grunty Skarbu Państwa, jednostek samorządu terytorialnego lub ich związków”. W tej sytuacji dla przedsiębiorstwa energetycznego stroną nie jest indywidualny właściciel prywatny, ale Skarb Państwa lub miejscowa społeczność. Przedsiębiorstwo energetyczne, będąc wieczystym użytkownikiem, uiszcza przez czas trwania swego prawa opłatę roczną (k.c. art. 238 [2]). Szczegółowa umowa określa, co i jak może powstać na użyczonej nieruchomości. Przysługująca wieczystemu użytkownikowi własność budynków i urządzeń na użytkowanym gruncie jest prawem związanym z użytkowaniem wieczystym (k.c. art. 235 § 2 [2]).

### 5. Zaspokojenie uzasadnionych praw własnościowych

W większości przypadków jest tak, że bogate i wpływowe przedsiębiorstwo energetyczne weszło na ziemię biednego i mało wykształconego rolnika, po czym bez jego zgody (a czasami nawet wiedzy) ustawiło mu na polu słupy z linią energetyczną i czasami transformator. Przedsiębiorstwo czerpie dochód z takiej linii i transformatora, o czym wiedzą również właściciele nieruchomości (na fakturze za energię jest oddzielna pozycja za przesył). Przedsiębiorstwo energetyczne nie tylko nie dzieli się tym zyskiem, ale również nie płaci za korzystanie z terenu i co więcej zabrania właścicielom nieruchomości pewnych czynności na ich ziemi w okolicach obiektów energetycznych, które mogłyby zakłócić działalność biznesową tych przedsiębiorstw. Taka sytuacja jest oczywiście niezgodna z polskim prawem, jak i z prawem europejskim.

Większość spornych spraw można zakwalifikować do jednej z dwóch sytuacji (a czasami do obu jednocześnie): usunięcia



infrastruktury przedsiębiorstwa energetycznego z prywatnego gruntu oraz rekompensaty za użytkowanie gruntu. Ustawienie słupów, zwisającej linii (bez słupów) lub innej infrastruktury energetycznej mogło odbyć się zgodnie z prawem lub niezgodnie z prawem. W obu przypadkach właściciel nieruchomości może domagać się ich usunięcia i należności za użytkowanie.

### 5.1. Usunięcie obiektu infrastruktury energetycznej z prywatnej nieruchomości

Budowa linii energetycznej (lub innych obiektów energetycznych) wymaga otrzymania pozwolenia na budowę i przedstawienia praw do gruntu, na którym będzie budowa. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie jest w stanie przedstawić takich dokumentów, to domniema się, że budowę wykonano bez należnych zezwoleń. W tej sytuacji na podstawie art. 48 ust. 1 Prawa budowlanego: „Właściwy organ nakazuje, w drodze decyzji, rozbiorę obiektu budowlanego, lub jego części, będącego w budowie albo wybudowanego bez wymaganego pozwolenia na budowę” [3]. Co więcej p.b. art. 90 mówi, że: „Kto, w przypadkach określonych w art. 48, art. 49b, art. 50 ust. 1 pkt 1 lub art. 50 ust. 1 pkt 2, wykonuje roboty budowlane, podlega grzywnie, karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności do lat 2” [3]. Należy podkreślić, że pojęcie budowy obejmuje również wymianę słupów na inne, zmianę napięcia linii na wyższe, zmianę przewodów linii na przewody o większej obciążalności, zmianę mocy transformatora i inne czynności powodujące zmiany konstrukcyjne lub zmiany oddziaływania na środowisko. Budową jest również przestawienie słupów i inne zmiany związane z położeniem na gruncie. Obiekty energetyczne bez względu na czas i sposób powstawania, muszą spełniać aktualnie obowiązujące przepisy prawa budowlanego i innych ustaw. Należy również przypomnieć, że – jak to napisano w rozdziale 4.2 tego artykułu – przedsiębiorstwo energetyczne musi wykazać konieczność budowy obiektu w danym miejscu lub braku możliwości budowy w innym, np. budowy linii energetycznej wzdłuż drogi publicznej.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne ma na cudzym gruncie linię energetyczną, transformator lub inny obiekt, to musi posiadać tytuł prawny do takiego stanu, np. notarialną umowę czy orzeczenie sądu o służebności. Jeżeli przedsiębiorstwo nie posiada tytułu prawnego do umieszczenia i użytkowania swojej infrastruktury na prywatnej nieruchomości, to właściciel tej nieruchomości może zażądać bezzwłocznego jej usunięcia. Ponadto, na podstawie k.c. art. 344, §1: „Przeciwko temu, kto samowolnie naruszył posiadanie, jak również przeciwko temu, na czyją korzyść naruszenie nastąpiło, przysługuje posiadaczowi roszczenie o przywrócenie stanu poprzedniego i o zaniechanie naruszeń” [2].

Zgodnie z k.c. art. 343 § 1: „Posiadacz może zastosować obronę konieczną, ażeby odeprzeć samowolne naruszenie posiadania. § 2. Posiadacz nieruchomości może niezwłocznie po samowolnym naruszeniu posiadania przywrócić własnym działaniem stan poprzedni; nie wolno mu jednak stosować przy tym przemocy względem osób. Posiadacz rzeczy ruchomej, jeżeli grozi mu niebezpieczeństwo niepowetowanej szkody, może natychmiast po samowolnym pozbawieniu go posiadania

zastosować niezbędną samopomoc w celu przywrócenia stanu poprzedniego” [2]. Zacytowane prawo pozwala rolnikowi na usunięcie słupa lub innego obiektu ze swojego pola. Konstytucja polska mówi, że: „1. Każdy ma prawo do wynagrodzenia szkody, jaka została mu wyrządzona przez niezgodne z prawem działanie organu władzy publicznej. 2. Ustawa nie może nikomu zamykać drogi sądowej dochodzenia naruszonych wolności lub praw” (art. 77). Jeżeli w przeszłości, po zmuszeniu na posiadacza gruntu zgody lub bez takiej zgody ówczesne władze doprowadziły do ustawienia na jego gruncie słupów lub innych obiektów, to ten właściciel może teraz wystąpić o naprawienie szkody. Przedawnienia, zasiedzenia i upływ czasu, o których mowa w ustawach, nie mają w tym przypadku zastosowania (na podstawie ust. 2 powyższego cytatu).

### 5.2. Rekompensaty za korzystanie z cudzej własności

Najczęstszym przypadkiem ugody jest ustanowienie służebności. Za udzielenie służebności przysługuje wynagrodzenie (k.a. art. 305.2 §1 [2]), bez względu na sposób przyznania służebności, włączając orzeczenie sądu o przyznaniu służebności na podstawie zasiedzenia.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie ma tytułu własności gruntu, a między stronami (przedsiębiorstwem energetycznym i właścicielem gruntu) nie ma ugody lub orzeczonego przez sąd stanowiska, to przedsiębiorstwo energetyczne nie ma podstaw prawnych do posiadania i eksploataowania swoich obiektów na prywatnym gruncie. W takiej sytuacji ma zastosowanie art. 405 k.c. „Kto bez podstawy prawnej uzyskał korzyść majątkową kosztem innej osoby, obowiązany jest do wydania korzyści w naturze, a gdyby to nie było możliwe, do zwrotu jej wartości” [2], co oznacza, że przedsiębiorstwo energetyczne powinno zwrócić właścicielowi gruntu pełne dochody, które uzyskało z przesyłu i faktu posiadania (opłaty abonamentowe) swoich urządzeń na tej nieruchomości. Ponadto powinno zrekompensować wszystkie niedogodności i szkody związane z obecnością swoich urządzeń (obiektów) na prywatnym gruncie: „Kto z winy swej wyrządził drugiemu szkodę, obowiązany jest do jej naprawienia” (k.c. art. 415 [2]). W niniejszym artykule jest analizowana sytuacja prawna gruntów prywatnych, jednakże takie same rekompensaty należą się Skarbowi Państwa, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne korzysta z gruntów państwowych. Rekompensata powinna być naliczana za cały okres korzystania z cudzej nieruchomości. Zgodnie z orzeczeniem Sądu Najwyższego nie można przyjąć, że na terenie Polski jest ziemia niczyja, w każdym przypadku domniema się, że grunt ma właściciela. Przedsiębiorstwo energetyczne w momencie budowy miało wiedzę, czy buduje na swoim, czy na cudzym gruncie. Zwleknięcie przez właściciela z żądaniem rekompensaty, a nawet przekazanie tej wierzytelności kolejnym właścicielom (k.c. art. 509. § 1 [2]), nie może być rozumiane jako domniemane oświadczenie woli zrzeczenia się wynagrodzenia (postanowienie Sądu Najwyższego z 28 stycznia 1999 roku, sygn. akt: III CKN 145/9).

Rekompensata powinna uwzględniać: szkody poniesione przez właściciela w skutek braku możliwości użytkowania zajętego gruntu wraz ze strefą oddziaływania (maszyny rolnicze mogą

omijać obiekty po określonym łuku), konieczność ręcznego kultuwowania ziemi w pobliżu obiektów lub koszty konsekwencji braku możliwości wykonania takich operacji (zmniejszenie plonów przez rozsiewanie chwastów), konieczność rezygnacji (np. pod linią) z pewnego typu upraw (np. chmielu, sadu, zalesienia), brak możliwości korzystania z wysokich maszyn rolniczych (np. kombajnów), brak możliwości zabudowy tego terenu i ograniczenie innych zdolności inwestycyjnych, konieczność zachowania stref ochronnych, obniżenie atrakcyjności całej nieruchomości i jej walorów turystycznych i rekreacyjnych, obniżenie jakości, funkcjonalności i wartości podmiotowej danej nieruchomości oraz innych z nią związanych. Rekompensata za okres bezumownego korzystania z nieruchomości, zgodnie z orzeczeniem Sądu Najwyższego (wyroku z 1 lutego 2010 roku, sygn. akt: I CSK 312/09), powinna być ustalona na podstawie stawek rynkowe za korzystanie z danego rodzaju rzeczy (pożytki cywilne), jakie właściciel mógł uzyskać, zawierając umowę najmu lub dzierżawy.

Właściciele gruntów obciążonych infrastrukturą energetyczną w większości przypadków nie posiadają odpowiedniej wiedzy ani środków do wyegzekwowania swoich praw. Jednakże rolnicy i inni drobni właściciele gruntów mogą spodziewać się pomocy od lokalnych władz. Zgodnie z art. 76 naszej Konstytucji: „Władze publiczne chronią konsumentów, użytkowników i najemców przed działaniami zagrażającymi ich zdrowiu, prywatności i bezpieczeństwu oraz przed nieuczciwymi praktykami rynkowymi”. Takimi sprawami może zająć się rzecznik praw obywatelskich, który (według art. 208 Konstytucji) „stoi na straży wolności i praw człowieka i obywatela określonych w Konstytucji oraz w innych aktach normatywnych”. Właściciel obciążonego gruntu może również powierzyć dochodzenie odszkodowania lub sprzedać prawa do odszkodowania, np. wyspecjalizowanej firmie prawniczej: „Wierzyciel może bez zgody dłużnika przenieść wierzytelności na osobę trzecią” (k.c. art. 509 § 1) [2].

## 6. Odpowiedzialność przy wypadkach związanych z infrastrukturą energetyczną

Infrastruktura energetyczna, a w szczególności transformatory o fazowym napięciu dolnym 230 V i linie energetyczne średniego i niskiego napięcia znajdują się na polach, w lasach, na prywatnych podwórkach, w ogrodach i sadach, przy drogach lokalnych i drogach o dużym natężeniu ruchu, przy rzekach i stawach, i w wielu innych niechronionych miejscach. Z tego powodu obiekty energetyczne stosunkowo często stanowią zagrożenie wypadkowe. Odpowiedzialność za wypadek, utratę życia, utratę zdrowia, cierpienia poszkodowanych i za straty materialne ponosi strona lub strony, które przyczyniły się do wypadku.

Ustawa Kodeks cywilny mówi: „§ 1. Kto wytwarza w zakresie swojej działalności gospodarczej (producent) produkt niebezpieczny, odpowiada za szkodę wyrządzoną komukolwiek przez ten produkt. § 2. Przez produkt rozumie się rzecz ruchomą, choćby została ona połączona z inną rzeczą. Za produkt uważa się także zwierzęta i energię elektryczną” (art. 449.1 [2]). Oznacza to, że energia elektryczna jest według prawa produktem niebezpiecznym, a przedsiębiorstwo energetyczne jest odpowiedzialne za szkody z nim związane.

Dla zobrazowania zagrożeń poniżej opisano kilka wypadków. Mieszkaniec wsi, idąc boszo na ryby z aluminiową wędką teleskopową w rękę, zaczepił o linię i uległ porażeniu, w wyniku czego ma sparaliżowaną jedną rękę i jedną nogę. Tłumaczył, że nie wiedział, że dotknięcie do linii jest niebezpieczne. Zakład energetyczny po ustawieniu linii nie poinstruował nawet właściciela gruntu, jakie zagrożenia z tego wynikają. Zdarzyło się, że traktorzysta zaczepił szeroką maszyną rolniczą o słup, niszcząc zarówno maszynę, jak i słup. Okazało się, że słup został postawiony bez zgody na budowę, bez zgody właściciela i w ogóle nie powinno go tam być. Innym razem zakład energetyczny zmodernizował linię i podniósł napięcie z 400 V na 15 kV. Wiedzieli o tym wszyscy okoliczni rolnicy, ale nikt nie rozumiał co to znaczy. Zginęły dwie osoby. Poważną awarię wywołały dzieci, które grając w piłkę spowodowały zniszczenie izolatorów 15 kV i trwałe zwarcie międzyfazowe. Nikt dzieciom ani ich opiekunom nie powiedział, że nie mogą grać w piłkę na podwórku przed swoim domem.

Przywołane przykłady dowodzą, że przedsiębiorstwa energetyczne ustawiają niebezpieczną infrastrukturę na prywatnych terenach i nie zadają sobie trudu, aby poinstruować właścicieli, co można, a czego nie można w ich sąsiedztwie robić. Wiedza z zakresu elektrotechniki przeciętnego dorosłego człowieka kończy się na ogół na fizyce ze szkoły średniej (a czasami jest jeszcze mniejsza) i nie można oczekiwać w takich przypadkach profesjonalnych energetycznych zachowań. W większości wypadków pełna odpowiedzialność leży po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Niezależnie od charakteru zdarzenia, brak tytułu prawnego do korzystania z gruntu przesądza o winie przedsiębiorstwa energetycznego.

## 7. Wnioski końcowe

W państwie o ustroju demokratycznym nie jest możliwe korzystanie z cudzej nieruchomości bez zgody jej właściciela i bez wypłacania uzgodnionej z nim rekompensaty. Uregulowanie praw do korzystania przez przedsiębiorstwa energetyczne z gruntów należących do innych właścicieli, w tym również do Skarbu Państwa, będzie dla tych przedsiębiorstw kłopotliwe i kosztowne. W wielu przypadkach konieczne będzie przeniesienie infrastruktury energetycznej w inne lokalizacje.

## BIBLIOGRAFIA

1. Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z 2 kwietnia 1997 roku, z późniejszymi zmianami.
2. Ustawa Kodeks cywilny z 23 kwietnia 1964 roku, z późniejszymi zmianami.
3. Ustawa Prawo budowlane z 7 lipca 1994 roku, z późniejszymi zmianami.
4. Ustawa o gospodarce nieruchomościami z 21 sierpnia 1997 roku, z późniejszymi zmianami.
5. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

**Grzegorz Błajszczak**

dr inż.

City Energy sp. z o.o.

e-mail: grzegorz.blajszczak@gmail.com

Pracował naukowo na Politechnice Warszawskiej, politechnice w Budapeszcie i na Uniwersytecie Rand Afrikaans w Johannesburgu (1984–1994). Specjalista ds. współpracy z zagranicą w Energoprojekcie-Warszawa SA (1994–1995), menedżer ds. napędów i rezerwowego zasilania w francuskiej firmie Schneider Electric (1995–1996), zastępca dyrektora ds. szkoleń i wdrożeń w Europejskim Oddziale Sterowania Procesami firmy Westinghouse Electric (1996–1999). Od 1999 do 2012 roku zatrudniony w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych, obecnie PSE Operator SA, gdzie zajmował się usługami systemowymi, następnie rozliczeniami międzynarodowej wymiany energii, a w ostatnich latach wdrażaniem nowych technologii oraz jakością energii i zarządzaniem mocą bierną. Od lutego 2012 roku realizował półroczny projekt dot. układów sterowania elektrowni w Emerson Process Management Power & Water Solutions. Aktualnie współpracuje z City Energy sp z o.o. Jest członkiem m.in.: SEP, IEEE, Eurelectric, Komitetu NOT ds. Gospodarki Energetycznej, Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej. Jest rzeczoznawcą w dziedzinie jakości energii elektrycznej, a także autorem ponad 120 publikacji naukowych i technicznych.

## Using Private Properties for Electrical Energy Delivery and Responsibility for Accidents

### Author

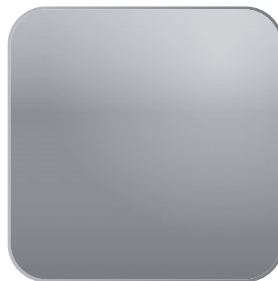
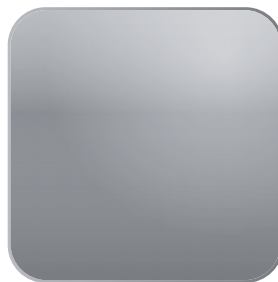
Grzegorz Błajszczak

### Keywords

private properties, compensations, accidents

### Abstract

The Polish power grid, transmission and distribution in large extend use private properties as a localization of their power lines and transformers. These grounds were taken in the past by the power of the communists or recently with negligence of the law. This paper review the most important regulations and show the possible solutions. Some aspects of legal responsibilities are also discussed.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną

## Autorzy

Jarosław G. Korpikiewicz  
Leszek Bronk  
Tomasz Pakulski

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

usługa regulacyjna, OSD, generacja rozproszona

## Streszczenie

W artykule zaproponowano definicje usług regulacyjnych, które mogą być świadczone przez lokalne źródła energii. Dokonano przeglądu technologii wytwarzania z uwzględnieniem możliwości regulacyjnych tych źródeł i oceny możliwości zmiany na żądanie operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) standardowych warunków, pracy źródeł. Przedstawiono korzyści dla OSD wynikające z realizacji tych usług. Zastosowanie usług regulacyjnych pozwoli na wykorzystanie potencjału generacji rozproszonej do poprawy pracy sieci, utworzenie zdecentralizowanego modelu usług SEE oraz umożliwi wzrost przyłączania odnawialnych źródeł energii (OZE) do sieci.

## 1. Usługi regulacyjne

### 1.1. Definicja usług regulacyjnych

Przez usługę regulacyjną rozumiana jest zdolność do pracy w określonych warunkach lub czynność wykonywana przez wytwórcę na polecenie OSD, polegająca na:

- zmianie bazowego dobowego profilu mocy czynnej oddawanej do sieci
- zmianie mocy biernej pobieranej/oddawanej do sieci w stosunku do warunków określonych w umowach o przyłączeniu do sieci i świadczeniu usług dystrybucyjnych.

Przez bazowy dobowy profil mocy czynnej oddawanej do sieci należy rozumieć generację energii elektrycznej wynikającą z podpisanych umów sprzedaży energii elektrycznej/ciepła lub dostępności zasobów odnawialnych. Usługa ta jest realizowana odpłatnie przez jednostkę wytwórczą (JW) na rzecz OSD za wyjątkiem zagrożenia bezpieczeństwa systemu.

Poniżej w tab. 1 zdefiniowano kategorie usług regulacyjnych. Klasyfikacji dokonano ze względu na cel usług, sposób realizacji oraz kontrolę parametrów sieci. Środkami wykonawczymi są zmiana mocy czynnej  $P$ , biernej  $Q$  oraz ograniczanie prądu zwarciovego  $I_{zw}$ . Wielkościami mierzonymi są napięcie  $U$  i częstotliwość  $f$ .

Kategoria usług	P	Q	Kontrola U	Kontrola f	$I_{zw}$
Zmiana na żądanie OSD mocy czynnej	•				
Regulacja częstotliwości	•			•	
Zmiana na żądanie OSD mocy biernej	• <sup>1</sup>	•	• <sup>2</sup>		
Zdolność do pracy w warunkach zakłóceńowych	•	•	•		•
Praca w obwodach wydzielonych	•	•	•	•	

Tab. 1. Powiązanie kategorii usług oraz parametrów sieci

### 1.2. Zmiana na żądanie OSD mocy czynnej

Kategoria usług polega na zmianie mocy czynnej dostarczanej przez DG (ang. *Distributed Generation*, generacja rozproszona) w stosunku do jej wartości wynikającej z dostępności energii pierwotnej (np. FW, PV) lub zaplanowanego programu pracy (np. CHP). Z kategorii tej wydzielono usługi związane z regulacją częstotliwości.

<sup>1</sup> Tylko przy usłudze regulacji napięcia, gdy zmiana mocy biernej jest niewystarczająca, natomiast zmiana mocy czynnej umożliwia dalszą regulację.

<sup>2</sup> Tylko przy usłudze regulacji napięcia, w pozostałych usługach kontrola U w zakresie dopuszczalnym, zależnym od punktu przyłączenia w sieci.

### 1.3. Zmiana na żądanie OSD mocy biernej

Obecnie możliwości generacji mocy biernej przez DG nie są wykorzystywane. W punkcie przyłączenia do sieci źródła, zgodnie w wydanymi warunkami, zapewniają zazwyczaj stały współczynnik mocy. Usługa polega na generacji mocy biernej zależnie od potrzeb sieci, uwzględniając możliwości jednostek wytwórczych (JW). Wykorzystywana jest do regulacji U lub kompensacji Q.

### 1.4. Regulacja częstotliwości

Polega na regulacji mocy czynnej w zależności od częstotliwości. W najlepszym przypadku jest to możliwość naśladowania charakterystyki statycznej generatorów synchronicznych, tj. wzrost mocy przy obniżeniu częstotliwości oraz redukcja mocy przy wzroście częstotliwości. Jednak nie wszystkie rodzaje DG umożliwiają regulację  $f$  w całym paśmie. Z tego powodu wyróżniono kilka usług.

### 1.5. Zdolność do pracy w warunkach zakłóceń

Źródła przyłączone do sieci SN przy wystąpieniu zakłócenia zostają automatycznie odłączane<sup>3</sup>.

Układy automatyki LVRT oraz ZVRT<sup>4</sup> powodują, że elektrownia może pracować przez określony czas w warunkach ograniczonego napięcia. Zdolność do pracy w warunkach zakłóceń może ułatwić operatorowi systemu prowadzenie ruchu w sieci elektroenergetycznej. Celowość wykorzystania opcji LVRT/ZVRT będzie uzależniona od miejsca przyłączenia w sieci (m.in. od sztywności sieci) oraz możliwości dostarczania mocy przez DG w tych warunkach. Dodatkowe korzyści, jakie uzyskuje operator, to zmniejszenie przerw w dostawach energii, podtrzymanie przy zakłóceniu części generacji nieposiadających zdolności LVRT/ZVRT. Ponadto możliwość dostarczania mocy biernej albo/i mocy czynnej w tych warunkach umożliwia ograniczenie skutków zakłóceń w sieci dla odbiorców oddalonych od jego źródła.

Rodzaj JW	Sposób połączenia z siecią	Ograniczenia technologiczne	Możliwość regulacji P	Możliwość regulacji Q	Praca wyspowa	FRT <sup>1</sup>
Siłownie wiatrowe (FW)	Przekształtnik	Zależne od warunków meteorologicznych. Maksymalna moc czynna zależy od prędkości wiatru. Praca w zaniżeniu	Możliwa za pomocą regulacji ustawienia łopaty (ang. <i>pitch control</i> lub <i>active stall control</i> ). Dodatkowo możliwość pracy w zaniżeniu – przekształtnik (regulacja szybkość)	Zależna od możliwości przekształtnika	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika
	Generator dwustronnie zasilany		Możliwa za pomocą regulacji ustawienia łopaty (ang. <i>pitch control</i> lub <i>active stall control</i> )	Zależna od obszaru dopuszczalnej pracy	Możliwa przy odpowiednim sterowaniu przekształtnikami	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika
	Generator asynchroniczny		Możliwa za pomocą regulacji ustawienia łopaty (ang. <i>pitch control</i> lub <i>active stall control</i> )	–	–	–
Elektrownie słoneczne (PV)	Przekształtnik	Zależne od warunków meteorologicznych. Maksymalna moc czynna zależy od natężenia światła. Praca w zaniżeniu	Możliwość pracy w zaniżeniu – przekształtnik	Zależna od możliwości przekształtnika	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika
Elektrownie wodne (EW)	Generator synchroniczny	Ograniczenia wynikające z pozwolenia wodnoprawnego, rodzaju pracy (zbiornikowa, przepływowa, kaskada), możliwości ciekłu wodnego	Możliwa za pomocą sterowania ustawieniem łopaty turbiny, kierownicy lub zasuw	Zależna od wykresu kołowego SG	Możliwa przy układzie synchronizacji umożliwiającym pracę wyspowa	Ograniczona
	Generator asynchroniczny			–	–	–
Kogeneracja (CHP)	Generator synchroniczny	Wynikające z profilu zapotrzebowania na ciepło oraz możliwości akumulacji ciepła	Możliwa za pomocą sterowania strumienia pary wlotowej turbiny	Zależna od wykresu kołowego SG	Możliwa przy układzie synchronizacji umożliwiającym pracę wyspowa	Ograniczona
Kogeneracja – biogazownia (bio)	Generator synchroniczny	Wynikające z profilu produkcji gazu oraz możliwości akumulacji ciepła	Możliwa za pomocą sterowania strumienia pary wlotowej turbiny	Zależna od wykresu kołowego SG	Możliwa przy układzie synchronizacji umożliwiającym pracę wyspowa	Ograniczona
Agregaty	Generator synchroniczny	Techniczne ograniczenia silnika	Sterowanie układem wtryskowym paliwa	Zależna od wykresu kołowego SG	TAK	Ograniczona

<sup>1</sup> Fault ride through – zdolność do pracy w warunkach zakłóceń (LVRT – przy niskim napięciu w sieci, ZVRT – przy braku napięcia w sieci).

Tab. 2 Możliwości realizacji usług regulacyjnych przez DG

<sup>3</sup> IRIESD nie precyzują wymagań w tym zakresie.

<sup>4</sup> LV – Low Voltage, ZV – Zero Voltage, RT – Ride Trough, tj. zdolność do pracy w warunkach zakłóceń.

Lp.	Kategoria	Nazwa usługi	Opis	Możliwość realizacji usługi przez jednostki wytwórcze	JW	Korzyści OSD
1	Zmiana na żądanie OSD mocy czynnej	Zmiana na żądanie mocy czynnej oddawanej do sieci	W ramach świadczenia usługi moc oddawana do sieci przez źródło jest na polecenie OSD różna od tej, która wynika z dostępności energii pierwotnej (np. PV, wiatr, hydroenergetyka) lub uwarunkowań techniczno-technologicznych (np. CHP, biogazownie). Jest to praca z zaniżeniem lub zawyżeniem mocy. Zastosowania: likwidacja zagrożeń pracy sieci SN, zwiększenie możliwości przyłączania nowych źródeł, odsunięcie w czasie inwestycji sieciowych	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające możliwość regulacji mocy czynnej w kierunku jej zaniżenia lub zwiększenia w stosunku do mocy chwilowej	EW, CHP, bio, FW, PV	Zmniejszenie przeciążeń, zastępowalność inwestycji sieciowych ewentualnie przesunięcie inwestycji w czasie, regulacja napięcia, ograniczenie strat sieciowych, wzrost możliwości przyłączenia OZE
2		Praca z odstępem	Usługa polegająca na zmniejszeniu mocy oddawanej do sieci o zadaną wartość w stosunku do dostępności energii pierwotnej i/lub uwarunkowań techniczno-technologicznych źródeł. Usługa pracy z odstępem może być podstawą do świadczenia usługi regulacji pierwotnej	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające możliwość regulacji mocy czynnej w kierunku jej zaniżenia w stosunku do mocy chwilowej	EW, CHP, bio, FW, PV	
3		Ograniczenie gradientu zmian mocy oddawanej do sieci	Usługa polegająca na ograniczeniu 15-minutowych gradientów mocy oddawanej do sieci przez źródła rozproszone w stosunku do standardowych właściwości jednostki wytwórczej i zmian wydajności źródła energii pierwotnej. Usługa świadczona przez źródła o niespokojnym profilu mocy czynnej oddawanej do sieci (FW, PV). Świadczenie usługi zmniejsza w KSE zapotrzebowanie na rezerwę wtórną. Realizacja usługi może odbywać się poprzez pracę z odstępem mocy / pracę z zaniżeniem generacji lub przy współpracy z magazynem energii	Jednostki wytwórcze o dużej zmienności mocy oddawanej do sieci, posiadające możliwość regulacji mocy czynnej. Wymagana modyfikacja układu sterowania mocą czynną umożliwiającą zadanie i utrzymanie maksymalnej szybkości zmian mocy czynnej	FW, PV	
4	Zmiana na żądanie OSD mocy biernej	Regulacja napięcia w punkcie przyłączenia	Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej (pojemnościowej lub indukcyjnej) o wartości wynikającej z wartości zadanej napięcia. Usługa może mieć w przyszłości duże znaczenie w przypadku masowego przyłączania do sieci nn niesterowalnych mikroźródeł (PV, FW)	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające możliwość sterowania mocą bierną oraz posiadające pomiar napięcia w punkcie przyłączenia	FW (przekształtnik lub DFIG), PV, EW (SG), CHP	Regulacja napięcia, optymalizacja strat, ograniczenie liczby przełączeń zaczepek transformatorów
5		Regulacja mocy biernej	Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej w celu kompensacji przepływu mocy biernej w danym obszarze sieci SN	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające możliwość sterowania mocą bierną		
6	Regulacja częstotliwości	Praca z pełną charakterystyką statyczną	Realizowana przez zmianę mocy czynnej w zależności od częstotliwości. Usługa wspomaga działanie usługi systemowej „rezerwa pierwotna/wtórna”. Musi być świadczona równocześnie z: 1. usługą „pracy w odstępie mocy” lub pracy z zaniżoną generacją (w obydwu przypadkach wiąże się to z utratą części produkcji), lub 2. w ograniczonym zakresie bez utraty produkcji przez źródła posiadające możliwość akumulacji energii pierwotnej lub współproduktów procesu wytwarzania energii elektrycznej <sup>1</sup> . Jedną z cech źródeł rozproszonych wyposażonych w przekształtnik dla wyprowadzenia mocy (FW, PV) jest możliwość niemal natychmiastowej zmiany mocy oddawanej do systemu <sup>2</sup>	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające: 1. możliwość regulacji mocy czynnej w zakresie $P_{min} - P_n$ z prędkością 0,05 Pn/sek. 2. możliwość trwałej pracy z mocą wynikającą z chwilowej wydajności źródła energii pierwotnej w zakresie częstotliwości $49,0 \leq f \leq 51,5$ [Hz]	CHP, bio, EW	wzrost udziału w regulacji częstotliwości, ograniczenie wzrostu generacji niekonwencjonalnej przy $f > 50,2$ [Hz], wzrost możliwości przyłączenia OZE
7		Praca z ograniczeniem mocy czynnej przy wyższej częstotliwości	Usługa regulacji częstotliwości świadczona (w odróżnieniu od usługi z pełną charakterystyką statyczną) tylko w górnym paśmie częstotliwości (powyżej $f = 50$ Hz), redukując liniowo moc czynną zależnie od wzrostu częstotliwości <sup>2</sup>	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające: 1. możliwość regulacji mocy czynnej w kierunku jej zmniejszenia z prędkością 0,05 Pn/sek. w stosunku do wartości wynikającej z chwilowej wydajności źródła energii pierwotnej 2. możliwość trwałej pracy z mocą wynikającą ze statyzmu regulacji w zakresie częstotliwości co najmniej do $50 \leq f \leq 51,5$ [Hz]	FW, PV	
8		Praca z utrzymaniem mocy czynnej przy obniżonej częstotliwości	Usługa świadczona tylko w dolnym paśmie częstotliwości (poniżej $f = 50$ Hz) we wszystkich trybach pracy źródła, polegająca na: 1. utrzymaniu mocy oddawanej do sieci jak przy częstotliwości sieciowej (tryb „bez ograniczeń mocy”) lub 2. osiągnięciu mocy wynikającej z możliwości technicznych jednostki niższej niż przy częstotliwości sieciowej (tryb „z ograniczeniami mocy” źródła). Polega ona na niewyłączeniu się JW przy obniżce $f$ i dostarczeniu deficytowej mocy czynnej w granicy możliwości technicznych JW <sup>7</sup>	Jednostki wytwórcze, których dokumentacja techniczna przewiduje możliwość pracy z częstotliwością poniżej 50 Hz. W celu dotrzymania charakterystyk usługi mogą być wymagane zmiany w układach automatyki	FW, PV	

Lp.	Kategoria	Nazwa usługi	Opis	Możliwość realizacji usługi przez jednostki wytwórcze	JW	Korzyści OSD
9	Zdolność do pracy w warunkach zakłóceń	Przejście przez zwarcie	Usługa polega na pracy jednostki (niewylączeniu się jej) w przypadku zapadów napięcia. Najczęstszą ich przyczyną są zwarcia w sieci. Celem usługi jest zapobieżenie utracie znacznej generacji w sieciach SN w przypadku rozległych obszarowo zapadów napięcia. Dodatkowo w sieciach SN usługa stwarza możliwość podtrzymania napięcia na liniach w przypadku lokalnych zwarc	Źródła posiadające zdolność ograniczania prądu zwarciego do wartości bezpiecznej	FW (prze-kształtnik, DFIG), PV  EW (SG), CHP i bio – w ograniczonym zakresie	Zmniejszenie przerw w dostawach energii, zmniejszenie zagrożenia wystąpienia awarii systemowej, zmniejszenie prawdopodobieństwa utraty części generacji w skutek zakłócenia, konieczność utrzymywania rezerwy wirującej
10		Podtrzymanie napięcia	Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej o dużych wartościach w kierunku regulacji napięcia przez zadany maksymalny czas, nawet w warunkach zakłóceń (odchyłce napięcia o co najmniej 10%). Zastosowanie tej usługi umożliwia obniżenie skutków zwarc dla odbiorców przyłączonych w pewnej odległości od miejsca zwarcia	Posiadają zdolność ograniczania prądu zwarciego do wartości bezpiecznej. Posiadają zdolność pracy w trybie regulacji napięcia z możliwością chwilowej generacji ponad-znamionowej mocy biernej		
11		Odbudowa mocy czynnej	Polega na wytwarzaniu mocy czynnej o wartości co najmniej 0,9 wartości mocy znamionowej lub wynikającej z wydajności źródła energii pierwotnej w warunkach zakłóceń po powrocie napięcia do wartości 0,85 Un przez zadany maksymalny okres czasu. Usługa umożliwia obniżenie skutków zwarc dla odbiorców przyłączonych w pewnej odległości od miejsca zwarcia	Posiadają zdolność ograniczania prądu zwarciego do wartości bezpiecznej. Praca w trybie regulacji napięcia z chwilową mocą czynną		
12	Praca w obwodach wydzielonych	Usługa samostartu	Polega ona na możliwości uruchomienia jednostki przy braku napięcia w sieci. Źródła oferujące tę usługę muszą mieć możliwość generacji napięcia o wymaganych parametrach, gdy w sieci nie ma napięcia. Usługa ta będzie wykorzystana dla pracy wyspowej. Dla każdej wyspy powinna być co najmniej jedna jednostka oferująca tę usługę. Jednostki oferujące tego typu usługę muszą być zrealizowane w technologii umożliwiającej samostart w sposób naturalny lub korzystać z innych źródeł energii, np. zasobników	Jednostki wyposażone w generatory samowzbudne z akumulatorowym podtrzymaniem zasilania dla układów sterowania i telekomunikacji. Jednostki wyposażone w odpowiednio zaprojektowane inwertery umożliwiające ich pracę na niezasilaną sieć z akumulatorowym podtrzymaniem zasilania dla układów sterowania i telekomunikacji (np. elektrownie słoneczne, wiatrowe)	Agregaty, FW (prze-kształtnik), EW (SG), PV	Zmniejszenie przerw w dostawach energii, zmniejszenie zagrożenia wystąpienia awarii systemowej, zmniejszenie prawdopodobieństwa utraty części generacji wskutek zakłócenia
13		Praca wyspowa	Usługa polega na wytwarzaniu mocy czynnej i/lub biernej do wydzielonego obszaru sieci. Muszą to być jednostki z możliwością regulacji częstotliwości z pełną charakterystyką statyczną. Podczas pracy wyspowej wymagana będzie modyfikacja działania urządzeń EAZ zainstalowanych w obszarze wyspy. Nastawy statyzmu muszą być wyznaczone dla konkretnej wyspy. Do pracy równoległej na obszar wydzielony powinny być szczególnie wykorzystane jednostki o dużej dyspozycyjności	Jednostki wytwórcze o szerokim zakresie regulacji mocy czynnej/biernej w dynamiczny sposób. Część jednostek może być niesterowanych, jeśli w wydzielonej wyspie istnieje pewna stała wartość minimalnego zapotrzebowania (podstawa zapotrzebowania) w całym czasie pracy wyspy. Cechą pożądaną będzie również zdolność do pracy w warunkach zakłóceń	Agregaty, CHP, bio, FW (prze-kształtnik, DFIG), EW (SG), PV	

<sup>1</sup> Po wyczerpaniu zdolności akumulacji źródło może nadal świadczyć usługę z utratą części produkcji.

<sup>2</sup> Usługa świadczona tylko przez źródła nie posiadające w warunkach przyłączenia wpisu o obligatoryjnych warunkach pracy w zależności od częstotliwości lub obowiązek ten nie wynika z instrukcji ruchu. Źródła te obligatoryjnie muszą być wyposażone w automatykę realizującą w.w. funkcjonalność.

Tab. 3. Katalog usług regulacyjnych

## 1.6. Praca w obwodach wydzielonych

Główną usługą w tej kategorii jest praca wyspowa. Jej zastosowanie poprawia niezawodność zasilania części odbiorców. Skutkuje to poprawą wskaźników SADI/SAFI. Proces wydzielania wyspy oraz jej likwidacji musi być realizowany przez OSD za pomocą infrastruktury wyposażonej w zdalnie sterowane łączniki. W przypadku pracy wyspowej, konieczna jest zarówno regulacja mocy czynnej, jak i napięcia. W trybie tym możliwa jest praca autonomiczna oraz równoległa. W przypadku pracy autonomicznej JW musi poza zdolnością do samostartu mieć również możliwość wytworzenia napięcia o wymaganym poziomie

w punkcie przyłączenia (przy braku napięcia w sieci) oraz możliwość zbilansowania wydzielonego obszaru.

## 2. Przegląd możliwości technicznych realizacji usług regulacyjnych przez różne technologie

Możliwość dostarczania/pobierania mocy biernej zależna jest od aktualnej mocy czynnej i obszaru dopuszczalnej pracy JW. Pominięto możliwość regulacji mocy biernej przez sterowane baterie kondensatorów.



### 3. Katalog usług regulacyjnych

Zestawienie usług regulacyjnych zostało skrótkowo przedstawione w tab. 3. Wyróżniono 13 usług. Ograniczenia w realizacji tych usług przez DG przedstawiono w tab. 2.

### 4. Wnioski końcowe

Wymagany wzrost udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym implikuje nowe problemy występujące w sieciach dystrybucyjnych, jak i nowe zadania dla OSD. Zastosowanie usług regulacyjnych pozwoli na wykorzystanie generacji rozproszonej do poprawy pracy sieci, utworzenie modelu zdecentralizowanego usług SEE oraz umożliwi wzrost przyłączania OZE do sieci. Możliwości techniczne w zakresie realizacji usług przez DG są zależne od rodzaju zastosowanych urządzeń energoelektronicznych do wyprowadzenia mocy. Obecnie stosowane układy w DG podłączanych do SN lub nn nie posiadają dużych zdolności regulacyjnych. Jednak rozwój urządzeń energoelektronicznych oraz wzrost wymagań stawianych przyłączanym źródłom spowodują zastosowanie zaawansowanych urządzeń przekształtnikowych, jak ma to miejsce w farmach wiatrowych przyłączanych do WN.

Przyłączanie niesterowanych DG o dynamicznie zmieniającej się mocy (np. FW, PV) może powodować problemy jakościowe energii elektrycznej oraz wzrost zapotrzebowania na bilansowanie systemu (rezervę pierwotną/wtórą). Powszechne zastosowanie usług regulacyjnych wśród DG podłączonych do SN poprawi stan pracy sieci. W przypadku wzrostu przyłączonych niesterowanych źródeł i jednoczesnym przyłączeniu DG z uruchomionymi usługami regulacyjnymi umożliwi utrzymanie stanu sieci na wymaganym poziomie.

Przystosowanie DG do realizacji usług regulacyjnych wymaga ich modernizacji, zmiany układów sterowania oraz budowy wspólnego systemu telekomunikacyjnego, umożliwiającego ich zdalne sterowanie. Wymagać to będzie opracowania wspólnego standardu komunikacji i sterowania w ramach OSD. Ponadto realizacja usług będzie się wiązała z utratą korzyści przez wytwórców (utrata produkcji energii czynnej, utrata certyfikatów, wzrost kosztów eksploatacji). Żeby umożliwić rozwój usług regulacyjnych, musi powstać mechanizm rekompensaty utraconych korzyści oraz pokrywający koszty inwestycyjne, modernizacji oraz testów i uruchomień.

---

#### Jarosław G. Korpikiewicz

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk | Politechnika Gdańska

e-mail: jkor@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechnika i Automatyka Politechniki Gdańskiej, na kierunku automatyka (2002). Zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: usługi systemowe i regulacyjne, problematykę pracy systemu elektroenergetycznego, automatykę elektrowni i SEE oraz zastosowanie odnawialnych źródeł energii. Doktorant Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

#### Leszek Bronk

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechnika i Automatyka na kierunku elektrotechnika. Od 2000 roku zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się problematyką rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz zagadnieniami powiązаныmi z energetyką.

#### Tomasz Pakulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechnika i Automatyka, kierunek elektrotechnika (2005). Zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: problematykę pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii.

## Capabilities Deliver Ancillary Services Provided by Decentralized Energy Generation

### Authors

Jarosław G. Korpikiewicz  
Leszek Bronk  
Tomasz Pakulski

### Keywords

decentralized energy generation, ancillary service, DSO

### Abstract

Proposed definitions of regulatory services that can be provided by a local energy source. A review of manufacturing technology including the ability to regulate these sources and assess the potential changes in demand DSO standard conditions sources. DSO shows the benefits resulting from the implementation of these services. The use of regulatory services will allow the potential of distributed generation to improve the performance of the network, the creation of a decentralized model of services and enable growth RES connecting to the network.

# Metodyka wykorzystania usług regulacyjnych świadczonych przez generację rozproszoną przy planowaniu rozwoju sieci SN

## Autorzy

Jarosław G. Korpikiewicz  
 Leszek Bronk  
 Tomasz Pakulski

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

usługa regulacyjna, generacja rozproszona, SN

## Streszczenie

Autorzy artykułu prezentują procedurę identyfikacji potencjalnych możliwości wykorzystania usług regulacyjnych, świadczonych przez konwencjonalne oraz odnawialne źródła wytwórcze przy planowaniu rozwoju sieci SN, przez operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD). Przedstawiono sposób traktowania usług regulacyjnych jako alternatywę dla realizacji tradycyjnej modernizacji sieci dystrybucyjnej. Określono składniki kosztów oraz możliwości techniczne świadczenia usług regulacyjnych przez źródła przyłączone do sieci SN.

## 1. Wstęp

Podstawową działalnością operatora systemu jest dostawa energii elektrycznej do odbiorcy końcowego w sposób niezawodny, przy dotrzymaniu wymaganych parametrów jakości. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw powinno odbywać się przy możliwie najniższych kosztach oraz przy zastosowaniu technologii przyjaznych ekologicznie. Utrzymanie niezawodnej pracy sieci może wiązać się z modernizacją elementów sieciowych, budową nowych odcinków linii, instalacją transformatorów, zastosowaniem odpowiednich urządzeń regulacyjnych i urządzeń kompensujących zaburzenia w sieci, m.in. baterie kondensatorów, dławiki, układy SVC, STATCOM.

Alternatywnym podejściem do poprawy pracy sieci może być wykorzystanie technicznych możliwości źródeł przyłączonych do sieci, w postaci świadczonych przez nie usług regulacyjnych, tj. regulacji mocy, napięcia, pracy wyspowej czy zdolności do pracy w warunkach zakłóceń.

## 2. Określenie zdolności regulacyjnych

Ocena możliwości technicznych poszczególnych źródeł generacji rozproszonej wskazuje na znaczny potencjał wspomaganie pracy systemu elektroenergetycznego poprzez świadczenie przez nie usług regulacyjnych. Określenie nastaw dla układów regulacji źródeł wytwórczych, świadczących usługi regulacyjne, wymaga przeprowadzenia prac studialnych, których zakres jest uzależniony od obszaru sieci, parametrów elektrycznych instalacji, rozkładu zapotrzebowania oraz charakteru odbiorów. Do oszacowania wymaganych zdolności regulacyjnych konieczne jest przeprowadzenie analiz statycznych oraz dynamicznych na

uprzednio przygotowanym modelu sieci SN, uwzględniającym aktualną topologię sieci oraz zmienność obciążeń.

Każda analiza wymaga opracowania modelu sieci SN oraz ekwiwalentu sieci zewnętrznej, odwzorowującego statyczne oraz dynamiczne zachowanie zredukowanego obszaru sieci.

Przed przystąpieniem do opracowania modelu należy:

- zidentyfikować istniejące i/lub przyszłe zagrożenia dla pracy sieci SN w danym obszarze
- wskazać usługę regulacyjną rozważaną do zastosowania dla danego źródła w danym punkcie sieci
- zdefiniować modelowany obszar sieci (struktura sieci SN, lokalizacja analizowanego źródła, występowanie innych źródeł generacyjnych, niespokojnych odbiorów itp.).

## 3. Procedura identyfikacji możliwości wykorzystania usług regulacyjnych

Procedura stanowi algorytm postępowania OSD w celu określenia technicznej i finansowej wykonalności wykorzystania usług regulacyjnych z konkretnego źródła zlokalizowanego w określonym punkcie sieci, w którym występują lub mogą wystąpić zakłócenia bezpieczeństwa i niezawodności pracy. Wykonywana jest każdorazowo w przypadku:

- wystąpienia o wydanie warunków przyłączenia nowego wytwórcy do sieci SN lub zmianę wcześniej wydanych warunków
- sporządzania planów rozwoju sieci SN
- zgłoszenia/stwierdzenia problemów napięciowych lub przeciążeniowych w sieci SN.

Procedura zakłada identyfikację problemów pracy sieci SN poprzez:

- budowę modeli sieci SN odpowiadającą rozpatrywanemu horyzontowi czasu
- wykonanie obliczeń rozptylowych umożliwiających identyfikację potencjalnych problemów w pracy sieci SN.

W przypadku stwierdzenia problemów dokonuje się:

- oceny czasu [h/rok], przez który sieć SN może nie spełniać wymogów jakości dostaw i/lub bezpieczeństwa pracy
- określenia wymagań ze strony OSD w stosunku do dyspozycyjności i zakresu regulacji źródeł, niwelujących zidentyfikowane problemy w sieci SN
- oceny możliwości spełnienia wymagań przez istniejące/potencjalne źródła oraz oszacowania zapotrzebowania na usługi regulacyjne ze źródeł w sieci SN wraz ze wstępną wyceną kosztów ich świadczenia
- określenia alternatywnych działań OSD, niwelujących zidentyfikowane problemy w sieciach SN wraz z oszacowaniem kosztów rozwiązań alternatywnych
- porównania kosztów świadczenia usług regulacyjnych przez wytwórców z kosztami konwencjonalnej modernizacji sieci.

## 4. Identyfikacja zagrożeń pracy sieci SN

### 4.1. Topologia sieci

W celu identyfikacji zagrożeń pracy sieci zakłada się opracowanie modeli odwzorowujących topologię badanego obszaru sieci SN oraz zapotrzebowanie na moc odbiorców energii w danym horyzoncie czasowym.

W przypadku występowania sezonowych zmian topologii sieci SN uwzględnia się je, różnicując modele, np. lato, zima. Dotyczy to również częstych i/lub długotrwałych zmian punktów podziału wynikających z warunków pracy sieci. Topologia sieci powinna uwzględniać zdeterminowane w badanym horyzoncie czasowym inwestycje sieciowe.

Obciążenie oraz generacja przyłączona do sieci nn jest reprezentowana w węzłach sieci SN/nn, podobnie jak odbiorcy przyłączeni bezpośrednio do sieci SN.

### 4.2. Zapotrzebowanie odbiorców na moc

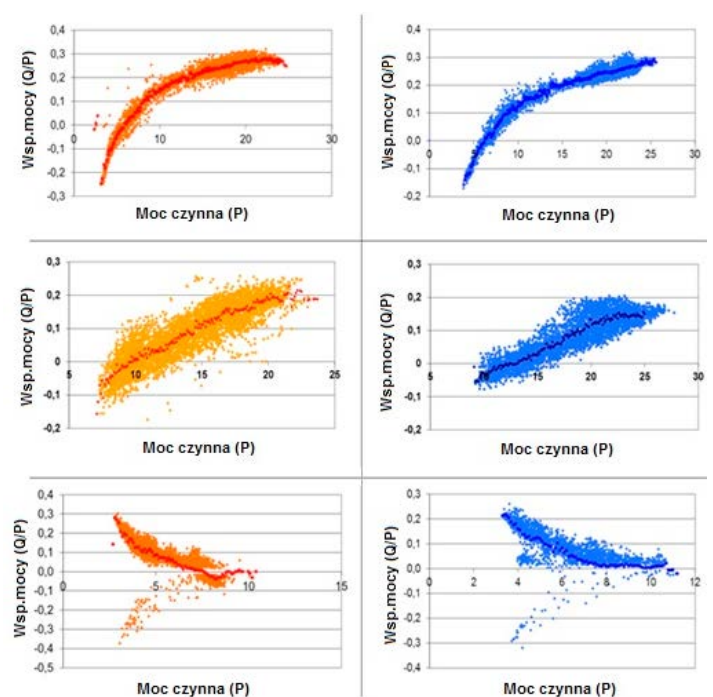
Model zapotrzebowania na moc czynną odbiorców jest tworzony na podstawie opracowanego w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk systemu predykcji mocy WPM (węzłowa prognoza mocy). Program umożliwia m.in. wykonywanie prognoz zapotrzebowania w węzłach sieci SN/nn w horyzoncie pięcioletnim, tj. odpowiadającym okresowi planowania rozwoju sieci SN przez operatorów OSD.

Prognozy mocy w poszczególnych węzłach sieci są wykonywane na podstawie informacji obejmujących m.in.:

- dane historyczne z systemów informatycznych, opisujące rzeczywiste wartości obciążeń stacji

- dane historyczne i prognozy makroekonomiczne oraz demograficzne sporządzone dla poszczególnych regionów, województw czy powiatów Polski
- trendy dynamiki zmian przyłączeń nowych odbiorców
- dane z Głównego Urzędu Statystycznego
- informacje o potencjale rozwoju przedstawiane w dokumentach strategicznych i planistycznych poziomu lokalnego oraz krajowego<sup>1</sup>.

Zapotrzebowanie na moc bierną jest określane na podstawie zależności współczynnika mocy w funkcji zapotrzebowania na moc czynną, które dla poszczególnych głównych punktów zasilających (GPZ) mogą mieć różny charakter. Przykładowe zależności przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Przykładowa zależność współczynnika mocy w funkcji mocy czynnej dla trzech wybranych GPZ w sezonie letnim (po lewej stronie) oraz zimowym (po prawej stronie)

### 4.3. Generacja

Generacja przyłączona do sieci nn jest modelowana na podstawie zestawów odnawialnych źródeł energii, instalowanych u statystycznego odbiorcy indywidualnego. W skład zestawu wchodzi panele fotowoltaiczne i/lub turbiny wiatrowe. Jednostkowe moce urządzeń oraz skład zestawu są określane w zależności od potencjału rozwoju poszczególnych typów generacji na określonym obszarze sieci.

Przypisanie źródła energii odnawialnej do konkretnego odbiorcy pozwoli na zagregowanie generacji w stacjach SN/nn, a w konsekwencji przeprowadzenie analiz warunków pracy sieci SN przy różnych poziomach nasycenia mikrogeneracji.

<sup>1</sup> Plany zagospodarowania przestrzennego, projekty założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe itp.

Do analiz przyjmowana jest maksymalna możliwa moc oddawana do sieci przez źródła generacji rozproszonej zainstalowane na danym obszarze sieci SN. Wielkość mocy jest skorygowana o przyjęty wskaźnik penetracji gospodarstw domowych<sup>2</sup>. Całkowita moc zainstalowanych zestawów generacji rozproszonej na terenie kraju odpowiada wartościom określonym w strategicznych dokumentach rządowych<sup>3</sup>.

#### 4.4. Wstępna symulacja warunków pracy sieci

Obliczenia rozplływowe mają na celu identyfikację możliwości wystąpienia przeciążeń elementów sieci, przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć czy obniżenia wskaźników jakości energii. W przypadku stwierdzenia zagrożeń dla bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci wykonywane są działania przedstawione w rozdziale 5.

### 5. Likwidacja zagrożeń pracy sieci przy użyciu metod tradycyjnych oraz przy wykorzystaniu usług regulacyjnych

#### 5.1. Określenie czasu, przez który sieć SN może nie spełniać wymogów jakości dostaw i/lub bezpieczeństwa pracy

Na podstawie historycznych profili obciążeń utworzonych z wykorzystaniem danych z systemu SCADA oraz wyznaczonych w horyzoncie pięcioletnim zmian obciążeń w poszczególnych węzłach sieci określa się czas trwania zagrożeń.

#### 5.2. Określenie wymagań ze strony OSD w stosunku do dyspozycyjności i zakresu regulacji źródeł niwelujących problemy w sieciach SN

Jeżeli zmiana mocy czynnej lub biernej, oddawanej do sieci przez analizowane źródło/źródła przyłączone do sieci SN, pozwala na likwidację zidentyfikowanych zagrożeń, na podstawie analiz rozplływowych określa się wymagany zakres tych zmian. W obliczeniach uwzględnia się zmianę mocy czynnej i/lub biernej w stosunku do standardowego profilu pracy oraz określa się wpływ zmian na wielkość obciążeń linii SN i/lub poziomy napięć. Ponadto oszacowuje się wolumen energii, którą źródło wytworzy/nie wytworzy na skutek odchylenia standardowego grafiku generacji. Podstawą szacowania jest odchylenie od grafiku wynikające z analiz rozplływowych oraz szacunkowy czas, którym mogą występować zagrożenia w pracy sieci.

#### 5.3. Ocena możliwości spełnienia wymagań OSD przez istniejące/potencjalne źródła. Oszacowanie zapotrzebowania na usługi regulacyjne i wstępna wycena kosztów ich świadczenia

Ocenia się, czy przyłączone/przyłączane źródła są w stanie dostarczyć wymaganego zakresu regulacji z uwzględnieniem

technologii, typu źródeł i rzeczywistych zakresów regulacji. Wówczas szacowane są koszty świadczenia usługi, wykorzystując składniki kosztów określone dla poszczególnych typów generacji rozproszonej, przedstawione w rozdziale 6.

### 5.4. Określenie konwencjonalnych działań OSD, niwelujących zidentyfikowane problemy w sieciach SN. Oszacowanie kosztów wdrożenia rozwiązań

Analizuje się tradycyjne metody likwidacji zagrożeń pracy sieci uwzględniające:

- wykorzystanie istniejących środków (zmiana zaczepek transformatorów, liczby załączonych kondensatorów i/lub dławików itp.)
- wykonanie inwestycji sieciowych (zmiana przekrojów przewodów, topologii sieci itp.).

Jeśli przedstawione działania przynoszą pożądane rezultaty, określa się koszt ich wdrożenia.

### 6. Zasady uznawania kosztów zakupu usług regulacyjnych przez osd jako uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności

Wstępny szacunek kosztów świadczenia usług jest jednym z elementów procesu identyfikacji możliwości wykorzystania źródeł rozproszonych w procedurach planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej SN. Zidentyfikowane koszty mogą stanowić podstawę do składania ofert przez wytwórców oraz do oceny proponowanych cen usług regulacyjnych przez OSD oraz prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Przy określaniu kosztów świadczenia usług przez wytwórców zakłada się uwzględnienie wyłącznie składników kosztów, bezpośrednio związanych ze świadczeniem usługi.

Koszty świadczenia usług możemy podzielić na:

- stałe, wynikające z nakładów inwestycyjnych związanych z dostosowaniem istniejącej infrastruktury elektrowni do potrzeb regulacyjnych, zależne od rodzaju świadczonej usługi oraz stanu technicznego elektrowni
- zmienne, związane bezpośrednio z fizycznym świadczeniem usług regulacyjnych. Określone są przez korzyści utracone, związane z pracą elektrowni w nieoptymalnych warunkach powodujących pogorszenie sprawności wytwarzania, skutkujące zmniejszeniem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz innych utraconych przychodów, np. certyfikatów
- dodatkowe koszty zmienne, również w przypadku sprzedaży ciepła do odbiorców
- dodatkowe koszty eksploatacyjne wynikające z pracy źródła w warunkach innych od nominalnych, powodujące skrócenie okresu eksploatacji urządzeń oraz konieczność zwiększenia intensywności prac konserwacyjno-remontowych, wykonywanych w obiektach.

<sup>2</sup> Wskaźnik określa procentowo liczbę odbiorców na danym obszarze sieci wyposażonych w źródła mikrogeneracji.

<sup>3</sup> „Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”.

Typ elektrowni	Technologia		Rodzaj usługi regulacyjnej		
			Regulacja mocy czynnej	Regulacja mocy biernej	Praca wyspowa
Elektrownie wiatrowe	Generator synchroniczny (połączenie przez przekształtnik)		Tak	Tak	Tak
	Generator asynchroniczny klatkowy	Pitch control	Tak	Nie	Nie
		Stall control	Nie	Nie	Nie
	Generator asynchroniczny, dwustronnie zasilany typu DFIG		Tak	Tak	Tak
Biogazownie rolnicze	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak
Biogazownie przy oczyszczalniach ścieków	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak
Biogazownie składowiskowe	Generator synchroniczny		Tak ograniczona	Tak ograniczona	Tak ograniczona
	Generator asynchroniczny		Nie	Nie	Nie
CHP	Generator synchroniczny		Tak	Tak/ Tak ograniczona	Tak
Elektrownie wodne	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak
	Generator asynchroniczny		Nie	Nie	Nie

Tab. 1. Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne typy źródeł generacji rozproszonej

## 6.1. Analiza finansowa alternatywnych wariantów

Operator systemu ma możliwość wyboru alternatywnych rozwiązań, gwarantujących niezawodne dostawy energii do odbiorców w postaci realizacji inwestycji sieciowej lub wykorzystania usługi regulacyjnej ze źródła rozproszonego. Wybór optymalnego rozwiązania jest w znacznej mierze uzależniony od wyników projekcji finansowej obydwu wariantów likwidacji zagrożeń.

Koszty uzasadnione zakupu usług regulacyjnych muszą spełniać warunek:

$$K_U^3 \geq K_{CW}$$

gdzie:  $K_U$  – koszty wynikające z uniknięcia tradycyjnych metod likwidacji zagrożeń pracy sieci,

$K_{CW}$  – zdyskontowane z wieloletnia całkowite koszty świadczenia usług przez wytwórcę.

## 7. Możliwości techniczne świadczenia usług regulacyjnych przez źródła przyłączone do sieci SN

Możliwości techniczne świadczenia poszczególnych usług regulacyjnych przez zidentyfikowane źródła generacji rozproszonej, przyłączone do sieci SN, scharakteryzowano w tab. 1.

## 8. Wnioski końcowe

Obecnie obserwowany jest w Polsce intensywny rozwój generacji rozproszonej z wykorzystaniem konwencjonalnych, jak i odnawialnych źródeł wytwórczych. Planowane zmiany sposobu finansowania OZE przyczynią się do wzrostu mocy zainstalowanej

źródeł rozproszonych w sieciach SN oraz nn. Wymusi to konieczność realizacji dodatkowych inwestycji sieciowych w celu zagwarantowania niezawodności dostaw energii.

Podstawą do wykorzystania przez OSD usług regulacyjnych, przy prowadzeniu i planowaniu rozwoju sieci, są odnoszone przez niego korzyści, tj. ograniczenie strat sieciowych, poprawa wskaźników niezawodności dostaw energii (SAIDI, SAIFI itp.) i związane z tym uniknięte koszty rekompensat dla odbiorców, poprawa jakości energii.

Możliwość wykorzystania generacji rozproszonej w celach regulacyjnych stanowi alternatywę dla realizacji obecnie stosowanej, tradycyjnej modernizacji sieci, wykonywanej przez OSD w celu zwiększenia niezawodności pracy sieci.

Ocena możliwości technicznych poszczególnych źródeł generacji rozproszonej wskazuje na znaczny potencjał wspomagania pracy systemu elektroenergetycznego poprzez świadczenie przez nie usług regulacyjnych. Pojedyncze źródła mogą posiadać różne wady uniemożliwiające wykorzystanie ich w niektórych usługach, jednak odpowiednie ich zagregowanie oraz implementacja odpowiednich algorytmów sterowania pozwalają zmniejszyć lub całkowicie zniwelować te wady.

Świadczenie usług regulacyjnych przez źródła generacji rozproszonej wymagać będzie w wielu przypadkach nakładów inwestycyjnych, związanych z dostosowaniem istniejącej infrastruktury do potrzeb regulacyjnych, oraz uwzględnienia kosztów związanych bezpośrednio z fizycznym świadczeniem usług przez poszczególne typy źródeł. Za uzasadniony poziom opłat za zakup usług należy uznać koszt, niższy od alternatywnych kosztów, które ponosiłby OSD w związku z prowadzoną działalnością operatorską.

### **Jarosław G. Korpikiewicz**

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

Politechnika Gdańska

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechnika i Automatyka, kierunek automatyka (2002). Zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: usługi systemowe i regulacyjne, problematykę pracy systemu elektroenergetycznego, automatykę elektrowni i SEE oraz zastosowanie odnawialnych źródeł energii. Doktorant Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

### **Leszek Bronk**

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechnika i Automatyka, kierunek elektrotechnika. Od 2000 roku zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się problematyką rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz zagadnieniami powiązаныmi z energetyką.

### **Tomasz Pakulski**

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechnika i Automatyka, kierunek elektrotechnika (2005). Zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: problematykę pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii.

## **Methodology of Using Ancillary Services Provided by Distributed Generation for Planning and Development MV Network Processes**

### **Authors**

Jarosław G. Korpikiewicz

Leszek Bronk

Tomasz Pakulski

### **Keywords**

ancillary service, distributed generation, MV network

### **Abstract**

The paper presents a procedure for the identification potential of ancillary services provided by distributed generation for DSO needs, including technical and economic aspects. Services are an alternative to the traditional network modernization, carried out in order to enhance grid reliability by eliminating identified threats. Technical capabilities using ancillary services provided by generation resources in MV grid and pricing principles was proposed in this paper.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)



## Zryczałtowana usługa operatora handlowo-technicznego na potrzeby rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce

### Autorzy

Zbigniew Prondziński  
Tomasz Rubanowicz

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

### Słowa kluczowe

rynek bilansujący, elektrownie wiatrowe, prognozowanie

### Streszczenie

Rozwój rynku energii elektrycznej sprawił, że branża energetyczna stała się atrakcyjna inwestycyjnie dla wielu przedsiębiorców. Trwający od kilku lat proces liberalizacji rynku energii elektrycznej przyczynił się do świadczenia nowych usług na rzecz inwestorów zainteresowanych rozwojem branży energetycznej. W ostatnich latach do grona najbardziej dynamicznie rozwijających się źródeł wytwórczych zalicza się elektrownie wiatrowe. Niewielu inwestorów zdaje sobie sprawę z konsekwencji przyłączenia elektrowni wiatrowych do krajowej sieci elektroenergetycznej, jak również z późniejszej eksploatacji tychże źródeł. Po zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej inwestorzy zobowiązani są do prognozowania generacji mocy wytwórczej w horyzoncie dwudziestoczterogodzinnym z wyprzedzeniem dobowym. Charakter pracy elektrowni wiatrowych sprawia, że predykcja mocy nie należy do łatwych czynności i w efekcie właściciele ponoszą koszty za odchylenia na rynku bilansującym (niezbilansowanie). Powstające koszty mogą przyczynić się do braku płynności finansowej właściciela projektu, a w efekcie do bankructwa. Opcjonalnym rozwiązaniem dla właściciela farmy wiatrowej jest zryczałtowana usługa operatora handlowego.

W artykule przedstawiono analizę wybranych modeli prognostycznych, wykorzystywanych do predykcji mocy wytwórczej elektrowni wiatrowych, czynników wpływających na prognozy oraz model współpracy z kontrahentami poprzez usługę operatora handlowego.

### 1. Rynek energii elektrycznej

Rozwój rynku energii elektrycznej (REE) sprawił, że branża energetyczna stała się atrakcyjna inwestycyjnie dla wielu przedsiębiorców. Uruchomienie rynku bilansującego (RB) w 2001 roku było jednym z kroków ku liberalizacji REE. RB jest tzw. rynkiem technicznym, który służy do bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Na rynku dochodzi do realizacji zawartych przez uczestników umów kupna/sprzedaży energii i bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w KSE. Istnienie RB jest niezbędne dla funkcjonowania rynku energii, a udział w nim podmiotów kupujących energię jest obowiązkowy [1].

Funkcjonowanie RB możliwe jest jedynie dzięki zdolności szybkiego zwiększenia lub zmniejszenia produkcji energii elektrycznej przez jej wytwórców. Z tego powodu ceny energii na RB wyznaczone są na podstawie kontraktów zawieranych pomiędzy OSP a wytwórcami energii. Ceny energii kupowanej i odsprzedawanej przez uczestników rynku na RB oscylują wokół cen

ryнку konkurencyjnego. Uczestnictwo na RB na pewno wiąże się z kosztami i zdecydowanie wyższym poziomem ryzyka. Ceny na RB publikowane są z jednodniowym opóźnieniem i mogą przyjmować za 1 MWh wartości 70–1500 zł. W obydwu przypadkach są to więc transakcje niekorzystne dla klienta końcowego. W celu minimalizacji wolumenu transakcji na RB klienci kupujący energię na rynku konkurencyjnym starają się sporządzać możliwie najdokładniejsze prognozy jej zużycia.

Trwający od kilku lat proces liberalizacji rynku energii elektrycznej przyczynił się do świadczenia nowych usług na rzecz inwestorów zainteresowanych rozwojem branży energetycznej. W ostatnich latach do grona najbardziej dynamicznie rozwijających się źródeł wytwórczych zalicza się elektrownie wiatrowe (EW). Niewielu inwestorów zdaje sobie sprawę z konsekwencji przyłączenia EW do KSE, jak również z późniejszej eksploatacji tychże źródeł. EW przyłączone do sieci są nie tylko źródłem przychodu, lecz także kosztem. Obowiązująca Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) reguluje zasady funkcjonowania REE. Z instrukcji wynika, że każdy właściciel jednostki wytwórczej

przyłączonej do sieci zobowiązany jest do sporządzania grafików dobowo-godzinowych pracy obiektu. Predykcja mocy wytwórczej EW nie należy do łatwych czynności. Prognozy przygotowywane są w horyzoncie dwudziestoczterogodzinnym w dniu poprzedzającym dobę handlową. Wyprzedzenie dobowe wynika z wymagań kontraktowania mocy, a horyzont ten zależy od organizacji handlu i zróżnicowanych warunków handlowych (tzn. momentu zamknięcia bramki na RB). Prognozowanie polega na przewidzeniu wielkości produkcji energii elektrycznej z wyprzedzeniem w układzie dobowo-godzinowym. Prognozy sporządzane dla jednostki grafikowej Energa-Obrót SA (EOB) obejmują klientów końcowych (odbiorców), jak i źródła wytwórcze. Na podstawie prognozy zapotrzebowania energii elektrycznej dokonuje się zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym (systemowym), żeby pokryć zapotrzebowanie odbiorców.

Do najtrudniej przewidywalnych źródeł wytwórczych, pod względem charakteru pracy, należą EW. Ich charakter pracy sprawia, że predykcja mocy nie należy do łatwych czynności i w efekcie właściciele ponoszą koszty za odchylenia na rynku bilansującym (za tzw. niezbilansowanie). Powstające koszty mogą przyczynić się do braku płynności finansowej właściciela projektu, a w efekcie do bankructwa. Opcjonalnym rozwiązaniem dla właściciela farmy wiatrowej (FW) jest zryczałtowana usługa operatora handlowego (OH). Usługa jest rozszerzeniem współpracy pomiędzy inwestorem (OZE) a EOB poprzez zawarcie umowy OH. EOB, zawierając umowę OH, przejmuje na siebie koszty uczestnictwa FW na RB. W zamian wytwórca uiszcza na rzecz EOB zryczałtowaną opłatę (zł/MWh), uwarunkowaną od produkcji energii elektrycznej w danym okresie rozliczeniowym, mierzoną przez układ pomiarowo-rozliczeniowy. Dzięki umowie OH wytwórcy zyskują przede wszystkim prosty mechanizm w zakresie planowania kosztów dla FW, sporządzania biznesplanów oraz ograniczają własne ryzyko kosztów związane z uczestnictwem na RB.

Planowanie generacji mocy ma wpływ na bezpieczeństwo pracy KSE i handel energią elektryczną na rynku. Ze względu na coraz większą moc znamionową EW, przyłączonej do KSE, predykcja mocy odgrywa coraz bardziej istotną rolę. Według URE szacunkowa moc całkowita zainstalowanych EW ma być zbliżona w 2013 roku do ok. 2000 MW, a w kolejnym 2014 roku do ok. 2500 MW.

Nieustannie od wielu lat prowadzone są różne badania nad modelami prognostycznymi. Innowacyjne rozwiązania przyczyniają się do poprawy pozycji podmiotów na konkurencyjnym rynku. Od 2002 roku na rynku dostępnych jest wiele różnych narzędzi do predykcji mocy źródeł wiatrowych, lecz o niezadowalającym błędzie prognozy, o których mowa w pozycjach [1–4]. Obecnie w prognozowaniu dużą popularnością cieszą się modele hybrydowe [5–7]. Autorzy niniejszej publikacji przedstawili trzy dowolnie wybrane metody prognostyczne, wykorzystywane m.in. w codziennej pracy oraz często spotykane w literaturze fachowej [1–9]. Zastosowanie różnego rodzaju metod prognostycznych nigdy nie daje gwarancji uzyskania doskonałej prognozy. Do oczekiwanych rezultatów należy nieustannie podążać, pozyskując gruntowną wiedzę i doświadczenie operatorskie.

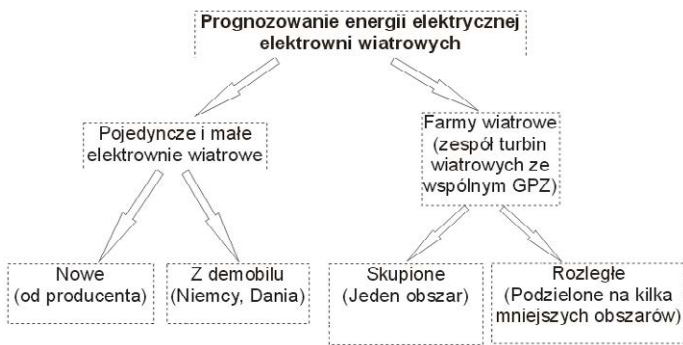
Szczególną uwagę warto zwrócić na możliwości wykorzystania sztucznych sieci neuronowych (SSN). Za pomocą modeli neuronowych możliwa jest predykcja generacji mocy wytwórczej dowolnej FW, pod warunkiem że posiada się dane historyczne generacji obiektu.

ENERGA-OBRÓT SA (EOB), wychodząc naprzeciw oczekiwaniom rynkowym, umożliwiła kontrahentom rozliczanie za odchylenia poprzez stałą zryczałtowaną opłatę (OH), przejmując jednocześnie na siebie koszty, ryzyko i odpowiedzialność za niezbilansowanie. Odchyleniem nazywana jest różnica pomiędzy planowaną i zgłoszoną przez wytwórcę godzinową energią elektryczną, a godzinową energią elektryczną rzeczywiście wyprodukowaną i wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej, pomierzoną przez układ pomiarowy. Usługa operatora handlowego (OH) jest dobrą alternatywą dla właścicieli EW. Dzięki usłudze OH oszacowanie przychodów i kosztów, związanych z funkcjonowaniem EW na rynku, jest prostsze ze względu na stałą opłatę. Tego typu opcja nie rozwiązała jednak problemu predykcji i dalszego ponoszenia kosztów za odchylenia.

EOB, mając na swoim terenie wytwórców i odbiorców, zobowiązana jest do szacowania ilości potrzebnej energii elektrycznej dla jednostki grafikowej. Zakładając, że EW (wytwórcy) wyprodukują i wprowadzą do sieci w ciągu doby lub godziny na rynku hurtowym (systemowym) energię np. 100 MWh, a zapotrzebowanie na energię (odbiorcy) wyniesie 1500 MWh, to spółka EOB będzie musiała zakupić na rynku hurtowym energię 1000 MWh. Dokładna predykcja mocy wytwórczej EW zmniejsza koszty partycypacji uczestników na obowiązkowym RB.

Krótkoterminowa predykcja dobowo-godzinowa mocy wytwórczej EW nie należy do łatwych zadań ze względu na stochastyczny charakter wymuszenia (wiatru) oraz strukturę budowy obiektu. Produkcja energii elektrycznej nie wynika wyłącznie z zainstalowanej mocy znamionowej siłowni wiatrowej, ale przede wszystkim z wartości chwilowej prędkości wiatru, wyrażonej w trzeciej potęgze. Zmieniające się na przestrzeni doby warunki meteorologiczne powodują dużą niestalość produkcji energii. Ze względu na losową wartość mocy czynnej dokładne jej oszacowanie w dłuższym horyzoncie czasowym jest trudne. Oczywiście jest również, że im dłuższy okres szacunkowy, tym większy błąd prognozy. Dynamika warunków meteorologicznych sprawia, że EW zaliczane są do „niespokojnych” źródeł generacji mocy czynnej.

Tendencja rozwojowa EW (szybki przyrost mocy nominalnej w KSE) sprawia, że prognozowanie stopniowo odgrywa coraz większą rolę w poprawie bezpieczeństwa energetycznego. Na potrzeby predykcji mocy EW można dokonać klasyfikacji, chociażby pod względem jednostkowej mocy znamionowej (rys. 1). Typowe siłownie wykorzystywane w energetyce są jednostkami o małej i dużej mocy znamionowej. Do małych mocy zaliczają się pojedyncze siłownie (poniżej 850 kW) i małe farmy do 2 MW. Utrzymującym się trendem w energetyce wiatrowej jest budowanie FW, a nie pojedynczych siłowni. Farmy składają się z zespołu od kilku do kilkunastu siłowni wiatrowych, podłączonych do stacji transformatorowej (400/110 kV). Obecnie moc znamionowa największej FW w Polsce sięga nawet 120 MW.



Rys. 1. Klasyfikacja EW na potrzeby prognozowania produkcji energii elektrycznej

Na podstawie literatury można wyróżnić trzy zasadniczo odmienne podejścia łączące prognozę wiatrową z mocą wyjściową siłowni [7], tj.:

1. Podejście fizyczne – oparte na samej naturze konwersji mocy strugi powietrza na moc elektryczną
2. Podejście statystyczne – opisujące związek pomiędzy prognozowanymi parametrami wiatru a wyjściową mocą elektryczną na drodze analizy statystycznej szeregów czasowych z przeszłości
3. Podejście „uczące” – wykorzystujące metody sztucznej inteligencji do uzyskania relacji pomiędzy prognozą wiatru a mocą oddawaną w postaci szeregów czasowych.

W celu uzyskania dokładniejszych prognoz stosuje się podejście hybrydowe, łączące ze sobą w jeden model zaprezentowane wcześniej podejścia. Pomimo dysponowania danymi oraz gotowymi modelami matematycznymi predykcja bez odpowiedniej wiedzy i doświadczenia może okazać się nieskuteczna, a z czasem kosztowna.

W modelach hybrydowych wykorzystuje się różnego rodzaju dane, tj. podstawową zależność wielkości mocy od siły wiatru, charakterystykę mocy producenta, informacje o planowanych wyłączeniach z pracy EW oraz prognoz meteorologicznych (siły i kierunku wiatru, ciśnienia atmosferycznego i temperatury powietrza – uwzględniając dzięki temu porę roku). Wiedzę i doświadczenie można osiągnąć dzięki wieloletnim obserwacjom pracy źródeł wiatrowych.

Podejście fizyczne obejmuje zestaw modeli uwzględniających:

- warunki wiatrowe w badanej lokalizacji (dynamikę zmian) i wysokość gondoli siłowni
- efekt wzajemnego oddziaływania masztów siłowni wiatrowych (przesłonięcie)
- charakterystykę elektromechaniczną siłowni (krzywą mocy) statystykę mocy wyjściowej.

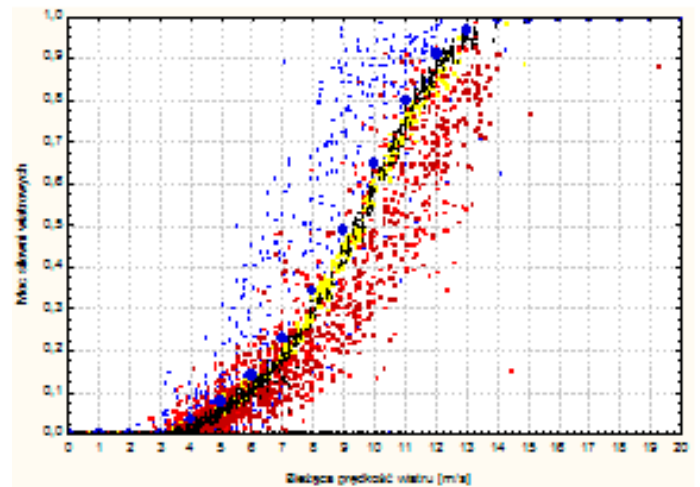
Istnieją metody uczenia i samouczenia pozwalające uzyskać celowe i skuteczne działanie nawet w sytuacji, kiedy twórca nie zna algorytmu, według którego można rozwiązać postawione zadanie. Sieć działa zawsze jako całość i poszczególne jej elementy mają wkład w realizację wszystkich czynności, które sieć realizuje. Jedną z konsekwencji takiego działania sieci jest

jej zdolność do poprawnego działania, nawet przy niepełnych danych.

## 1.1. Rzeczywiste charakterystyki

Dobór charakterystyki mocy (krzywej producenta) bez doświadczenia operatorskiego może okazać się trudny i niewystarczający. Rzeczywista charakterystyka mocy przez większą część roku nie pokrywa się z teorią. Do czynników utrudniających szacowanie mocy zaliczają się warunki wewnętrzne (m.in. struktura budowy farmy) oraz zewnętrzne (meteorologiczne), co widoczne jest w postaci rozrzutu mocy na rys. 2. Rozrzut mocy wynika z dynamiki zmiany kierunku wiatru, położenia gondoli i dynamiki płatów oraz braku okresowej kalibracji anemometrów.

Zjawisko rozrzutu mocy występuje przeważnie w okresie letnim, kiedy wartość prędkości i kierunku wiatru zmienia się dynamicznie. Na rys. 2 przedstawiono krzywą mocy z rozrzutem mocy w zakresie pracy siłowni od 4 do 15 m/s. Punkty znajdujące się pod teoretyczną krzywą mocy (oznaczone niebieskimi kropkami) są zrozumiałe. Mniejsza moc, dla chwilowej prędkości wiatru, wynika z dynamiki zmiany kierunku wiatru, zmiany kąta położenia płatów (dużej bezwładności wirnika), zmiany kąta położenia gondoli, ograniczeń technicznych (np. wysokiej temperatury przekładni zębatej), a także z mechaniki urządzenia (tj. drgań mechanicznych płatów, wału generatora, wieży i innych elementów).



Rys. 2. Charakterystyki krzywych mocy pięciu siłowni wiatrowych w funkcji prędkości wiatru (pomiary w okresie letnim, przy dużej zmienności wiatru) [1]

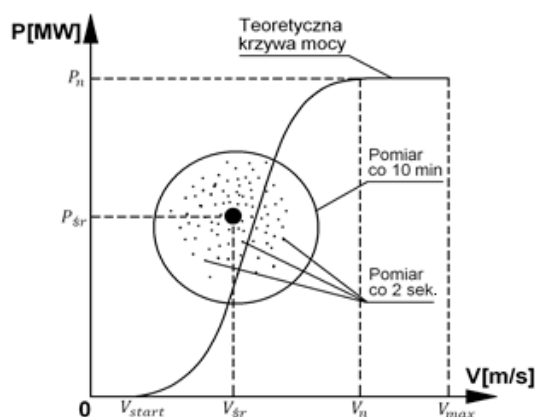
Przyczyną jest również zmienność gęstości powietrza i wilgotności. Natomiast moc wygenerowana nad teoretyczną krzywą spowodowana jest dynamiką zmiany kierunku wiatru i gondoli, a również najprawdopodobniej błędem pomiarowym (np. rozregulowanym anemometrem lub brakiem okresowej kalibracji anemometru). Rozrzut mocy, która jest w trzeciej potęgze, może wynikać także z dużej wartości chwilowej podmuchów wiatru. Wartości chwilowe mocy i prędkości wiatru uśredniane są za ostatnie 10 min i przekazywane do układu sterowania przetwarzającego wyniki pomiaru oraz gromadzącego uśrednione dane

pomiarowe. Za przykład niech posłuży rys. 3, punkt pomiarowy (mniejsze kropki) to wartość energii za czas 2 sek.

Na rys. 3 przedstawiono średnią wartość energii elektrycznej za ostatnie 10 min, na tle teoretycznej krzywej mocy, w funkcji chwilowej prędkości wiatru.

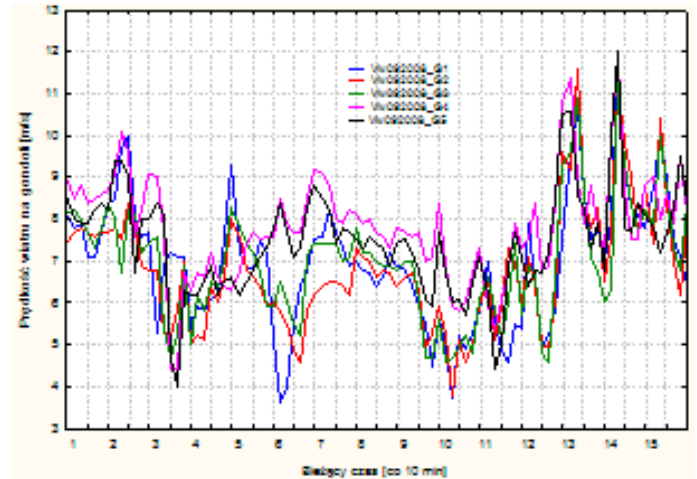
$P_{sr}$  oznacza średnią wartość energii po 10 min. Chwilowe wartości prędkości wiatru również zostały uśrednione  $V_{sr}$ . W efekcie średnia wartość mocy jest nad teoretyczną krzywą mocy producenta.  $V_{start}$  oznacza startową prędkość turbiny wiatrowej,  $V_n$  – znamionową prędkość wiatru,  $V_{max}$  – wyłączeniową prędkość wiatru,  $P_n$  – znamionową moc urządzenia.

W zależności od wielkości prognozowanej farmy należy umiejętnie dobrać zmienne objaśniające. Dobór zmiennych ma duże znaczenie na dokładność prognozy.



Rys. 3. Wartość średnia energii  $P_{sr}$  (największa kropka) 10-minutowa otrzymana z pomiarów dwusekundowych w funkcji chwilowej prędkości wiatru  $V_{sr}$  [1]

FW o mocy znamionowej 50 MW może zajmować powierzchnię nawet kilkunastu kilometrów kwadratowych. Farma może być podzielona na 2–3 mniejsze zespoły, podłączone wspólnie do jednej stacji transformatorowej. Podział FW na mniejsze dodatkowo utrudnia predykcję mocy. Dysponując danymi meteorologicznymi z jednego masztu pomiarowego, odległego od siłowni, dokładność predykcji może budzić wątpliwości. Trudność predykcji takich obiektów wynika z dużej różnicy chwilowych warunków meteorologicznych panujących na FW. Prędkość wiatru na rozległej FW może wahać się od 4 do 11 m/s. Za przykład posłużyć może rys. 4, na którym przedstawiono rzeczywiste prędkości wiatru na rozległej FW, zlokalizowanej w północnej części kraju [1, 2].



Rys. 4. Rzeczywista prędkość wiatru na rozległej FW [1]

## 1.2. Prognoza warunków meteorologicznych

Dokładność prognoz mocy czynnej FW uwarunkowana jest od czynników meteorologicznych. Głównym elementem, który odgrywa znaczącą rolę w predykcji mocy, jest wartość prędkości wiatru. Ze względu na szeroką tematykę autorzy, przywołując przykłady, brali pod uwagę tylko jedną, najważniejszą wartość wpływającą na generację mocy – siłę wiatru.

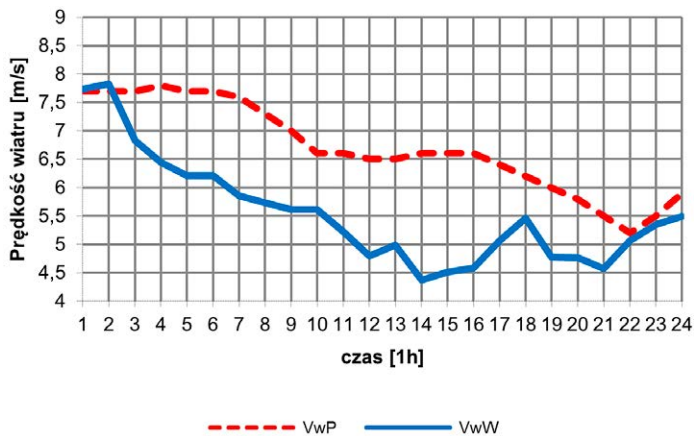
Istnieje wiele metod ekstrapolacji prędkości wiatru na poziom piasty. Poniżej przedstawiono wzór uzależniający parametr wiatru od tzw. długości szorstkości terenu (wysokości nad poziomem ziemi).

$$V_h = v \cdot \frac{\ln \frac{h}{n}}{\ln \frac{h_0}{n}} \quad (1)$$

gdzie:  $V_h$  – prędkość wiatru na wysokości  $h$  [m/s],  $V$  – prędkość wiatru na wysokości  $h_0$  [m/s],  $h_0$  – wysokość usytuowania nadajnika prędkości wiatru [m],  $h$  – wysokość, dla której obliczana jest prędkość wiatru [m],  $n$  – szorstkość.

W związku z tym, że prognoza pogody jest obciążona błędem pomiarowym, to również predykcja mocy będzie niedokładna. Ważne jest to, aby takich błędów popełniać jak najmniej w dłuższym horyzoncie czasowym.

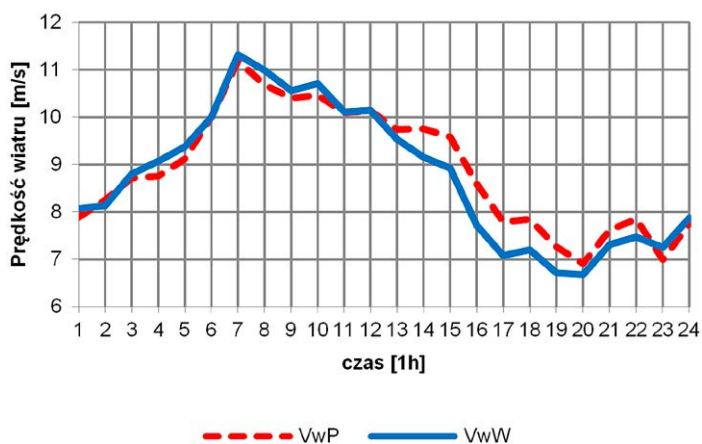
Dokładność prognozy siły wiatru obciążona jest błędem pomiarowym, ponieważ maszty pomiarowe nie są posadowione bezpośrednio na FW. Wartość prędkości wiatru pomierzona na FW różni się od prognozowanej z odległego masztu pomiarowego. Na rys. 5 pokazano, jak dalece mogą różnić się wartości prognozowanej prędkości wiatru od rzeczywistej. Modele deterministyczne, służące do prognozowania pogody, z których korzystają firmy meteorologiczne, mogą wprowadzać w błąd. Niestety, bez odpowiedniego monitoringu w czasie rzeczywistym pracy FW jest się zmuszonym traktować prognozę pogody jako wiarygodną.



Rys. 5. Przebieg dobowo-godzinowy prognozowanej VwP (linia czerwona, przerywana) i rzeczywistej siły wiatru VwW całej FW (przykład niedokładnej prognozy pogody)

Na rys. 6 przedstawiono dobrą prognozę siły wiatru. Dzięki wysokiemu współczynnikowi korelacji między prognozowaną prędkością wiatru a rzeczywistą – wynoszącemu 0,97 – można w miarę dokładnie oszacować energię elektryczną. Tak wysoka zależność informuje również o tym, że można w pewnym stopniu zaufać prognozom pogody, ale należy uwzględnić korekty podczas wprowadzania danych do modelu.

Przyczyną powstawania błędów w prognozie mocy jest duża odległość posadowienia masztu pomiarowego (meteorologicznego) od FW. Błędna prognoza prędkości wiatru niesie ze sobą duże odchylenia prognozowanej mocy.



Rys. 6. Przebieg prognozowanej VwP (linia czerwona, przerywana) i rzeczywistej prędkości wiatru VwW całej FW (1 doba, przykład oczekiwanej prognozy pogody)

## 2. Modele prognostyczne

Należy pamiętać, że celem poszukiwań użytecznego modelu prognostycznego nie jest użycie jak największej liczby parametrów, które jak najdokładniej opiszą zmienność szeregu czasowego. Wraz ze wzrostem liczby parametrów spada liczba stopni swobody i osłabia się moc stosowanych testów statystycznych. Z kolei zbyt duże dopasowanie szeregu może objąć opis nie

tylko części procesu zwanej sygnałem, ale i losowego szumu, dla którego w skończonych próbach można dopatrywać się przypadkowych regularności [11]. Celem poszukiwań jest odkrycie takiego modelu, który za pomocą ograniczonej liczby statystycznie istotnych parametrów opisze najważniejsze cechy badanego przypadku.

### 2.1. Model fizyczny

Model fizyczny FW można zbudować jako model jednej zastępczej siłowni wiatrowej o odpowiednio dobranych parametrach albo jako złożenie modeli wielu pojedynczych siłowni. W drugim przypadku model byłby bardziej dokładny (przy dostępności parametrów), ale i bardziej złożony. Problemem może być określenie punktu pracy każdej siłowni (rys. 3). Model w postaci zastępczej siłowni ma niewątpliwą zaletę, jaką jest mniejsza liczba parametrów, a efekt uśredniania występujący na fizycznej farmie działa na korzyść tego modelu. Trudnością może być wybranie reprezentatywnych pobudeń oraz określenie parametrów zastępczej siłowni [1, 2].

Model FW odtwarza moc farmy dla określonych wymuszeń, z których głównymi są prędkość i kierunek wiatru na wysokości gondoli. Można jako wymuszenie dla modelu farmy potraktować wiatr z najbliższej stacji meteorologicznej. Dokładność modelu, którego funkcją jest prognozowanie produkcji energii jest zadowalająca, gdy odległości między stacją meteorologiczną a lokalizacją EW jest mniejsza niż 10 km [2]. W ramach pracy zbadano przydatność modelu fizycznego, gdy odległość ta nie przekracza 5 km.

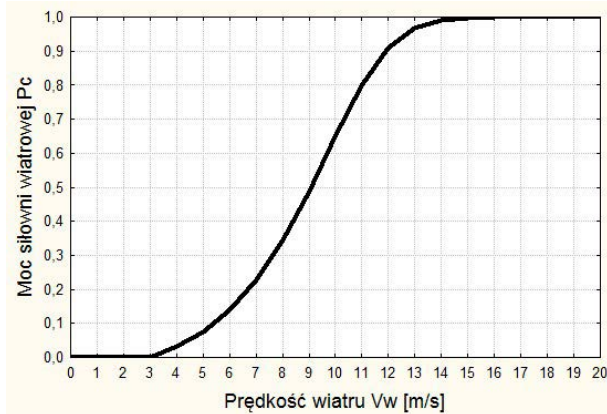
Model FW zbudowano jako model zastępczej siłowni o mocy znamionowej równej sumie mocy pojedynczych siłowni, poddanej pobudzeniu w postaci wiatru z odległej lokalizacji masztu pomiarowego i ekstrapolowanego do wysokości piasty. Założono, że parametry powietrza jako wolnozmiennie są stałe w czasie pomiędzy pomiarami. Uwzględniono zmiany gęstości powietrza, która zmieniała się o ponad 10% zarówno w okresie letnim (1,16 – 1,25 kg/m<sup>3</sup>), jak i zimowym (1,22 – 1,32 kg/m<sup>3</sup>).

Przedstawiony model analityczny FW jest modelem prostym. Nie uwzględnia np. zjawiska przesłonięcia, co odbija się na dokładności. Konieczne okazało się uwzględnienie wpływu charakteru terenu wokół farmy na profil wiatru (2). Metoda analityczna jest więc jedną z metod, które mogą być stosowane do predykcji. Wymagają jednak dopasowania współczynników modelu do charakteru wiatru (dynamiki zmian, pory roku) oraz dobrej znajomości konkretnej farmy. Zróżnicowanie modeli i dopasowanie parametrów zmniejsza błąd do ok. 10%. Spotyka się propozycje stosowania odrębnych modeli dla dnia i nocy właśnie ze względu na inny charakter wiatru.

Moc farmy wiatrowej jest sumą mocy poszczególnych elektrowni. Nawet jeżeli wszystkie są tego samego typu, to moc farmy nie jest wielokrotnością mocy jednej elektrowni, ponieważ poszczególne siłownie są poddane różniącym się wymuszeniom. Moc siłowni o powierzchni omiatania  $A$ , przy prędkości powietrza  $V$  i gęstości  $\rho$  określona jest zależnością:

$$P = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (2)$$

gdzie:  $C_p = f(l, b)$  jest współczynnikiem mocy zależnym od tzw. wyróżnika szybkobieżności  $l = \omega R/V$  i kąta ustawienia łopaty wirnika  $b$ . Zależnie od rodzaju elektrowni i sposobu jej sterowania parametry te kształtują charakterystykę  $P = f(V)$  elektrowni, której typowy kształt pokazano na rys. 7.



Rys. 7. Charakterystyka mocy siłowni wiatrowej

Moc jest więc wynikiem nieliniowego przekształcenia prędkości wiatru oraz oddziaływania zakłóceń. Za prędkość wiatru przyjmuje się prędkość na wysokości osi wirnika.

## 2.2. Model regresji liniowej

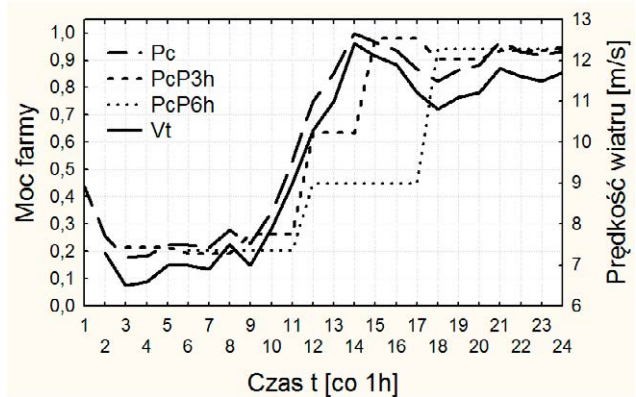
Prognozowanie mocy jako kombinacji liniowej mocy poprzedniej, średniej i trendów jest obciążone dużym błędem ze względu na nieliniową zależność mocy od wiatru (1). W przypadku mocy właściwsza byłaby regresja nieliniowa, ale biorąc pod uwagę jej dokładność i rozkład błędów, nie powinna być polecana. Metoda regresji liniowej może być natomiast z powodzeniem stosowana do predykcji wiatru, pod warunkiem, że okres predykcji nie jest zbyt długi. Propozycje zawarte są m.in. w [1, 2], gdzie przewidywana prędkość wiatru jest funkcją liniową prędkości w chwilach poprzednich, średniej i trendu, np. model ARMA, jak poniżej:

$$s = \sqrt{\frac{1}{1-n} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{sr})^2} \quad (3)$$

$$V_t = \sum_{j=1}^p a_j V_{t-1} + \sum_{k=G}^q b_k E_{t-k} \quad (4)$$

gdzie:  $V_t$  oznacza prędkość wiatru w chwili  $t$ , a  $E$  oznacza wartość średnią.

Jeżeli właściciel FW nie dysponuje prognozą pogody dla lokalizacji, to może do prognozowania mocy zastosować metodę regresji liniowej. Na rys. 8 pokazano wyniki zastosowania tej metody do predykcji mocy z krokiem predykcji 3 i 6 godzin, zgodnie z modelem ARMA.



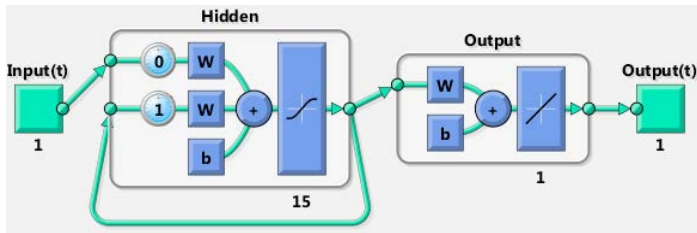
Rys. 8. Moc FW ( $P_c$ ) oraz moc przewidywana z modelu AR z okresem 3h ( $P_{cP3h}$ ) i 6h ( $P_{cP6h}$ ) oraz rzeczywista prędkość wiatru ( $V_t$ ) w funkcji czasu [2]

## 2.3. Model neuronowy

Jak wynika z rozważań przeprowadzonych dla modelu analitycznego, każda FW ma pewne cechy szczególne, osobnicze. Uwzględnienie cech charakterystycznych jest konieczne w procesie modelowania FW. Poza takimi, które można ująć częściowo analitycznie, jak przesłonięcie czy pionowy profil wiatru, są też cechy, trudne do opisanego zależnościami analitycznymi, jak rozkład wiatru na farmie. Mają one jednak wpływ na prędkość wiatru w danej lokalizacji i moc. Jako estymator, który może odtworzyć te cechy charakterystyczne, można wykorzystać sieć neuronową.

Do zbudowania i weryfikacji modelu analitycznego, przedstawionego w poprzednim punkcie, nie jest wymagana duża liczba zbioru danych. Na potrzeby skonstruowania, nauczania i sprawdzenia sieci neuronowej potrzebny jest zbiór bardziej liczny. Na podstawie wcześniejszych analiz [1, 2, 9] do oceny przydatności neuronowego modelu farmy, na potrzeby niniejszego artykułu, wybrano sieć rekurencyjną Elmana.

Wejściem modelu była siła wiatru (oznaczona na rys. 9 jako Input). Wcześniejsze badania [1, 2] wskazują, że w pewnych okresach, przy tzw. dynamicznej pogodzie, istotną rolę odgrywa też dynamika wiatru, ale w modelu neuronowym nie uwzględniono tego czynnika. W wyniku badań stwierdzono, że ani sieć jednowarstwowa, ani badana sieć wielowarstwowa nie okazały się wystarczająco dobrymi estymatorami. Doświadczenie pozwala jednak na stwierdzenie, że podobnie jak przy modelu analitycznym, tak i model neuronowy powinien mieć strukturę bardziej złożoną. Proponuje się uwzględnienie nie tylko wartości aktualnej wiatru, ale także wartości poprzednich, co pozwoli na odwzorowanie dynamiki wiatru oraz zmianę struktury na sieć rekurencyjną. Po badaniach wybrano sieć Elmana z rekurencją warstwy ukrytej. Sieć Elmana charakteryzuje się częściową rekurencją w postaci sprzężenia zwrotnego między warstwą ukrytą a warstwą wejściową. Na rys. 9 przedstawiono strukturę sieci Elmana, przy czym: Input( $t$ ) – liczba wejść zewnętrznych sieci, Hidden – liczba neuronów w warstwie ukrytej, Output – liczba neuronów wyjściowych sieci.

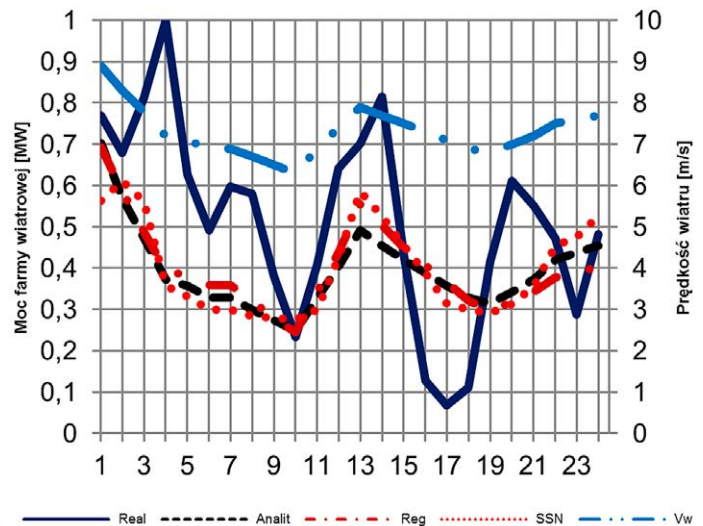


Rys. 9. Struktura sieci neuronowej Elmana

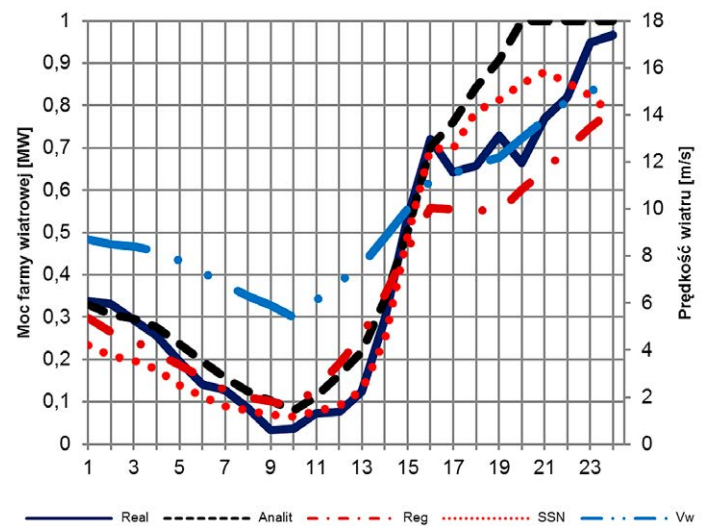
W badaniach wykorzystano kilka algorytmów uczenia sieci, opartych na zasadzie wstecznej propagacji błędu. Najlepszą metodą uczenia okazała się metoda Levenberga-Marguardta (oznaczona w MATLAB-ie funkcją `trainlm`). Badania prowadzono na danych dużej FW położonej na jednolitym terenie, nie nad brzegiem morza, stąd zjawiska opisane dla poprzedniej farmy (m.in. duża składowa wiatru lokalnego latem) nie wystąpiły tak mocno. Do zbudowania modelu neuronowego użyto danych z dobrze opomiarowanej farmy i przy dostępności do dużej liczby danych. Uczenie sieci odbywało się na danych pochodzących z rzeczywistej FW, a więc prędkości wiatru z masztu pomiarowego na farmie i mocy farmy zmierzonej w GPZ. Dysponowano także mocą każdej siłowni. Na rys. 10–13 pokazano wyniki działania modelu, m.in. neuronowego. Na wejściu sieci podano przebieg rzeczywistej prędkości wiatru, a na wyjściu otrzymano prognozę mocy farmy. Podobne wyniki uzyskano dla kilku innych FW. Każda farma musi mieć swój model, z osobnym zbiorem danych uczących.

## 2.4. Porównanie wyników prognoz modeli prognostycznych

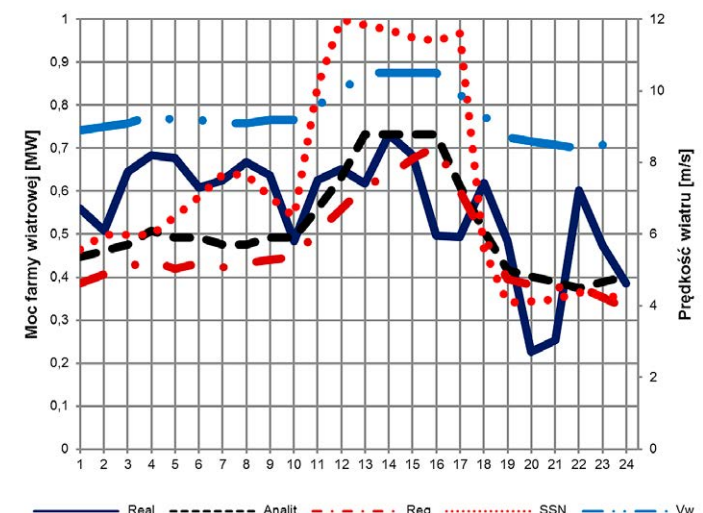
Na rys. 10–13 porównano wyniki prognozy przy użyciu omówionych powyżej modeli prognostycznych. Kolorem czerwonym oznaczono prognozę mocy przy użyciu sieci (SSN), czarnym predykcję mocy modelu analitycznego (Analit), brązowym moc modelu regresyjnego (Reg), granatowym rzeczywistą produkcję mocy (Real), a niebieskim prognozowaną wartość siły wiatru (Vw).



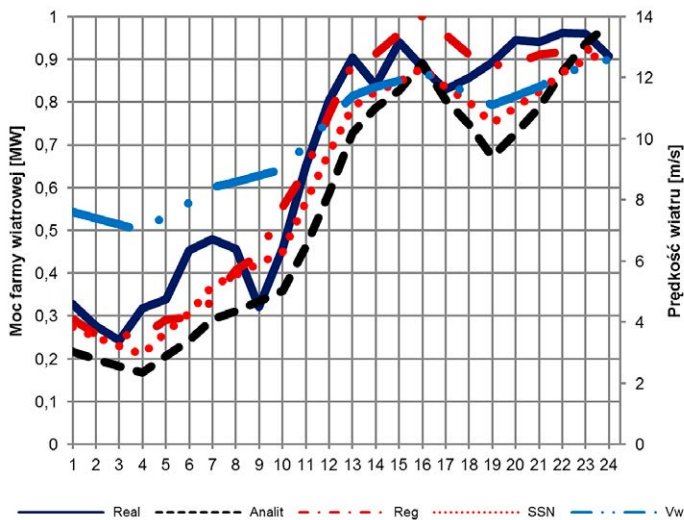
Rys. 10. Prognoza pogody o niskim stopniu sprawdzalności



Rys. 11. Prognoza pogody z wysokim stopniem sprawdzalności



Rys. 12. Prognoza pogody o niskim stopniu sprawdzalności



Rys. 13. Prognoza pogody z wysokim stopniem sprawdzalności

### 2.5. Ocena błędu predykcji

Zróżnicowany przyrost mocy EW powoduje, że błąd prognozy raz jest bliski 0%, a następnym razem przekracza 15%. Odrębnym tematem jest metoda liczenia błędu procentowego odchylenia prognozowanej mocy od rzeczywistej. W celu sprawdzenia skuteczności metod predykcji najczęściej wylicza się różnicę między zmienną prognozowaną a prognozą lub bezwzględny błąd prognozy. Pierwszą metodą jest znormalizowany względny błąd prognozy BP:

$$BP = \frac{|y_i - y_i^p|}{M} \cdot 100\% \quad (5)$$

gdzie:  $y_i$  – wykonanie mocy,  $y_i^p$  – prognoza mocy,  $M$  – moc znamionowa wszystkich EW.

Dzięki tej metodzie (5) uzyskuje się informację, o ile mniej lub więcej energii elektrycznej wyprodukowała pojedyncza siłownia wiatrowa w chwilowych warunkach meteorologicznych, względem zastrzeżonych warunków producenta. Metoda umożliwia ocenę błędu odchylenia mocy rzeczywistej od teoretycznej siłowni wiatrowych. Metoda ta została opublikowana w wielu branżowych artykułach naukowo-technicznych i nie opracowano do tej pory lepszej.

Drugą metodą jest bezwzględny błąd prognozy, który informuje o rzeczywistym błędzie prognozy EW. Błąd bezwzględny to różnica między wartością rzeczywistą a prognozowaną. W tab. 1 przedstawiono wartości średnie błędów odchylenia mocy prognozowanej od rzeczywistej.

Metoda prognostyczna	Średni błąd względny [%]	Średni błąd bezwzględny
Analityczna	9,6%	5,7771
Regresyjna	8,6%	4,7093
Neuronowa	9,2%	5,1759

Tab. 1. Wartości błędów odchylenia mocy prognozowanej od rzeczywistej

### 3. Wnioski końcowe

W ramach pracy przebadano trzy struktury estymatorów mocy FW: fizycznego, regresyjnego i neuronowego. Z badań wynika, że każdy model prognostyczny można wykorzystywać na potrzeby predykcji mocy wytwórczej elektrowni wiatrowych. Model oparty na metodach regresji liniowej nie może być stosowany jako model podstawowy, ze względu na malejącą korelację wiatru w dłuższym horyzoncie czasowym.

Model oparty na opisie zjawisk fizycznych może być skutecznym narzędziem predykcji, ale wymaga wielu parametrów, które nie zawsze są zidentyfikowane, oraz dokładnej wiedzy o farmie, jak topologia terenu czy topologia farmy. Nie jest wymagana duża liczba danych do weryfikacji modelu. Model analityczny może być estymatorem mocy farmy, nawet gdy dane o wietrze pochodzą z lokalizacji odległej o kilka kilometrów.

Sieć neuronowa rekurencyjna jest dobrym estymatorem mocy FW. Potrafi odtworzyć cechy charakterystyczne farmy, wymaga jednak dużego zbioru danych uczących.

Jakość prognozowania mocy zależy nie tylko od modelu mocy, ale także od jakości prognozy pogody.

Chcąc uzyskać większą dokładność predykcji mocy FW, można zbudować model hybrydowy poprzez połączenie ze sobą „doświadczonego” modelu analitycznego z modelem neuronowym. SSN to systemy, które mają zdolność generalizacji, rozpoznawania i analizy danych, z którymi wcześniej nie miały do czynienia. Oczywistym faktem jest, że człowiek nie dysponuje takimi umiejętnościami obliczeniowymi jak SSN, a SNN nie zastąpi w pełni człowieka. Należy jednak pamiętać, że umiejętne wykorzystanie wiedzy eksperckiej i znanych w literaturze narzędzi matematycznych umożliwia zbudowanie skutecznego modelu prognostycznego. Dostęp do historycznych, rzeczywistych warunków wiatrowych daje możliwość oceny dokładności prognozy pogody danego obiektu. Na podstawie powyższego można wnioskować, że im dokładniejsza prognoza, tym mniejsze koszty funkcjonowania uczestników na RB. Dokładna predykcja mocy wytwórczych pojedynczych turbin i farm wiatrowych zmniejszy wielkość zakupu/sprzedaży energii na RB,



a także pozwoli lepiej wykorzystać potencjał związany z produkcją energii elektrycznej przez EW.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Bogalecka E., Rubanowicz T., Neuronowy model mocy farmy wiatrowej, *Mechanik* 2010, nr 7, s. 579–586.
2. Bogalecka E., Rubanowicz T., Analiza charakterystyk parku wiatrowego, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2010, nr 2, s. 15–20.
3. Dobrzyński K., Przegląd systemów przeznaczonych do predykcji mocy wytwórczej w farmach wiatrowych, materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 2009.
4. Giebel G. i in., Short-term Forecasting Using Advanced Physical Modelling, EWEC, Anemos Physical Modelling, 2006-02-08, The Results of the Anemos Project, Athens 2006.
5. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, IRIESP, Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi [online], [www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl).
6. Joensen A., Short – term wind Power prediction, Ph.D. Thesis No. 108.
7. Malko J., Predykcja mocy wytwórczych elektrowni wiatrowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2008, nr 9.
8. Parkers J., Tindal A., Forecasting Short Term Wind Farm Production in Complex Terrain, Garrard Hassan and Partners Ltd. [online], [www.gj-garradhassan.com](http://www.gj-garradhassan.com).
9. Rubanowicz T., Metody predykcji produkcji mocy parku wiatrowego, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2008, nr 25.
10. Strona internetowa CIRE.pl, która jest pod nadzorem Agencji Rynku Energii SA [online], <http://www.rynek-bilansujacy.cire.pl/>.
11. Strona internetowa [online], [www.gszafranski.w.interia.pl](http://www.gszafranski.w.interia.pl).

#### Zbigniew Prondziński

mgr inż.

ENERGA-OBRÓT SA

e-mail: [zbigniew.prondzinski@energa.pl](mailto:zbigniew.prondzinski@energa.pl)

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, kierunek elektroenergetyka. Ukończył studia podyplomowe z zakresu zarządzania finansami przedsiębiorstw oraz uzyskał dyplom MBA. Posiada uprawnienia maklera giełd towarowych. Od 1996 roku związany z branżą energetyczną. Zatrudniony w spółce ENERGA-OBRÓT SA na stanowisku dyrektora departamentu operatora handlowo-technicznego. Jego obszar zainteresowań to przede wszystkim funkcjonowanie rynku energii elektrycznej oraz paliwa gazowego.

#### Tomasz Rubanowicz

mgr inż.

ENERGA-OBRÓT SA

e-mail: [tomasz.rubanowicz@energa.pl](mailto:tomasz.rubanowicz@energa.pl)

Absolwent Wojskowej Akademii Technicznej w Warszawie (2006), kierunek mechatronika. Podjął studia doktoranckie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Jeszcze w trakcie studiów rozpoczął pracę w firmie Elektrownie Wiatrowe SA, zajmującej się rozwojem projektów farm wiatrowych, w której to po raz pierwszy spotkał się z tematyką prognozowania mocy wytwórczej elektrowni wiatrowych. Obecnie pracuje w ENERGA-OBRÓT SA, gdzie zajmuje się zawodowo m.in. predykcją mocy wytwórczej elektrowni wiatrowych.

Do obszarów jego zainteresowań naukowo-badawczych i zawodowych należą: zastosowanie metod sztucznej inteligencji na potrzeby prognozowania dynamiki generacji odnawialnych źródeł energii, rynek energii elektrycznej i paliwa gazowego, technologia morskiej energetyki wiatrowej.

## Scheduling Coordinator's Flat Rate Service for Wind Energy Development in Poland

### Authors

Zbigniew Prondziński  
Tomasz Rubanowicz

### Keywords

balancing market, wind power, forecasting

### Abstract

The development of the electricity market has made the energy industry an attractive investment for many businesses. In recent years, the electricity market has been going through the process of liberalization, which has contributed to the provision of new services for investors interested in the development of the energy industry. Recently, one of the most rapidly growing sources of electricity have been wind farms. Few investors are aware of the consequences of connecting wind farms to the national power grid, as well as of the subsequent exploitation of these resources. After the Electricity Sales Contract has been concluded, investors agree to predict electrical capacity generation within the span of 24 hours with a daily advance. The specificity of wind farm functioning makes the prediction of electrical capacity generation difficult and, consequently, the owners bear the costs of deviations on the electricity balancing market. The resulting costs may result in the lack of liquidity of the project owner and, ultimately, in bankruptcy. In such a case, the Scheduling Coordinator's flatrate service is a solution for the owner of a wind farm.

The paper presents an analysis of selected forecasting models used to predict the electrical capacity of wind farms, as well as the Scheduling Coordinator's service.

## Nowy algorytm prognozowania potencjału rozwoju generacji w sieci dystrybucyjnej

### Autorzy

Michał Bajor  
Piotr Ziołkowski  
Piotr Skoczko

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

### Słowa kluczowe

generacja rozproszona, prognozowanie

### Streszczenie

Autorzy przedstawili w artykule propozycję algorytmu prognozowania potencjału rozwoju różnych rodzajów generacji, w tym odnawialnej, w sieci dystrybucyjnej, w różnych horyzontach czasowych. Algorytm jest oparty na identyfikacji czynników wpływu determinujących możliwość rozwoju danego rodzaju generacji. Opisano kolejne etapy procesu prognozowania, wprowadzone pojęcia oraz stworzone oprogramowanie implementujące zaprojektowany algorytm, przedstawiono również komentarze dotyczące wiarygodności otrzymywanych wyników prognozy.

### 1. Wprowadzenie

Prognozowany rozwój generacji jest jednym z najistotniejszych czynników, które powinny być uwzględniane przy projektowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej. Przyłączanie źródeł wytwórczych często determinuje konieczność rozwoju sieci, ze względu na konieczność zapewnienia możliwości wyprowadzenia mocy z przyłączanych źródeł w różnych stanach sieci, także przy niższym zapotrzebowaniu lub w stanach wyłączeń. Szacunkowa znajomość mocy generacji prawdopodobnych do przyłączenia w przyszłości nabiera szczególnego znaczenia obecnie, kiedy następuje szybki proces zmiany charakteru generacji przyłączanej do sieci. Generacja scentralizowana zastępowana jest rozproszoną, przyłączaną także w głębi sieci, której lokalizacja jest w znacznym stopniu determinowana czynnikami niezwiązanymi z siecią energetyczną, np. warunkami meteorologicznymi lub uwarunkowaniami ekonomiczno-prawnymi, i stąd często znajduje się w rejonach o niskim zapotrzebowaniu, gdzie do tej pory nie było konieczności zapewnienia dużych zdolności przesyłowych sieci. W stosunku do tradycyjnego modelu generacji w sieci elektroenergetycznej zmienia się również charakter samych źródeł, wiele rodzajów źródeł wykorzystujących energię odnawialną, np. farm wiatrowych czy paneli fotowoltaicznych, cechuje się znaczną zmiennością, a co jeszcze bardziej istotne, przynajmniej częściową nieprzewidywalnością generowanej mocy. Fakt ten jeszcze bardziej podkreśla konieczność odpowiedniego uwzględnienia prawdopodobnego poziomu rozwoju generacji (różnych jej rodzajów) w procesie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej.

W artykule przedstawiona została propozycja algorytmu prognozowania potencjału rozwoju generacji w sieci dystrybucyjnej.

Algorytm został stworzony w ramach pracy wykonywanej przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dla ENERGA SA, we współpracy z ENERGA-OPERATOR SA [1].

### 2. Proponowane podejście

#### 2.1. Metoda

Prognozowanie rozwoju generacji jest zadaniem bardziej złożonym niż prognozowanie innych czynników związanych z systemem elektroenergetycznym, takich jak np. zapotrzebowania na moc, ponieważ rozwój ten jest właściwie zupełnie niezależny od dotychczasowych trendów na danym obszarze. Dynamiczny wzrost generacji w przeszłości nie może zostać ekstrapolowany na przyszłość, a z uwagi na wspomniane zmiany charakteru przyłączanej generacji obecny rozkład generacji w sieci może ulec radykalnej zmianie na przestrzeni kilku lat. Z tego względu zaprojektowany algorytm prognozowania generacji nie uwzględnia danych historycznych, ale opiera się na analizie czynników determinujących możliwość rozwoju generacji w przyszłości.

Poszczególne rodzaje generacji, ze względu na swój odmienny charakter, będą się cechowały zróżnicowaniem możliwości ich rozwoju na różnych obszarach oraz w różnych horyzontach czasowych prognozy. Dlatego też wykorzystany algorytm prognozowania generacji opiera się na wyznaczeniu wartości prognozowanej mocy dla każdego elementu zbioru {G; H; O}, gdzie:

G – jeden z dziesięciu predefiniowanych rodzajów generacji możliwej do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, różniących się

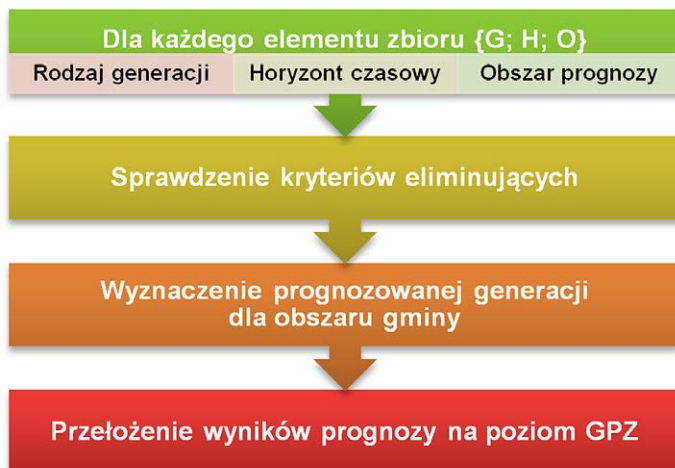
zarówno pod względem wykorzystywanego paliwa lub innego źródła energii, jak i rozmiaru instalacji, przedstawionych w tab. 1  
 H – horyzont czasowy prognozy. Prognoza wykonywana jest dla horyzontu 2, 5 i 15 lat

O – obszar, dla którego wykonywana jest prognoza. Przyjęto, że prognoza wykonywana jest dla obszaru gminy, z powodu względnej jednorodności uwarunkowań (naturalnych, infrastrukturalnych, ekonomicznych).

Kod	Opis rodzaju generacji
FW1	Duża generacja wiatrowa (farmy w sieci 110 kV)
FW2	Mała generacja wiatrowa (farmy wiatrowe o mocy co najmniej 2 MW w sieci SN)
FW3	Mikrogeneracja wiatrowa (siłownie wiatrowe o mocy poniżej 2 MW w sieci SN i nn)
SOL	Instalacje fotowoltaiczne
BMA	Elektrownie na biomasę roślinną
BGS	Biogazownie na biogaz składowiskowy
BGR	Biogazownie na biogaz rolniczy
EWO	Elektrownie wodne
ECP	Inna generacja ciepła
ELS	Samochody elektryczne (stacje ładowania V2G)

Tab. 1. Rodzaje generacji objęte prognozą

Sekwencja działań wykonywanych w trakcie pracy algorytmu dla każdego elementu zbioru {G; H; O} została przedstawiona na rys. 1.



Rys. 1. Schemat algorytmu prognozowania generacji

Ideą opracowanej metody prognozowania generacji jest uwzględnienie wielu czynników mających wpływ na możliwość rozwoju danego rodzaju generacji na określonym obszarze, tzw. czynników wpływu. Czynniki wpływu jest definiowany jako zjawisko lub parametr warunkujący rozwój danego rodzaju generacji w nominalnym horyzoncie czasowym na obszarze prognozy.

Czynniki wpływu opisują uwarunkowania (naturalne, infrastrukturalne, ekonomiczne i inne) charakterystyczne dla danego obszaru prognozy w postaci liczbowej. Można je podzielić na

mieralne, tzn. opisujące wielkości dające się jednoznacznie ująć w sposób ilościowy, oraz niemierzalne, tzn. takie, które w celu przełożenia na postać liczbową muszą zostać przedstawione w sposób opisowy. Przykładami czynników mierzalnych mogą być: średnia gęstość zaludnienia na terenie gminy, średnioroczna prędkość wiatru lub moc wydanych warunków przyłączenia dla danego rodzaju generacji, natomiast czynników niemierzalnych: poziom akceptacji społecznej dla rozwoju danego rodzaju generacji, znaczenie turystyki w gospodarce gminy lub obecność generacji konwencjonalnej.

Wartości poszczególnych czynników wpływu są wyznaczone indywidualnie dla każdego obszaru i horyzontu czasowego prognozy, przy czym w niektórych przypadkach wartości te mogą być identyczne z założenia, np. warunki wietrzne na terenie danej gminy we wszystkich horyzontach czasowych.

Pierwszym etapem każdorazowego procesu prognozowania jest sprawdzenie tzw. kryteriów eliminujących dany rodzaj generacji w określonym horyzoncie czasowym. Termin „kryterium eliminujące” definiowany jest jako wystąpienie takiej wartości określonego czynnika wpływu lub kombinacji wartości dwóch lub więcej czynników wpływu, która wyklucza jakiegokolwiek rozwój danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na danym obszarze.

Spełnienie jakiegokolwiek kryterium eliminującego dany rodzaj generacji w nominalnym horyzoncie czasowym na obszarze danej gminy skutkuje przerwaniem działania algorytmu i zwróceniem dla przedmiotowego zestawu danych {G; H; O} wartości zero. Dalsze obliczenia, czyli właściwy algorytm prognozujący, wykonywane są jedynie w przypadku niespełnienia żadnego kryterium eliminującego dla danego zestawu.

Kryteria eliminujące definiowane są indywidualnie dla każdego rodzaju generacji i każdego horyzontu prognozy. Przykładami kryteriów eliminujących dla dużej generacji wiatrowej w horyzoncie dwóch lat są np.: zbyt niska średnioroczna prędkość wiatru lub brak wydanych warunków przyłączenia dla tego rodzaju generacji, połączony z brakiem zapisów przewidujących teren na budowę siłowni wiatrowych w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego.

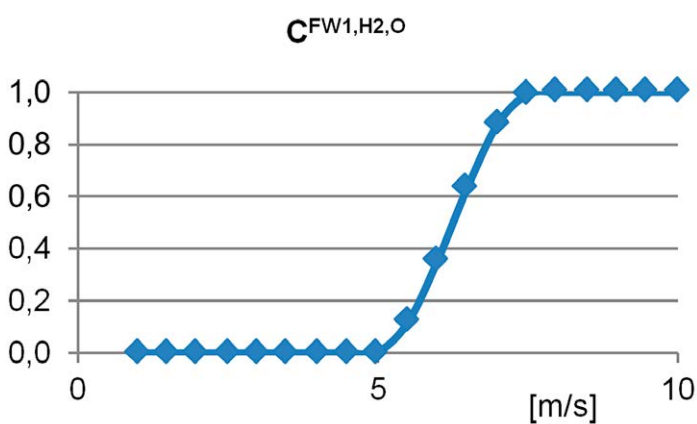
W przypadku niespełnienia żadnego kryterium eliminującego rozwój danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na analizowanym obszarze uruchamiany jest „właściwy” algorytm prognozujący, wyznaczający wartość mocy dla zestawu {G; H; O}.

Wartości prognozowanej mocy danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na obszarze danej gminy wyznaczone są na podstawie zależności (1).

$$\forall_G \forall_H \forall_O \quad P^{G,H,O} = \sum_{n=1}^N (W_{C_n}^{G,H} \cdot C_n^{G,H,O}) \cdot P_{mx}^{G,H} \quad (1)$$

gdzie:  $P^{G,H,O}$  – prognozowana moc generacji  $G$  w horyzoncie  $H$  na obszarze  $O$ ,  $C_n^{G,H,O}$  – wartość funkcji  $n$ -tego czynnika wpływu dla generacji  $G$  w horyzoncie  $H$  na obszarze  $O$ ,  $W_{C_n}^{G,H}$  – waga czynnika wpływu  $C_n$  dla generacji  $G$  w horyzoncie  $H$ ,  $P_{mx}^{G,H}$  – moc odniesienia dla generacji  $G$  w horyzoncie  $H$  [MW].

Wartości poszczególnych czynników wpływu są wyznaczone indywidualnie dla każdego obszaru i horyzontu czasowego prognozy i przyjmują wartości z różnych zakresów w zależności od konkretnego czynnika. Do celów obliczeń wykorzystywane są natomiast znormalizowane (zawierające się w przedziale  $<0; 1>$ ) wartości poszczególnych czynników wpływu, otrzymane jako wynik działania funkcji zdefiniowanych indywidualnie dla każdego czynnika wpływu, rodzaju generacji oraz horyzontu prognozy. Funkcje te mają za zadanie modelowanie rzeczywistego wpływu wartości danego czynnika na możliwości rozwoju nominalnego rodzaju generacji na danym obszarze, przyporządkowując poszczególnym możliwym wartościom czynnika wpływu wartość z przedziału  $<0; 1>$ . Niską wartość funkcji (w szczególności równą zero) należy interpretować jako występowanie na analizowanym obszarze niekorzystnych uwarunkowań z punktu widzenia możliwości rozwoju danego rodzaju generacji (np. niska wietrzność w przypadku generacji wiatrowej), natomiast im wyższa wartość funkcji – tym korzystniejsze uwarunkowania. Czynnikiem sprzyjającym rozwojowi danego rodzaju generacji przypisane będą więc funkcje rosnące, zaś czynnikiem, których większe nasilenie ma niekorzystny wpływ na możliwości rozwoju generacji – funkcje malejące. Funkcje zdefiniowane dla tego samego czynnika wpływu mogą różnić się diametralnie dla dwóch różnych rodzajów generacji, np. większa gęstość zaludnienia na terenie gminy wpływa negatywnie na możliwość rozwoju dużych farm wiatrowych ze względu na mniejszą dostępność terenu dla siłowni wiatrowych, które muszą być lokalizowane w pewnej odległości od siedzib ludzkich. W przypadku paneli fotowoltaicznych natomiast, większa gęstość zaludnienia jest czynnikiem sprzyjającym, ponieważ przynajmniej w początkowej fazie rozwoju tego rodzaju generacji większość tych instalacji będzie prawdopodobnie niewielkich gabarytów i umiejscawiana w pobliżu zabudowań, na dachach itp. Poniżej przedstawione zostały przykłady definicji funkcji dwóch czynników wpływu w horyzoncie dwóch lat: wietrzności (czynnik mierzalny, rys. 2) oraz dostępności sieci 110 kV (czynnik niemierzalny, tab. 2).



Rys. 2. Przykład definicji funkcji czynnika mierzalnego

WN	Definicja	CFW1, H2, O
1	brak GPZ oraz linii 110 kV w gminie i w gminach sąsiednich	0
2	linia 110 kV w sąsiedniej gminie	0,75
3	GPZ z możliwością rozbudowy w sąsiedniej gminie	0,8
4	linia 110 kV na terenie gminy	0,95
5	GPZ z możliwością rozbudowy w gminie	1

Tab. 2. Przykład definicji funkcji czynnika niemierzalnego

Znaczenie danego czynnika wpływu na oceny możliwości rozwoju nominalnego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym, niezależnie od obszaru prognozy, jest określone poprzez wagi czynników wpływu.

Wagi czynników wpływu przyjmują wartości z przedziału  $<0; 1>$ . Suma wartości wag wszystkich czynników wpływu dla pojedynczego rodzaju generacji i jednego horyzontu czasowego wynosi zawsze 1.

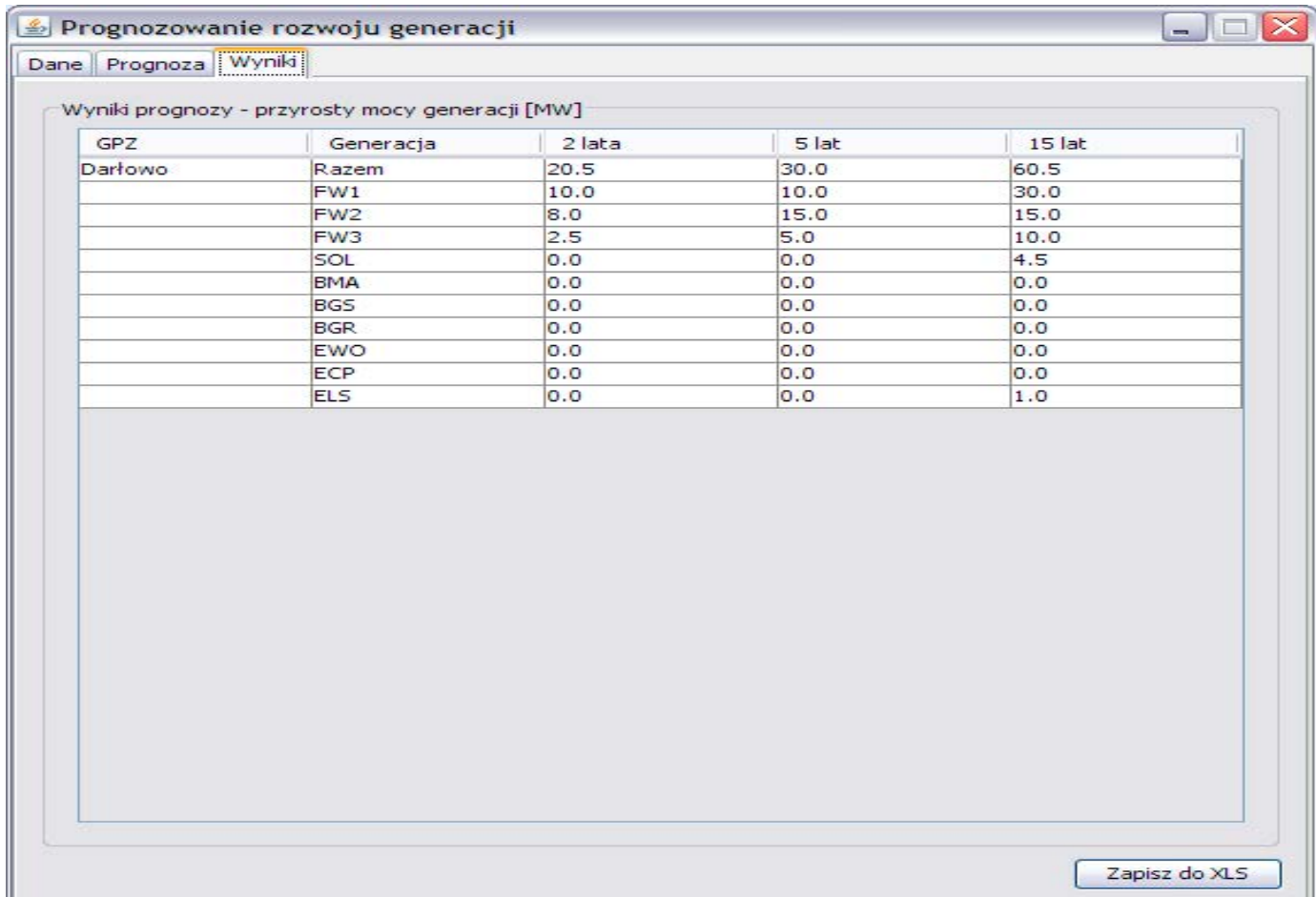
Czynnikiem w większym stopniu decydującym o możliwości rozwoju danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym przypisane są wyższe wartości wag, natomiast wagi mniej istotnych czynników mają niższe wartości. Szczególnym, chociaż częstym przypadkiem jest wartość wagi równa zero, która oznacza, że przedmiotowy czynnik nie ma żadnego wpływu na możliwości rozwoju danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym. W takiej sytuacji nie jest również definiowana funkcja dla danego czynnika wpływu, rodzaju generacji i horyzontu prognozy. Przykładem może być brak wpływu wietrzności na możliwość rozwoju wszystkich rodzajów generacji poza generacją wiatrową.

Przełożenie mocy danego rodzaju generacji prognozowanych dla obszaru poszczególnych gmin na wartość dla GPZ następuje przy wykorzystaniu tzw. mocy odniesienia. Wartości mocy odniesienia mają za zadanie odwzorowanie maksymalnego teoretycznego potencjału rozwoju danego rodzaju generacji na obszarze pojedynczej gminy (w domyśle: takiej, na której terenie panują najbardziej korzystne warunki dla rozwoju tej generacji) i zostały wyznaczone na podstawie analizy dotychczas wydawanych warunków przyłączenia na terenie pojedynczych gmin oraz możliwości instalacji danego rodzaju źródła na obszarze pojedynczej gminy.

## 2.2. Implementacja

W ramach pracy zostało stworzone oprogramowanie implementujące opracowany algorytm oraz umożliwiające wprowadzanie i edycję danych niezbędnych dla procesu prognozowania potencjału rozwoju generacji. Wprowadzanie danych może odbywać się na dwa sposoby:

- poprzez ręczne uzupełnienie tabeli wartości czynników wpływu dla danej gminy i horyzontu czasowego prognozy
- poprzez import danych z odpowiednio sformatowanego zewnętrznego pliku.



GPZ	Generacja	2 lata	5 lat	15 lat
Darłowo	Razem	20.5	30.0	60.5
	FW1	10.0	10.0	30.0
	FW2	8.0	15.0	15.0
	FW3	2.5	5.0	10.0
	SOL	0.0	0.0	4.5
	BMA	0.0	0.0	0.0
	BGS	0.0	0.0	0.0
	BGR	0.0	0.0	0.0
	EWO	0.0	0.0	0.0
	ECP	0.0	0.0	0.0
	ELS	0.0	0.0	1.0

Rys. 3. Ekran prezentacji wyników prognozy

Prognoza wykonywana jest dla zakresu określonego przez użytkownika, tzn. dla wybranych GPZ oraz horyzontów czasowych. Po zakończeniu obliczeń wyniki prognozy (prognozowane wartości mocy przyłączeniowej wyrażone w MW) są prezentowane w formie tabeli, możliwy jest również ich eksport (wraz z danymi, które posłużyły do wykonania prognozy) w formacie MS Excel.

Fragment ekranu z przykładowymi wynikami prognozy dla jednego GPZ, dla wszystkich horyzontów prognozy przedstawiono na rys. 3. Ekran prezentacji wyników prognozy 3. Przedstawione wartości prognozowanej generacji nie są rzeczywistymi wynikami prognozy i mają jedynie charakter przykładowy.

### 3. Wnioski

Ocena jakości opracowanego algorytmu, czyli trafności otrzymywanych prognoz, nie może być z oczywistych powodów dokonana obecnie, również ze względu na czas potrzebny do zebrania kompletu danych niezbędnych do przeprowadzenia procesu prognozowania. Można jednak już teraz stwierdzić, że prognozy będą obciążone dużym stopniem niepewności, bardzo wzrastającym wraz z odleglejszymi horyzontami prognozy, a wynikającym z przyjętego podejścia do prognozowania, dla którego trudno jednak znaleźć wartościową i wiarygodną alternatywę, z przyczyn wymienionych we wprowadzeniu. Wynik prognozy

jest silnie zależny od czynników bardzo trudnych czy wręcz niemożliwych do przewidzenia nawet w stosunkowo krótkim czasie, których zmiany mogą diametralnie zmienić tempo rozwoju danego rodzaju generacji.

Przykładem może być historia rozwoju generacji słonecznej w Czechach, kraju o nieco tylko korzystniejszych niż Polska warunkach nasłonecznienia, w którym intensywne wspieranie rozwoju energetyki solarnej zaowocowało instalacją na przestrzeni tylko dwóch lat źródeł fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 2 GW. Z kolei wprowadzenie pod koniec 2010 roku 26-proc. podatku od przychodów z produkcji energii słonecznej, obejmującego również okres dwóch lat wstecz, poskutkowało w zasadzie natychmiastowym zatrzymaniem rozwoju nowych instalacji – w 2011 roku łączna moc źródeł fotowoltaicznych zainstalowanych w Czechach wyniosła zaledwie ok. 10 MW [2].

### BIBLIOGRAFIA

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Opracowanie zasad planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV, SN i nn, uwzględniających pracę rozproszonych źródeł wytwórczych – wytyczne planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej przeznaczone dla operatora systemu dystrybucyjnego, str. 108–130.
2. European Photovoltaic Industry Association Market Report, 2011.

**Michał Bajor**

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: m.bajor@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki Politechniki Gdańskiej, specjalność rozproszone systemy informatyczne kierunku informatyka. Zatrudniony na stanowisku asystenta w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączania generacji rozproszonej do sieci oraz innych prac analitycznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in. probabilistyczne aspekty wpływu generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny oraz wykorzystanie niedeterministycznych metod obliczeniowych w analizach pracy sieci.

**Piotr Ziołkowski**

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: p.ziołkowski@ien.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka. Zatrudniony na stanowisku inżyniera w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączania generacji rozproszonej do sieci oraz innych opracowań analitycznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in.: wpływ generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny oraz zagadnienia związane z planowaniem rozwoju sieci dystrybucyjnej.

**Piotr Skoczko**

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.skoczko@energa.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka oraz na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej, na kierunku ekonomia i finanse. Zatrudniony na stanowisku głównego inżyniera ds. Rozwoju Sieci w ENERGA-OPERATOR SA. Zajmuje się planowaniem rozwoju sieci 110 kV. W obszarze jego zainteresowań znajduje się rozwój sieci SN i nn w kontekście współpracy z generacją rozproszoną i mikroźródłami. Autor referatów i wystąpień o tej tematyce na Politechnice Gdańskiej oraz na konferencjach.

## A Novel Algorithm of Forecasting the Potential Development of Generation in the Distribution Grid

**Authors**

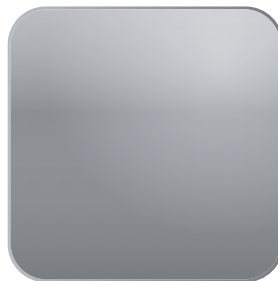
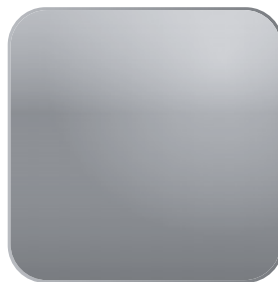
Michał Bajor  
Piotr Ziołkowski  
Piotr Skoczko

**Keywords**

dispersed generation, forecasting

**Abstract**

The paper presents a novel method of forecasting the potential for the development of various types of generation, including renewable, connecting to the distribution grid. The proposed algorithm is based on the idea of identifying different factors influencing the possibility of developing various types of generation in different time horizons. Descriptions of subsequent stages of the forecasting procedure, used terms and the software implementing the algorithm, developed by the authors, are also included in the paper. Finally, comments regarding the reliability of the results obtained using the method are described.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)



# Metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc jako narzędzie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych

## Autorzy

Jarosław G. Korpikiewicz  
 Leszek Bronk  
 Rafał Magulski

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

planowanie rozwoju, prognozowanie, sieć dystrybucyjna

## Streszczenie

Zaprezentowana w artykule przez autorów metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc łączy techniki ekstrapolacji trendów, wynikających z historycznych danych pomiarowych z wykorzystaniem informacji o potencjale rozwoju społeczno-gospodarczego rozpatrywanego obszaru, oraz prognoz makroekonomicznych i demograficznych, dostępnych dla różnych organów władzy samorządowej i państwowej. Zastosowanie proponowanej metodyki pozwala wykonać projekcje zapotrzebowania na moc w węzłach 110 kV oraz 15/0,4 kV, w średnim i długim horyzoncie czasu.

## 1. Wstęp

Znajomość obciążeń w przyszłości stanowi podstawę do planowania sieci, dlatego oszacowanie zapotrzebowania na moc powinno być możliwie dokładne. Wymaga to wielowątkowego podejścia, analizy wielu źródeł informacji w skali lokalnej, regionalnej, jak i ogólnokrajowej, rozpatrzenia zachodzących zmian w strukturze wykorzystywanych nośników energii, zmian energochłonności itp. Prezentowane w artykule metodyczne podstawy wykorzystania dokumentów o charakterze strategicznym lub planistycznym, dotyczące oszacowania przyszłego zapotrzebowania na moc w obszarach i węzłach sieci dystrybucyjnej, mogą ułatwić planowanie rozwoju sieci pod kątem minimalizacji kosztów rozbudowy, przy zachowaniu wymaganego poziomu niezawodności.

Przyjęto, że przewidywane wielkości zapotrzebowania na moc w poszczególnych obszarach lub węzłach sieci dystrybucyjnej będą wyznaczane na podstawie danych statystycznych oraz na podstawie prognoz rozwoju gospodarczego, przy uwzględnieniu uwarunkowań lokalnych. Dlatego podstawą do tworzenia prognoz zapotrzebowania na moc były:

- historyczne dane będące w dyspozycji operatora systemu dystrybucyjnego (OSD): dane ze tzw. śród pomiarowych, jednostkowe zapotrzebowanie na moc i energię poszczególnych typów odbiorców, dynamika przyłączanych nowych odbiorców itp.
- plany zagospodarowania przestrzennego i rozwoju społeczno-gospodarczego rozpatrywanego obszaru
- informacje o zamierzeniach inwestycyjnych odbiorców
- charakterystyka istniejącego stanu sieci elektroenergetycznej
- statystyczne dane dotyczące ludności, gospodarstw domowych, podmiotów gospodarczych, zatrudnienia

- prognozy zamian ludności, gospodarstw domowych, PKB, energochłonności, sposobów użytkowania energii itp.

Informacje o odbiorcach zgromadzone przez OSD przypisane są według głównych punktów zasilania (GPZ), zaś pozostałe źródła z reguły bazują na podziale administracyjnym kraju. Stąd może pojawić się konieczność dopasowania i ujednocnienia danych będących w dyspozycji operatora do informacji pochodzących z pozostałych źródeł.

Przyjęto, że ze względu na charakter rocznej zmienności zapotrzebowania prognozy zapotrzebowania tworzone będą dla czterech modeli charakterystycznych, odpowiadających dolinie i szczytowi obciążenia w sezonie letnim i zimowym. W szczególnych przypadkach, gdy zapotrzebowanie szczytowe przypada lub może występować w innym czasie, należy dodatkowo określić zapotrzebowanie szczytowe dla tego okresu.

## 2. Model bazowy wydzielonego obszaru sieci dystrybucyjnej

Punktem wyjścia do dalszych rozważań prognostycznych jest określenie obecnego poziomu zapotrzebowania na moc szczytową w analizowanym podobszarze sieci dystrybucyjnej (np. w stacji GPZ). W tym celu należy stworzyć model bazowy tego podobszaru, który będzie uwzględniał istniejącą topologię sieci, przyłączonych odbiorców oraz specyfikę ich zapotrzebowania na moc.

Podstawowym źródłem danych do jego tworzenia są informacje zgromadzone przez OSD, obejmujące: aktualną konfigurację stacji GPZ z infrastrukturą siecią SN oraz nn, liczbę odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych, zasilanych z poszczególnych transformatorów SN/nn, z określeniem ich lokalizacji

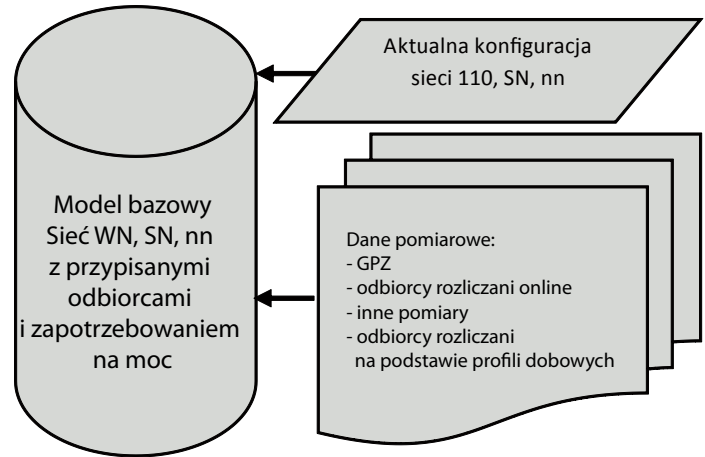
(nazwy gminy na obszarach wiejskich, nazwy miasta lub dzielnicy na obszarach miejskich). Dane te pozwalają odwzorować aktualną konfigurację sieci na terenie OSD z przyłączonymi odbiorcami do stacji GPZ.

Kolejnym krokiem jest określenie zapotrzebowania na moc odbiorców przyłączonych stacji GPZ. W pierwszej kolejności należy określić szczytowe obciążenie stacji. Można tego dokonać na podstawie wyników standardowych pomiarów, realizowanych cyklicznie w ramach tzw. śród pomiarowych. Dane te obejmują pomiary mocy czynnej i biernej w poszczególnych węzłach sieci 110 kV, przeprowadzane dwukrotnie w ciągu roku, w styczniu i w lipcu.

Do budowy modelu bazowego można również wykorzystać dane z dostępnych punktów pomiarowych, zlokalizowanych w obrębie sieci SN i nn zasilanej ze stacji GPZ (np. transformatory SN/nn). Stanowią one mogą dodatkowe źródło informacji o obciążeniach w poszczególnych podobszarach tej sieci i mogą posłużyć do weryfikacji obliczeń zapotrzebowania na moc u odbiorców końcowych.

W przypadku odbiorców wyposażonych w układy pomiarowo-rozliczeniowe, umożliwiające rejestrację danych, do określenia ich szczytowego zapotrzebowania należy wykorzystać rzeczywiste dane pomiarowe, zaś w przypadku pozostałych odbiorców możliwe jest określenie statystycznego obciążenia z wykorzystaniem tzw. profili obciążenia. Profile te wyznaczone są na podstawie pomiarów wykonywanych przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE). Dane pomiarowe zostały zagregowane i uśrednione w obrębie grup odbiorców spełniających określone kryteria. Dla każdej grupy profilowej określone jest godzinowe zużycie energii elektrycznej w okresie całego roku, czyli przebieg zmian średnich godzinowych obciążeń elektrycznych. Jeśli istnieją odbiorcy niepasujący do żadnego z dostępnych profili, należy stworzyć nowy profil i uwzględnić go przy budowie modelu bazowego.

Wykorzystanie standardowych profili zapotrzebowania będzie opisywało rzeczywistą sytuację w przybliżeniu, gdyż w rzeczywistości w poszczególnych podobszarach sieci niewielcy odbiorcy mogą charakteryzować się różnymi jednostkowymi wskaźnikami zapotrzebowania na moc. Oznacza to, że nawet przy dość jednorodnej strukturze odbiorców łączne zapotrzebowanie na moc może różnić się od szacunków przeprowadzonych na podstawie profili obciążenia. Dlatego przy braku rzeczywistych danych pomiarowych przyjęte dla poszczególnych typów odbiorców jednostkowe wskaźniki zapotrzebowania należy zweryfikować i ewentualnie skorygować na podstawie dostępnych danych pomiarowych z transformatorów SN/nn oraz w stacji GPZ. Wraz z postępującym rozwojem systemów inteligentnego opomiarowania, umożliwiających rejestrację i zdalny odczyt informacji o zużyciu u odbiorców, uśrednione dane statystyczne należy zastępować rzeczywistymi pomiarami, co pozwoli uzyskać większą precyzję tworzonego modelu.



Rys. 1. Schemat tworzenia modelu bazowego do projekcji zapotrzebowania na moc

Łączne średniogodzinowe zapotrzebowanie na moc w stacji GPZ będzie sumą zapotrzebowania wielu grup odbiorców o zróżnicowanym dobowym charakterze zużycia oraz strat w sieci dystrybucyjnej, pomniejszoną o łączną moc w generacji źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci zasilanych z tej stacji, zgodnie z zależnością:

$$P_{GPZ} = \sum P_{OR} + \sum P_{OP} - \sum P_G + \sum \Delta P \quad (1)$$

gdzie:  $P_{GPZ}$  – zmierzone zapotrzebowanie na moc w stacji GPZ,  $\sum P_G$  – sumaryczna moc generowana przez źródła wytwórcze przyłączone do sieci zasilanej ze stacji GPZ,  $\sum P_{OR}$  – łączne zapotrzebowanie na moc odbiorców zasilanych ze stacji GPZ, objętych zdalnym odczytem stanu liczników,  $\sum P_{OP}$  – łączne zapotrzebowanie na moc pozostałych odbiorców, bez możliwości rejestracji danych o zużyciu,  $\Delta P$  – straty w sieci dystrybucyjnej SN oraz nn.

W dalszych rozważaniach przyjęto, że straty w sieciach SN i nn, przyłączonych do stacji GPZ, nie będą rozpatrywane oddzielnie, lecz zostaną przydzielone wszystkim odbiorcom, proporcjonalnie do ich zapotrzebowania na moc. Na podstawie wskazań systemów pomiarowych znane są wielkości  $P_{GPZ}$ ,  $P_{OR}$  oraz  $P_G$ , nieznane łączne zapotrzebowanie na moc odbiorców nieobjętych rejestracją i zdalnym odczytem wskaźników będzie więc wypadkową mocy, zgodnie z zależnością:

$$\sum P_{OP} = P_{GPZ} + \sum \Delta P_G - \sum P_{OR} \quad (2)$$

Tę samą wielkość można oszacować, przypisując wszystkim odbiorców nieobjętych rejestracją i zdalnym odczytem liczników do odpowiednich grup odbiorców, dla których określone są standardowe profile obciążenia, stosując wzór:

$$P'_{OP} = \sum_{i=1}^k P_{OPk} \cdot n_k \cdot w_k \quad (3)$$

gdzie:  $k$  – liczba grup odbiorców, dla których określono standardowe profile obciążenia,  $n_k$  – liczba odbiorców z przypisanym  $k$ -tym standardowym profilem obciążenia,  $w_k$  – współczynnik kalibracji wyznaczony dla  $k$ -tego standardowego profilu,  $P_{OPk}$  – średnie zapotrzebowanie na moc odbiorcy odczytane z odpowiedniej godziny  $k$ -tego standardowego profilu obciążenia.

Standardowe profile obciążenia, bazując na uśrednionych wielkościach zapotrzebowania, najlepiej nadają się do modelowania dużych populacji odbiorców, zaś w przypadku odwzorowania fragmentów sieci, z relatywnie niewielką liczbą przyłączonych odbiorców lub gdy przyłączeni odbiorcy charakterystyką zapotrzebowania odbiegać będą w istotny sposób od profilu całej populacji, wyniki obliczeń mogą znacząco różnić się od rzeczywistego zapotrzebowania. Dlatego przy modelowaniu zapotrzebowania odbiorców nieobjętych systemem zdalnego odczytu liczników należy uwzględnić współczynniki kalibracji. Współczynniki te należy dobierać w taki sposób, aby obliczeniowe zapotrzebowanie w tej grupie odbiorców pokryło się z rzeczywistym, określonym przez zależność (2).

### 3. Prognoza w horyzoncie 2-letnim

Obliczenia wykonane dla 2-letniego okresu powinny być podstawą do planowania rozwoju sieci SN i nn oraz pozwolić na dokładne oszacowanie potrzeb inwestycyjnych w tej sieci. Ze względu na okres realizacji inwestycji za podstawowe dane w horyzoncie 2-letnim należy uznać informacje o nowych odbiorcach z wydanymi warunkami przyłączenia. Przyjęto założenie, że prognozowane zmiany zapotrzebowania na moc będą wynikały tylko z przyłączeń nowych odbiorców, zaś zmiany jakościowe w charakterze zapotrzebowania dotychczasowych odbiorców nie będą miały istotnego znaczenia. Przy określaniu zapotrzebowania na moc nowych odbiorców przewidziano wykorzystanie dostępnych profili obciążeń.

Dysponując modelem bazowym, w kolejnym kroku – gdy istnieje duże prawdopodobieństwo realizacji przyłączenia w analizowanym horyzoncie czasu – do schematu sieci przypisać należy nowych odbiorców z wydanymi warunkami lub odbiorców ubiegających się o warunki przyłączenia do sieci.

Następnie należy określić zapotrzebowanie na moc nowych odbiorców w godzinie odpowiadającej maksymalnemu obciążeniu stacji GPZ. Zapotrzebowanie odbiorców z V grupy przyłączeniowej (mieszkalnictwo – taryfa G, mniejsze przedsiębiorstwa handlowo-usługowe – taryfa C1x) można określić za pomocą profili zapotrzebowania lub innych dostępnych danych. Przypadki odbiorców z innych grup przyłączeniowych należy rozważyć indywidualnie. Jeśli dostępne są pomiary większej liczby odbiorców o podobnej specyfice działalności, możliwe jest opracowanie nowego standardowego profilu zapotrzebowania.

Przy wyznaczaniu prognozowanej mocy należy dokonać rozdziału obciążenia w jednakowym czasie dla wszystkich odbiorców przyłączonych do transformatora lub innego elementu sieci. Moc szczytową w dowolnym węźle uzyskuje się przez zsumowanie obciążeń poszczególnych odbiorców. Uproszczony schemat postępowania przedstawiono na rys. 2



Rys. 2. Schemat tworzenia modelu dla 2-letniego horyzontu prognozy

Prognozowane sumaryczne zapotrzebowanie na moc czynną można opisać zależnością:

$$P_{H2} = P_B + \sum_{i=1}^n P_{WP} \quad (4)$$

gdzie:  $P_{H2}$  – sumaryczna prognozowana moc czynna na transformatorze w stacji GPZ,  $P_B$  – moc czynna odbiorców istniejących przyłączonych do transformatora w stacji GPZ,  $P_{WP}$  – moc czynna  $n$ -tego odbiorcy z wydanymi warunkami przyłączenia.

### 4. Prognoza w horyzoncie 5- i 15-letnim

W horyzoncie 5-letnim plany rozwoju mogą mieć bardziej ogólny charakter. Mogą być wyrażone w szacunkowych kwotach, które trzeba będzie ponieść na rozwój sieci, łącznej mocy transformatorów, łącznej długości linii, lokalizacji nowych GPZ. Parametry te mogą być wyznaczone wskaźnikowo na podstawie szacunkowego wzrostu zapotrzebowania na moc oraz znanych parametrów technicznych sieci.

Horyzont 15-letni obarczony jest dużym stopniem niepewności w kontekście możliwego wzrostu zapotrzebowania na moc i energię. Sporządzone dla tego okresu prognozy mogą służyć do wyznaczenia wskaźników mówiących o globalnych potrzebach rozwoju w skali większego obszaru/regionu (np. obszar powiatu). Do sporządzenia prognoz zapotrzebowania szczytowego posłuży liniowy model ekonometryczny. Model ten sprowadzać się będzie do poszukiwania, na podstawie danych historycznych, zależności pomiędzy wielkością objaśnianą, a wielkościami, które ją kształtują. Model ten można zapisać w postaci równania:

$$P_{GPZ\_GR} = a_0 + a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + \dots + a_k \cdot x_k + \varepsilon \quad (5)$$

gdzie:  $P_{GPZ\_GR}$  – szczytowe zapotrzebowanie na moc czynną w GPZ lub grupie GPZ,  $x_1, \dots, x_k$  – zmienne objaśniające,  $a_0, \dots, a_k$  – parametry strukturalne modelu,  $k$  – liczba zmiennych objaśniających;  $\varepsilon$  – składnik losowy (zmienna wyrażająca łączny efekt czynników nieuwzględnionych w modelu, błędów wynikających z przyjęcia niewłaściwej postaci funkcji, błędów pomiaru).

Zmienną objaśnianą w przyjętym modelu dla horyzontu 5-letniego będzie szczytowe obciążenie stacji GPZ, natomiast dla horyzontu 15-letniego obciążenie szczytowe wybranej grupy GPZ. Dobór stacji GPZ realizowany jest w taki sposób, aby zasilani z nich odbiorcy zlokalizowani byli na obszarze jednego powiatu. Potencjalne zmienne objaśniające, będą stanowić prognozy ekonomiczne i demograficzne, wraz z danymi historycznymi o obciążeniu szczytowym GPZ. Spośród nich do budowy modelu zostaną wybrane zmienne, najlepiej spełniające poniższe kryteria:

- obejmujące dostatecznie duży zakres czasowy, zarówno w zakresie danych historycznych, jak i w zakresie wartości prognozowanych
- silnie skorelowane ze zmienną objaśnianą
- nieskorelowane lub najwyżej wykazujące słabą korelację z pozostałymi zmiennymi objaśniającymi.

Po dokonaniu wyboru zmiennych objaśniających należy wyznaczyć parametry strukturalne modelu (metodą najmniejszych kwadratów – SMK), a następnie przeprowadzić weryfikację merytoryczną i statystyczną poprawności konstrukcji modelu. Zweryfikowany model posłuży do sporządzenia wariantowej prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc czynną GPZ (lub grupy GPZ), na podstawie dostępnych scenariuszowych prognoz zmiennych objaśniających bądź z wykorzystaniem prognozy przedziałowej, wykonanej na podstawie obliczonego średniego błędu prognozy *ex-ante* oraz założonego poziomu wiarygodności.

Prognoza przedziałowa szczytowego zapotrzebowania na moc czynną w grupie GPZ może być wykonana zgodnie z wzorem:

$$P\left(P_{GPZ\_GR}^* - t_\alpha \cdot V_T < P_{GPZ\_GR}^* < P_{GPZ\_GR}^* + t_\alpha \cdot V_T\right) = 1 - \alpha \quad (6)$$

gdzie:  $P_{GPZ\_GR}^*$  – prognoza punktowa szczytowego zapotrzebowania na moc czynną GPZ (lub grupy GPZ),  $V_T$  – średni błąd prognozy *ex-ante* dla okresu  $T$ ,  $t_\alpha$  – wartość statystyki t-Studenta, przy założonym współczynniku ufności oraz  $n-k-1$  stopni swobody,  $\alpha$  – współczynnik istotności,  $n$  – wielkość serii dla danych historycznych,  $k$  – ilość zmiennych objaśniających,  $T$  – horyzont prognozy ( $n+5$  lub  $n+15$ ).

W horyzoncie 5-letnim na podstawie informacji z planów zagospodarowania przestrzennego, kierunków rozwoju określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego lub innych dokumentów planistycznych należy

przeprowadzić dodatkową weryfikację wyznaczonych prognoz zapotrzebowania szczytowego. Dlatego przewidziano uzupełnienie danych prognostycznych na podstawie informacji pozyskanych od samorządów lokalnych. W tym celu należy przeprowadzić badanie kwestionariuszowe. Badanie to będzie miało na celu rozpoznanie i zestawienie w jednolitej formie potencjału wzrostu zapotrzebowania na moc na podstawie danych zawartych w projektach założeń i planów zaopatrzenia w media energetyczne, planach zagospodarowania przestrzennego, strategiach rozwoju oraz identyfikacji terenów dedykowanych do celów inwestycyjnych, mieszkaniowych itp. Z punktu widzenia zapotrzebowania na moc istotne znaczenie dla analizowanego obszaru będzie miało pozyskanie informacji o dostępności dla odbiorców alternatywnych nośników energii. Monitorowanie kierunków rozwoju terenów gminnych pozwoli na określenie obszarów wymagających szczegółowych analiz rozwoju sieci, przyczyni się do oszacowania wymaganych nakładów na rozbudowę i modernizację sieci.

Dla 15-letniego horyzontu prognoza zapotrzebowania szczytowego na moc czynną dla pojedynczej stacji GPZ może być wykonana na bazie prognozy dotyczącej grupy GPZ oraz prognozy jego udziału w łącznym zapotrzebowaniu grupy. W tym celu dla okresu historycznego, prognozy 2-letniej oraz prognozy 5-letniej powinny zostać wyznaczone udziały procentowe poszczególnych GPZ w łącznym zapotrzebowaniu na moc czynną grupy. Z udziałów tych tworzone są szeregi czasowe, których trendy zmian mogą być aproksymowane wybranymi funkcjami liniowymi lub nieliniowymi. Dobór funkcji trendu realizowany może być na podstawie kryterium najlepszego dopasowania do danych empirycznych, mierzonego współczynnikiem determinacji  $R^2$  oraz względnego błędu prognozy *ex-ante*, nieprzekraczającego 10%. Zgodnie z wybraną funkcją trendu na okres  $T = n + 15$ , można oszacować procentowe udziały poszczególnych GPZ w grupie. Oszacowane udziały oraz prognoza przedziałowa zapotrzebowania na moc grupy GPZ posłużyć może do określenia zapotrzebowania na moc czynną poszczególnych GPZ.

## 5. Wnioski końcowe

Planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej, zapewniające dotrzymanie wymaganego poziomu niezawodności pracy, przy minimalizacji nakładów na rozbudowę, wymaga wykonania prognoz przyszłego zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych przyłączonych do tej sieci.

W proponowanej metodyce prognozowania zapotrzebowania szczytowego na moc zastosowano odmienne podejście ze względu na zróżnicowane horyzonty planowania oraz podjęto próbę uwzględniania lokalnych uwarunkowań oraz przewidywanych tendencji rozwojowych o charakterze społeczno-ekonomicznym, mających wpływ na obciążenie systemu dystrybucyjnego w przyszłości.

Przedstawiona w artykule metodyka prognozowania zapotrzebowania szczytowego na moc w węzłach sieci dystrybucyjnej stanowiła podstawę do opracowania w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk narzędzia informatycznego pod nazwą WPM

### **Jarosław G. Korpikiewicz**

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechnika i Automatyka, kierunek automatyka (2002). Zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: usługi systemowe i regulacyjne, problematykę pracy systemu elektroenergetycznego, automatykę elektrowni i SEE oraz zastosowanie odnawialnych źródeł energii. Doktorant Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

### **Leszek Bronk**

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechnika i Automatyka, kierunek elektrotechnika. Od 2000 roku zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się problematyką rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz zagadnieniami powiązаныmi z energetyką.

### **Rafał Magulski**

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Zarządzania i Ekonomii na kierunku zarządzanie i marketing (1998). Zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują problematykę funkcjonowania rynku w sektorze elektroenergetyki i studia przedprojektowe dotyczące rozwoju systemów energetycznych.

## **Methodology of Using Ancillary Services Provided by Distributed Generation for Planning and Development MV Network Processes**

### **Authors**

Jarosław G. Korpikiewicz

Leszek Bronk

Rafał Magulski

### **Keywords**

network development planning, forecasting, distribution network

### **Abstract**

Planning for the development of the distribution network, providing the required level of reliability, while minimizing expenditures for the expansion requires a forecast of future demand for power end-users connected to the network. Dynamics of changes in electrical load will depend on many factors, both local (eg, changes in the structure and number of customers) and global (eg, changes in energy intensity of consumption). Presented in the paper forecasting methodology combines the power demand trend extrapolation techniques, resulting from historical measurement data, with using the information about the potential socio-economic development and available economic and demographic forecasts at different levels of territorial division of the country. Application of the proposed methodology allows to perform medium and long term projections of demand for power in the nodes of distribution network.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Analiza narzędzi wspomagających planowanie rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych

## Autorzy

Mieczysław Kwiatkowski  
Maksymilian Przygodzki

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

sieć przesyłowa, planowanie rozwoju

## Streszczenie

W artykule autorzy poddali dyskusji zmiany uwarunkowań funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz powiązanego z nim procesu planowania rozwoju krajowego systemu przesyłowego, skutkujących zwiększaniem znaczenia analiz o charakterze ekonomiczno-rynkowym. Opierając się na analizie metodyki i narzędzi obliczeniowych, oferowanych na zasadach komercyjnych, przedstawiono przesłanki kierunków modyfikacji metodyki planowania rozwoju w warunkach polskich.

## 1. Planowanie rozwoju sieci przesyłowej

### 1.1. Wstęp

Problematyka metodyki długoterminowego planowania rozwoju krajowego systemu przesyłowego (KSP), jest ściśle związana z rozwojem całego krajowego systemu elektroenergetycznego. Wynika to głównie z funkcji usługowej świadczonej przez KSP na rzecz uczestników rynku energii elektrycznej. Funkcja usługowa systemu przesyłowego przejawia się w dwóch zasadniczych zadaniach realizowanych przez ten system. Pierwsze z nich dotyczy zapewnienia infrastruktury technicznej, która umożliwi realizację transakcji handlowych pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w ramach funkcjonowania łańcucha wartości tej energii, od momentu jej wytworzenia w źródłach wytwórczych, aż do jej zużycia przez odbiorców końcowych. Drugie, zasadnicze zadanie, dotyczy utrzymania niezawodności pracy systemu przesyłowego w zakresie uzasadnionym ekonomicznie. Oba zadania są ściśle ze sobą związane oraz wzajemnie zależne. Infrastruktura techniczna systemu przesyłowego powinna zapewniać od strony ilościowej realizację transakcji zawieranych pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej, natomiast od strony jakościowej - niezawodność pracy tej infrastruktury. Realizacja obu tych zadań w warunkach polskich jest w gestii spółki PSE SA, wykonującej w kraju funkcję operator systemu przesyłowego (OSP).

### 1.2. Uwarunkowania rozwoju

Przyjmując założenie, że energia elektryczna jest dobrem konsumpcyjnym, można liczyć się w kolejnych latach ze zwiększaniem wymagań ilościowych i jakościowych odnośnie dostaw tego dobra. Przy spełnianiu w przyszłości tych wymagań, należy brać pod uwagę pewne specyficzne uwarunkowania związane z:

- dużą kapitałochłonnością elektroenergetyki, jako gałęzi gospodarki o charakterze infrastrukturalnym
- problemami związanymi z rozbudową sieci przesyłowej zgodnie z potrzebami uczestników rynku energii elektrycznej, spowodowanymi narastającymi ograniczeniami lokalizacyjnymi nowych elementów infrastruktury przesyłowej oraz zwiększającą się długością cykli inwestycyjnych. Wymienione uwarunkowania mają charakter egzogeniczny w stosunku do możliwości decyzyjnych OSP w zakresie rozwoju infrastruktury przesyłowej. Dodatkowo, w ostatnich latach pojawiły się kolejne uwarunkowania wpływające na możliwości realizacji przez system przesyłowy dwóch na wstępie postawionych zadań:
- szybki rozwój energetyki odnawialnej (głównie farm wiatrowych), który w dużej skali wpływa na zmianę geografii wytwarzania energii elektrycznej oraz na konieczność zapewnienia wyprowadzenia mocy elektrycznej z takich źródeł i dostarczenia jej do odbiorców końcowych
- systematyczne zaostrzanie ograniczeń w zakresie emisji zanieczyszczeń spowodowanych wytwarzaniem energii elektrycznej, dotyczące w pierwszej kolejności źródeł konwencjonalnych wykorzystujących paliwa węglowe, mogące skutkować w przypadku zdekapitalizowania się majątku brakiem odtworzeń w ogóle lub odtworzeniami w innych, niż dotychczas wykorzystywane, technologiach (np. gazowych, jądrowych)
- zwiększanie znaczenia problematyki rezerw systemowych oraz udziału w strukturze jednostek wytwórczych źródeł o bardziej elastycznych charakterystykach operacyjnych, jako odpowiedź na zwiększenie w systemie liczby źródeł wytwórczych o pracy stochastycznej, nie poddających się planowaniu

- zmiany przyzwyczajzeń odbiorców końcowych w zakresie użytkowania energii elektrycznej, wynikające z pojawiania się nowych kategorii odbiorników energii elektrycznej, możliwości autoprodukcji, czy też zmian w rytmie funkcjonowania jednostek i całych grup społecznych.

Na sposób realizacji przez OSP zadań w dziedzinie planowania rozwoju KSP, szczególnie wpływ będzie miało również ograniczenie pola w zakresie kształtowania konfiguracji sieci przesyłowej. Są to efekty zwiększania się udziału rozwoju zdeterminowanego w całym rozwoju sieci przesyłowej, wynikające głównie z przyłączeń nowych źródeł wytwórczych (w tym OZE) oraz ewentualne dodatkowe wzmocnienia systemu przesyłowego wynikające z realizacji tych przyłączeń.

Ograniczenie pola decyzyjnego w zakresie kierunków rozwoju systemu przesyłowego skutkuje tym, że jego rozwój staje coraz mniej optymalny, przez co osiągnięcie tych samych celów strategicznych może się okazać bardziej kosztowne.

### 1.3. Wymagania dla metodyki planowania

Uwarunkowania dotyczące zadań realizowanych przez KSP na rzecz uczestników rynku energii elektrycznej wymagają modyfikacji, lub nawet zmiany podejścia do metodyki planowania rozwoju KSP [1]. Dotyczy to tak samo sfery planowania technicznego, jak i wzmocnienia sfery ekonomicznej i rynkowej tego planowania.

Sfera ekonomiczna powinna koncentrować się głównie na zwymiarowaniu od strony ekonomicznej i rynkowej technicznych skutków wariantów rozwoju KSP w następującym zakresie [2]:

- określanie korzyści ekonomicznych i syntetycznych ich miar na poziomie systemowym, wynikających z realizacji poszczególnych wariantów rozwojowych (całego KSP lub kolejnych projektów inwestycyjnych)
- określania wpływu wariantów rozwojowych KSP na rynkową cenę energii elektrycznej,
- wyznaczania ekonomicznych wskaźników węzłowych, np. kosztów (cen) krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieci przesyłowej.

Ostatni z przytoczonych elementów efektów ekonomiczno-rynkowych rozwoju KSP ma szczególne znaczenie dla:

- poszukiwania w długim horyzoncie czasu instrumentów o charakterze rynkowym, pozwalających na kształtowanie zachęt inwestycyjnych do budowy nowych mocy wytwórczych
- racjonalizacji opłat przesyłowych, ponoszonych przez uczestników rynku energii elektrycznej, w celu ich dostosowania do rzeczywistych kosztów dostarczania energii elektrycznej do danego punktu sieciowego
- skutków obszarowych i regionalnych realizacji nowych projektów inwestycyjnych w zakresie rozwoju sieci przesyłowej.

Wynikające z nowych uwarunkowań, postulowane rozszerzenie metodyki planowania rozwoju KSP w obszarze ekonomiczno-rynkowym, może być realizowane dwoma podstawowymi ścieżkami. Pierwsza z nich, może zakładać opracowanie dla potrzeb OSP nowej metodyki we własnym krajowym zakresie, wykonanie na jej podstawie stosownego narzędzia analitycznego oraz jego wdrożenie.

Druga z alternatywnych ścieżek rozwoju metodycznego, polega na implementacji w warunkach krajowych gotowego oprogramowania pozyskanego z zagranicy na warunkach komercyjnych, łącznie z ewentualną jego adaptacją do specyficznych potrzeb PSE SA.

Obie z wymienionych ścieżek mają swoje strony pozytywne i negatywne. Koncentrując się na drugim z opisanych rozwiązań do pozytywów należą:

- krótszy okres implementacyjny metodyki przy oczekiwanych niższych kosztach całego przedsięwzięcia
- możliwość wdrożenia metodyki i narzędzia sprawdzonego już u innych zagranicznych operatorów sieciowych, mających zbliżone do PSE SA uwarunkowania funkcjonowania
- możliwość pozyskania rozwiązań metodycznych i informatycznych nie stosowanych do tej pory w warunkach krajowych.

Do podstawowych negatywów tej ścieżki, należy możliwość adaptacji narzędzia, które w niewystarczającym stopniu odwzoruje specyfikę KSP i krajowego rynku energii elektrycznej. Ryzyko negatywnych efektów implementacji metodyki zagranicznej, można częściowo ograniczyć poprzez włączenie w przedsięwzięcie prac o charakterze adaptacyjnym. Należy jednak również pamiętać o tym, że dziedzina planowania długoterminowego rozwoju sektora elektroenergetycznego, z racji długiego horyzontu wykonywanych analiz, co do zasady zakłada stosowanie uproszczeń w odwzorowaniu systemu elektroenergetycznego oraz rynku energii elektrycznej. Są one dopuszczalne do takiego momentu, gdy błąd przez nie generowany ma wagę o rząd wielkości niższą od innych założeń czy scenariuszy wykorzystanych na wejściu do tego typu analiz.

## 2. Narzędzia komercyjne wspomagające planowanie rozwoju

### 2.1. Uwagi ogólne

Wykonanie i wdrożenie zaawansowanego oprogramowania, wymaga przygotowanego do tego zadania sztabu specjalistów, a także odpowiednich nakładów finansowych. Doświadczenia zagraniczne wskazują, że takiego zadania podejmują się z reguły duże firmy doradcze o ustalonej pozycji rynkowej lub zespoły specjalistów wyłonionych ze środowiska akademickiego w celu prowadzenia działalności gospodarczej. W obu przypadkach, niezbędnym warunkiem jest dostęp do zaawansowanych technik matematyczno-informatycznych. Firmy doradcze, posiadające oprogramowanie analityczne bardziej nastawiają się na świadczenie własnych usług, podczas gdy firmy drugiego typu, definiują swój główny nurt biznesowy, jako sprzedaż licencji na użytkowanie oprogramowania analitycznego oraz świadczenie usług towarzyszących jego wdrożeniu. Usługi te mogą dotyczyć dostosowania oprogramowania do specyficznych potrzeb pojedynczego klienta, dostarczania zaktualizowanych wersji oprogramowania, cechujących się większymi możliwościami analitycznymi oraz organizowania szkoleń i seminariów dla obecnych użytkowników oprogramowania, pozwalających na wymianę doświadczeń eksploatacyjnych i doskonalenie umiejętności posługiwania się tym oprogramowaniem.



Może również być i tak, że oprogramowanie analityczne zostanie wykonywane przez firmę konsultingową lub doradczą na potrzeby konkretnego podmiotu i przechodzi ono na jego własność. Z reguły dotyczy to zamówień państwowych, związanych z wyposażeniem w oprogramowanie różnego rodzaju agend rządowych.

Komercyjne oprogramowanie analityczne, wykorzystywane na potrzeby sektora elektroenergetycznego, z reguły cechuje się dużą elastycznością z punktu widzenia możliwych jego zastosowań. To samo oprogramowanie, poza firmą doradczą, może być z powodzeniem wykorzystywane przez grupy energetyczne, przedsiębiorstwa wytwórcze, przedsiębiorstwa sieciowe, firmy zajmujące się obrotem energią elektryczną, inwestorów planujących inwestycje lub akwizycje w tym sektorze. Zagadnienia związane z perspektywami rozwojowymi sektora elektroenergetycznego dla wszystkich z tych przedsiębiorstw mają duże znaczenie, gdyż wyniki analiz mogą być wykorzystywane do podejmowania decyzji potencjalnie związanych z angażowaniem dużych środków kapitałowych. Inną grupę użytkowników tych narzędzi stanowią urzędy regulacyjne oraz wykonawcza administracja państwowa. Ta grupa z kolei jest zainteresowana m.in. badaniem skutków wpływu zróżnicowanych czynników zewnętrznych na dalsze funkcjonowanie sektora oraz siły rynkowej poszczególnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Można stwierdzić, że w dużej mierze zastosowanie danego narzędzia analitycznego zależy od sposobu skonfigurowania przypadku obliczeniowego. Dla potrzeb przedsiębiorstwa sieciowego cenną właściwością jest możliwość odwzorowania sieci przesyłowej. Może to być wykonane w podobny sposób, jak przy obliczeniach rozptyłowych (stało- lub zmiennoprądowych) lub w sposób uproszczony, poprzez zdefiniowanie obszarów rynkowych oraz powiązań sieciowych pomiędzy nimi (nie odwzorowuje to jednak rzeczywistej sieci i jej wpływu na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego). Dodatkowym, istotnym elementem dla potrzeb analiz sieciowych, jest określanie kosztów krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieci przesyłowej lub dla obszarów rynkowych. Umożliwia to dokonanie przejścia do określenia taryf przesyłowych w węzłach sieci lub dla obszarów rynkowych, a także w przypadku bardziej zaawansowanych rynków energii elektrycznej, stosowanie pochodnych instrumentów rynkowych (np. praw do uzyskania dochodu przy ograniczeniach przesyłowych – CRR lub finansowych praw do przesyłu – FTR).

Ważnym elementem – z analitycznego punktu widzenia – jest również sposób odwzorowania podsystemu wytwarzania energii elektrycznej, który powinien być dostosowany do jego lokalnej specyfiki, co w polskim przypadku oznacza przede wszystkim precyzyjne odwzorowanie pracy źródeł ciepłych konwencjonalnych. Spośród źródeł odnawialnych, największe znaczenie ma odwzorowanie źródeł wiatrowych.

Przy interpretacji wyników obliczeń ważne jest, aby narzędzie było wyposażone w zaawansowany interfejs graficzny użytkownika (GUI), ułatwiający interpretację tych wyników w postaci wizualnej (np. map gęstości). Ma to duże znaczenie, szczególnie w przypadku wielowariantowych obliczeń sieciowych.

## 2.2. Analizowane narzędzia

Opisane w rozdziale 1.3 cechy charakterystyczne, będące częścią rozpatrywanych wymagań istotnych w procesie planowania rozwoju, stały się podstawą do identyfikacji zbioru narzędzi najlepiej spełniających postawione wymagania. Jako źródła informacji o narzędziach, potencjalnie będących w zakresie zainteresowania, wykorzystano:

- informacje pochodzące od europejskich OSP w sprawie stosowanej metodyki długoterminowego planowania rozwoju sieci przesyłowej oraz wykorzystywanych w tym procesie narzędzi z elementami ekonomiczno-rynkowymi
- publikacje branżowe (krajowe i zagraniczne) dotyczące tematyki planowania długoterminowego
- materiały źródłowe, prezentowane na międzynarodowych konferencjach branżowych organizowanych m.in. przez UCTE, ENTSO-E, Eurelectric i CIGRE
- informacje o charakterze publicznym, pozyskane ze stron internetowych właścicieli narzędzi analitycznych
- kontakty robocze z właścicielami poszczególnych narzędzi.

W wyniku przeprowadzonej inwentaryzacji narzędzi wybrano 14 modeli komputerowych, dla których przygotowano oceny syntetyczne. Wśród analizowanych modeli uwzględniono programy (w kolejności alfabetycznej): AURORAxmp, COMET, GridView, GTMax, IPM, IREMM, NEMS/EMM, PLEXOS, POM, PowerWorld Simulator, PowrSym, PROMOD IV, SCOPE, UPLAN-NMP.

Narzędzia te pochodzą spoza rynku europejskiego. Niemniej jednak nie oznacza to, że nie są one wykorzystywane w krajach europejskich. W publikacji [3] przedstawiono wyniki analiz wykonanych dla przydatności narzędzi opracowanych w krajach europejskich.

## 3. Wynik analizy narzędzi obliczeniowych

### 3.1. Kryteria analizy

Ogólną analizę narzędzi obliczeniowych wspomagających proces planowania rozwoju, wykonano pod kątem dwóch zasadniczych grup kryteriów. Pierwsza grupa, dotyczy stopnia spełnienia specyficznych potrzeb OSP pod kątem wykonywania długoterminowych analiz na styku KSP i rynku energii elektrycznej, przez podniesienie stopnia „ekonomizacji” wykonywanych analiz sieciowych, w odniesieniu do tradycyjnego podejścia, polegającego na koncentracji analiz wyłącznie na zagadnieniach technicznych. Drugi obszar kryteriów ma charakter ściśle implementacyjny i wiąże się zarówno z oceną doświadczenia własnego właściciela narzędzia w dziedzinie implementacyjnej, jak i z realnymi sukcesami na polu jego wdrożenia w przedsiębiorstwach sieciowych, w szczególności amerykańskich i europejskich operatorów systemów przesyłowych.

Poniżej przedstawiono sześć szczegółowych kryteriów (po trzy dla każdego z opisanych obszarów), według których przeprowadzono rozpoznanie i ocenę narzędzi obliczeniowych. Prezentowane kryteria posłużyły również do uproszczonego wartościowania każdego z tych narzędzi pod kątem spełnienia wymagań:

- umożliwienie modelowania funkcjonowania i rozwoju systemu przesyłowego w powiązaniu z rynkiem energii

elektrycznej, poprzez uwzględnienie rynkowego rozdziału obciążeń na jednostki wytwórcze, rezerw mocy oraz odpowiedniego horyzontu planistycznego

- wykonywanie obliczeń cen krańcowych (węzłowych lub ewentualnie obszarowych)
- możliwość wykonywania obliczeń rozptylowych w powiązaniu z rozdziałem obciążeń na jednostki wytwórcze (w tym w stanach normalnych i w stanach awaryjnych, uwzględniając margines bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego) lub ewentualnie możliwości współpracy z zewnętrznymi narzędziami wykonującymi takie analizy
- oferowanie narzędzia na zasadach komercyjnych (w tym z gotowymi bazami danych, odwzorowującymi systemy elektroenergetyczne USA lub Europy)
- doświadczenie potencjalnego dostawcy narzędzia w zakresie sprzedaży podobnych produktów (prowadzi m.in. bieżącą aktualizację oprogramowania zwiększającą jego możliwości analityczne oraz organizuje seminaria i konferencje dotyczące doświadczeń z użytkowania narzędzia analitycznego)
- wykorzystywanie narzędzia przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, w tym przez operatorów sieciowych w Ameryce Północnej, Europie i na innych kontynentach.

### 3.2. Ogólna ocena analizowanych narzędzi

W tab. 1 przedstawiono uzyskany z uwzględnieniem powyższych kryteriów wynik ogólnego wartościowania, branych pod uwagę 14 narzędzi analitycznych.

L.p.	Nazwa programu	Modelowanie systemu w powiązaniu z rynkiem energii elektrycznej	Obliczenia cen krańcowych (węzłowych lub obszarowych)	Możliwość wykonywania obliczeń rozptylowych	Dostępność komercyjna	Doświadczenie dostawcy w sprzedaży oprogramowania	Wykorzystanie narzędzia przez operatorów sieciowych
1.	AURORAxmp	++	+++	++	+++	+++	++
2.	COMET	++	+++	++	+++	+++	+
3.	GridView	++	+++	+	+	++	+
4.	GTMax	+	+	0	+	+	+
5.	IPM	+	+	0	++	+	+
6.	IREMM	++	+	0	+	+	0
7.	NEMS/EMM	+	+	0	0	0	0
8.	PLEXOS	++	+++	++	+++	+++	++
9.	POM	+	+	0	0	0	0
10.	PowerWorld	0	+++	+++	+++	+++	++
11.	PowrSymb	++	++	+	+++	+++	+++
12.	PROMOD IV	++	+++	++	+++	+++	+
13.	SCOPE	++	+++	++	++	+++	++
14.	UPLAN-NMP	++	++	++	++	++	+

Objaśnienia (ocena względem kryterium):  
 +++ – spełnia w pełni, ++ – spełnia dobrze, + – spełnia dostatecznie, 0 – nie spełnia.

Tab. 1. Wyniki analizy i ogólna ocena narzędzi obliczeniowych, źródło: opracowanie własne na podstawie zgromadzonych materiałów

Spośród analizowanych narzędzi, takie jak: GTMax, IPM, IREMM, NEMS/EMM oraz POM, dysponują bardzo uogólnionym sposobem opisu podsystemu przesyłu energii elektrycznej (odwzorowanie sieci), wpływającym na możliwy zakres zastosowania w przedsiębiorstwach przesyłowych dla potrzeb długoterminowych analiz sieciowych. Dla odmiany, przykładowo program PowerWorld jest narzędziem wielofunkcyjnym, koncentrującym się zasadniczo na technicznych analizach sieciowych z możliwością rozwiązywania optymalnego rozptywu mocy i uwzględnienia rezerw wytwórczych.

Ocena, przedstawiona skróto w tab. 1, ma ogólny charakter informacyjny. Dopiero ze szczegółowej analizy narzędzi płyną wnioski o szerszym charakterze.

## 4. Przesłanki wynikające z analizy porównawczej i rozpoznania rynku

### 4.1. Rozwój narzędzi

W większości badane narzędzia (można je uznać jako narzędzia o zakresie sektorowym), stosunkowo długo są już obecne na rynku komercyjnym. Powstały więc one jeszcze przed rozpoczęciem deregulacji sektora elektroenergetycznego. Odpowiadały wówczas na potrzeby stawiane narzędziom analitycznym dla dużych, zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Potrzeby analityczne tych przedsiębiorstw kładły głównie nacisk na analizy planistyczne, dotyczące podsystemu wytwarzania energii elektrycznej i jego rozbudowy. Było to głównie motywowane tym, że największa część kosztów związanych z łańcuchem wartości energii elektrycznej jest zlokalizowana właśnie w tym podsystemie. Z czasem wobec rosnącego zainteresowania zrównoważonym rozwojem, coraz większe zainteresowanie dotyczyło tematyki ekologicznej, co spowodowało ewolucję tych narzędzi właśnie w tym kierunku.

Stopniowa deregulacja oraz kształtowanie się coraz bardziej konkurencyjnych rynków energii elektrycznej, wywołały potrzebę wykonywania analiz dotyczących określania perspektyw lokowania energii elektrycznej, wytworzonej przez producentów na rynku oraz określania wartości aktywów wytwórczych.

Kolejnym impulsem do dostosowywania narzędzi o charakterze ekonomiczno-rynkowym do bieżących potrzeb analitycznych, była ekspansja energetyki odnawialnej i jej integracja z systemem elektroenergetycznym. Przy tej okazji, szczególnie uwydatniły się problemy związane z nie nadążaniem rozwoju sieci przesyłowej za potrzebami przyłączeniowymi źródeł wytwórczych, a zwłaszcza źródeł wiatrowych. Coraz większego znaczenia zaczęło nabierać określenie kosztów ponoszonych przez operatorów sieciowych związane z przyłączaniem tych źródeł, a także kosztów społecznych ich rozwoju.

Wobec ograniczonej przewidywalności pracy dynamicznie rozwijanych źródeł wiatrowych, dotychczasowe sposoby uwzględniania niepewności w długich horyzontach czasowych w postaci scenariuszy, okazują się niewystarczające. Stale wzrasta znaczenie metod probabilistycznych w odwzorowywaniu pracy tych źródeł, co ma już odbicie w stosowanych algorytmach obliczeniowych.

## 4.2. Miejsce i rola sieci przesyłowej

System przesyłowy zaprojektowany do świadczenia uczestnikom rynku energii elektrycznej usług w zakresie przesyłu, w okresie deregulacji i spontanicznego rozwoju źródeł odnawialnych, coraz bardziej traci swoje możliwości optymalnego rozwoju.

Budowa nowych linii oraz nowych stacji elektroenergetycznych jest w coraz większym stopniu podyktowana doraźnymi potrzebami przyłączeniowymi, a nie koniecznością budowy sieci szkieletowej, zoptymalizowanej pod kątem niezawodności oraz pod kątem np. minimalizacji strat przesyłowych. Z tego względu obserwuje się proces kurczenia obszaru optymalizacji rozwoju sieci przesyłowej nawet w długim okresie czasowym oraz mniejsze zapotrzebowanie na narzędzia analityczne optymalizujące ten rozwój. Skutkiem tego zwiększa się pole do analiz planistycznych dla narzędzi o charakterze symulacyjnym.

Narzędzia tej grupy w oparciu o zdefiniowaną konfigurację sieci przesyłowej i zdeterminowany skład źródeł wytwórczych, są w stanie w sposób chronologiczny (np. cały rok godzina po godzinie) odwzorować relacje techniczne pomiędzy tymi dwoma obszarami i ich skutki rynkowo-ekonomiczne. Stąd, uwzględnia się między innymi wskaźniki (ceny) węzłowe, w niektórych przypadkach mylnie przypisywane wyłączenie obszarom rynkowym. Prawidłowe określenie wartości tych cen wymaga określenia składników kosztowych związanych z: produkcją energii elektrycznej, kosztami ograniczeń przesyłowych oraz kosztami strat. Daje to impuls z jednej strony do taryfowania uczestników rynku energii elektrycznej zgodnie z ich rzeczywistą rolą w systemie elektroenergetycznym, z drugiej zaś strony, daje prawidłowe sygnały o rozbudowie bazy wytwórczej oparte na kryteriach rynkowych.

Przypisanie tych sygnałów konkretnym lokalizacjom (węzłom) ma – poza wspomnianym powyżej celem indykatywnym – charakter poznawczy, wskazując rozkład, lokalizację, przyczyny i wartość powstawania kosztów ograniczeń. Redukcja tych kosztów powinna być zasadniczym elementem procesu planowania w warunkach rynkowych.

## 4.3. Optymalizacja rozptyłu mocy

Ważnym elementem analiz rynkowych w zakresie systemu przesyłowego, jest określanie rozdziału obciążeń jednostek wytwórczych energii elektrycznej przy uwzględnieniu uwarunkowań sieciowych metodą optymalnego rozptyłu mocy (OPF). Metoda OPF pozwala na jak najlepsze (optymalne) wykorzystanie istniejących zdolności przesyłowych w analizowanym systemie elektroenergetycznym. Uzyskane rozwiązanie spełnia przy tym narzucone ograniczenia, wynikające często ze względów technicznych, a także handlowych. Przede wszystkim zaś wyznaczone w ramach obliczeń, rozwiązanie spełnia sformułowaną w zadaniu optymalizacyjnym funkcję celu. Funkcja ta zwykle jest związana z kosztami działania systemu elektroenergetycznego, a więc kosztami wytwarzania, przesyłu i dystrybucji. Minimalizacja tej funkcji, spełnia więc postawione przed operatorem systemu przesyłowego, statutowe zadanie świadczenia usługi przesyłu energii elektrycznej w sposób bezpieczny i po możliwie najniższych kosztach. Zbieżność tego zadania z zasadą realizacji OPF w pełni uzasadnia wykorzystanie tej funkcji w ramach planowania rozwoju.

Wykorzystanie metody OPF w wyznaczaniu przyszłych stanów systemu elektroenergetycznego, w tym w określaniu wykorzystania jednostek wytwórczych, ma podstawowe znaczenie. Waga tego problemu wynika stąd, iż sposób wykorzystania (obciążania się) sieci przesyłowej wyznacza potrzeby rozwojowe. Metoda OPF jest zatem rozwinięciem metody rynkowego rozdziału obciążeń na jednostki wytwórcze o uwzględnienie ograniczeń sieciowych [4].

Uwzględniając powyższe spostrzeżenia należy zauważyć, że szczególnego znaczenia dla potrzeb planowania rozwoju nabierają zatem te narzędzia analityczne, które posiadają w swoich funkcjach możliwość określenia optymalnego rozptyłu mocy zarówno w stanach pracy ustalonej, jak i w stanach awaryjnych (np. n-1 czy n-2). Niestety tylko część badanych programów posiada takie możliwości. Tym samym wpływa to na zakres zastosowań i sposób jakości wykorzystania w pracach analitycznych na potrzeby OSP. Należy zatem podkreślić, że przeprowadzając rozpoznanie możliwości analitycznych badanych programów komputerowych, powyższy fakt postawiono jako jeden z bardzo ważnych atutów poszczególnych aplikacji.

## 4.4. Odwzorowanie sieci

Podniesiony w poprzednim punkcie, problem uwzględniania sieci – będącej przedmiotem badań – w analizach rozwojowych sieci, jest kluczowym elementem całego procesu. Należy również zauważyć, że czasem ze względów historycznych (pierwotne przeznaczenie narzędzia), czasem aplikacyjnych (brak wystarczających możliwości obliczeniowych) stosowane programy komputerowe mają ograniczone możliwości odwzorowania sieci przesyłowej w obliczeniach.

Kwestia ta została w niektórych programach rozwiązana połowicznie, tj. wprowadzono uproszczoną sieć, która określa jedynie wybrane połączenia, dotyczące zwykle powiązań pomiędzy obszarami systemu elektroenergetycznego (zwanymi czasem też obszarami rynkowymi). W tym przypadku nie występuje rzeczywista reprezentacja sieci, a jedynie jej namiastka, w której parametry techniczne ograniczone zostają do określenia dopuszczalnej zdolności przesyłowej. W takim układzie nie można mówić o rozwiązaniu w kategorii OPF, a jedynie o uzyskiwaniu rozwiązania na miarę uproszczonego układu, bez możliwości znalezienia jego odpowiednika w systemie rzeczywistym. Nie spełnia to zatem postulatów rozwoju sieci przesyłowej.

Właściciele oprogramowania (często również jego autorzy), dostrzegli nakreślony powyżej problem oraz jego wagę w obecnych strukturach organizacyjnych funkcjonowania elektroenergetyki, gdzie rozdzieleniu uległa działalność przesyłowa (operatorska) i wytwórcza (oraz handlowa). W związku z tym zaproponowano kolejną wersję modyfikacyjną narzędzi obliczeniowych. W niektórych programach dodano interfejsy, które umożliwiają wyprowadzenie uzyskanych wyników optymalizacji rozdziału obciążeń na jednostki wytwórcze (bez sieci) i użycie ich jako wielkości wejściowych do innych (zewnętrznych) aplikacji, posiadających możliwość realizacji obliczeń z wykorzystaniem technicznych parametrów fizycznej sieci elektroenergetycznej. Rozwiązanie to pozwala na zweryfikowanie zadania uzyskania najlepszego (z uwagi na funkcję celu) wyniku przy zweryfikowaniu ograniczeń sieciowych.

Należy jednak podkreślić, że uzyskany w tym przypadku rozdział procesu obliczeniowego na etap „bez sieci” oraz „z siecią” daje w wyniku wzmocnienie połączeń wymuszone układem jednostek wytwórczych (minimalizacją kosztów wytwarzania), nie dając możliwości pełnego wykorzystania istniejącej infrastruktury. Zmusza to operatora do rozwijania połączeń względem istniejących tanich jednostek i zwiększa dysproporcje rozwoju systemu elektroenergetycznego (obszary generacyjne i odbiorcze) nadwyrażając zasady równomiernego rozwoju i bezpieczeństwa pokrycia zapotrzebowania.

Poza powyższymi względami należy zauważyć, że w przypadku przedstawionych rozwiązań należy, celem realizacji pełnego procesu analitycznego, zaopatrzyć się we wszystkie programy składowe wymagane do przeprowadzenia pełnych obliczeń rozwojowych.

#### 4.5. Odwzorowanie czasu

W efekcie przeprowadzonych dotychczas analiz dostępnych programów, warto również zwrócić uwagę na kwestie sposobu modelowania funkcji czasu. Podejście do tego problemu jest powiązane z miejscem narzędzia w procesie planowania.

Badane narzędzia można podzielić na dwie grupy, tj. narzędzia z symulacją w trybie ciągłym (chronologiczną) oraz narzędzia z symulacją w formie pojedynczych stanów (tzw. *snapshot*). W pierwszym przypadku, analiza dotyczy określonego odcinka czasu, przy uwzględnieniu kroku analizy wynikającego z wstępnie przyjętych wytycznych (zwykle jedna godzina). Analizy te są bardzo dokładne i efektywne. Niemniej jednak, dla ich realizacji i uzyskania efektywnych wyników niezbędnym jest posiadanie danych wejściowych. Od jakości tych danych będzie bowiem zależał wynik analizy i jego jakość.

Druga formuła realizacji analizy, to badanie określonych stanów pracy systemu i uogólnienie wniosków na bazie wyników uzyskanych dla tych stanów. W perspektywie planistycznej, przyjęcie pojedynczych stanów może wносить mniejszy błąd, niż

przyjęcie całej sekwencji (analiza ciągła). Niemniej jednak, wadą tego rozwiązania jest trudność przełożenia wybranych stanów na efekty o szerszym horyzoncie czasu (roczne, wieloletnie). Również w tym przypadku brak jest ciągłości analizy, a więc badania ciągów przyczynowo-skutkowych potrzeb i rozwoju systemu elektroenergetycznego.

#### 5. Wnioski

Nowe uwarunkowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym postępujące urynkwienie, wymagają od operatorów systemów przesyłowych zmiany podejścia do procesu długoterminowego planowania rozwoju sieci przesyłowej. W nowym podejściu proces ten nie powinien być utożsamiany wyłącznie z wymiarem technicznym, ale w pierwszej kolejności powinien bazować na zagadnieniach ekonomiczno-rynkowych. Zmiana zakresu analiz planistycznych wymaga korekt metodycznych oraz pozyskania i implementacji stosownych narzędzi obliczeniowych. Wykorzystanie tych narzędzi nie może być ograniczone tylko do analiz w ramach opracowywania planów rozwoju systemu, ale również do analiz o charakterze strategicznym, w tym do analiz relacji popytowo-podażowych i oddziaływań rynkowych. Są to nowe właściwości narzędzi obliczeniowych, wspomagających proces planowania rozwoju sieci przesyłowej.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Przygodzki M., Modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej współpracującej ze źródłami rozproszonymi, Gliwice 2011.
2. Kocot H., Analiza i synteza rozwoju systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kosztów krańcowych, Gliwice 2012.
3. Kwiatkowski M., Modele rynkowe i ich zastosowanie w sektorze elektroenergetycznym, *Rynek Energii* 2010, nr 4 (89).
4. Korab R., Optymalizacja operatorstwa przesyłowego w krajowym systemie elektroenergetycznym, Gliwice 2011.

#### Mieczysław Kwiatkowski

dr inż.

PSE Innowacje sp z o.o.

Był ekspertem w PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmował się problematyką długoterminowego rozwoju KSE, w tym w szczególności metodyką prognozowania popytu na energię elektryczną, określania wystarczalności podsystemu wytwórczego oraz planowania rozwoju elektroenergetycznej sieci przesyłowej. Wykonywał analizy dot. celowości i efektywności wdrażania nowych rozwiązań technologicznych na potrzeby OSP.

#### Maksymilian Przygodzki

dr hab. inż.

PSE Innowacje sp z o.o., Politechnika Śląska, IEISU

e-mail: Maksymilian.Przygodzki@polsl.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, ekspert w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z pracą sieci elektroenergetycznej, w szczególności w horyzoncie długoterminowym, oraz zagadnieniami związanymi z energetyką rozproszoną.

## Analysis of Tools Supporting the Transmission Grid Development Planning in the Market Conditions

### Authors

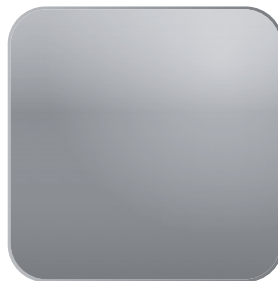
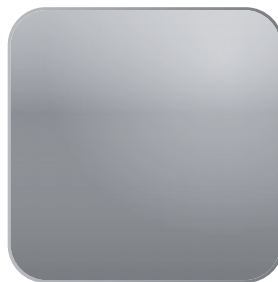
Mieczysław Kwiatkowski  
Maksymilian Przygodzki

### Keywords

transmission grid, development planning

### Abstract

The paper is discussing the changes of power system operation conditions and associated power transmission system development planning which results with increasing importance of economic and market analysis. Based on performed analysis of methodologies and computational tools offered abroad in this field on a commercial basis, evidence shows the directions of necessary changes in a development planning methodology in Polish conditions.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Odnawialne źródła energii na rynku energii elektrycznej w Polsce

## Autor

Paweł Bućko

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

odnawialne źródła energii, rynek energii, świadectwa pochodzenia energii

## Streszczenie

W artykule autor przedstawił aktualny stan wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej w Polsce. Omówił aktualne zasady wsparcia źródeł odnawialnych oraz proponowane zmiany w tym zakresie. Wskazał perspektywy rozwojowe wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej.

## 1. Wprowadzenie

Ambitne cele Unii Europejskiej w zakresie wspierania rozwoju technologii służącej do wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) spowodowały wyeksponowanie tej tematyki w krajowej polityce energetycznej. Przyjęliśmy ambitne zobowiązania dotyczące uzyskania relatywnie wysokiego udziału źródeł odnawialnych, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej. Trudność uzyskania wymaganych udziałów wynika w dużej mierze z sytuacji wyjściowej. Na początku wieku udział źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej był niewielki (ok. 2% razem z dużą energetyką wodną), rozpoznanie w zakresie lokalnych zasobów energii odnawialnej było ograniczone, rozwój technologii służącej do wykorzystania tych zasobów w produkcji energii elektrycznej – słaby. Technologie były głównie importowane.

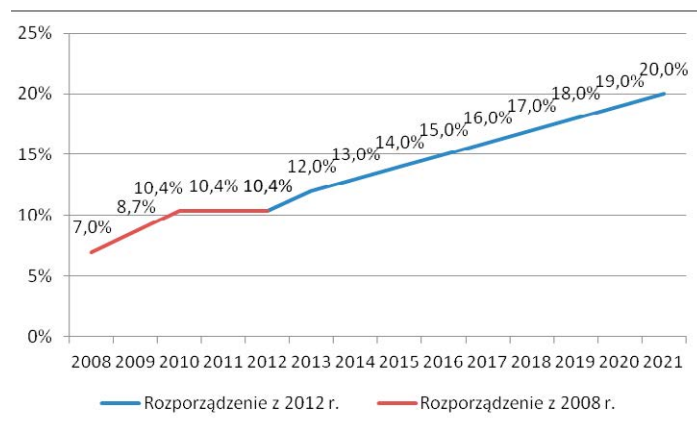
Dodatkowym problemem okazały się stosunkowo wysokie koszty produkcji energii elektrycznej z OZE i stosunkowo wysokie konieczne nakłady inwestycyjne. W warunkach rynku energii elektrycznej OZE wymagały wsparcia. Zaproponowano system pomocy wykorzystujący świadectwa pochodzenia energii, stanowiące dla OZE dodatkowe (poza sprzedażą energii elektrycznej) źródło dochodu. Po kilku latach funkcjonowania systemu wyraźnie objawiły się jego wady, takie jak:

- całkowity koszt funkcjonowania systemu przenoszono bezpośrednio na odbiorców, w cenie energii elektrycznej
- przyrost ceny energii elektrycznej dla odbiorców okazał się bardzo istotny, a przy szybko wzrastających wymaganych udziałach energii z OZE w kolejnych latach stawały się nieakceptowalne
- mimo znacznego zróżnicowania technologii wykorzystania OZE, a w szczególności ich uwarunkowań ekonomicznych, wszystkie źródła korzystały z jednakowego, nieróżnicującego ich systemu wsparcia
- istotne wzrosty produkcji energii z OZE pochodziły z technologii współspalania biomasy w niewielu zmodernizowanych elektrowniach konwencjonalnych (klasyfikowanie takiej energii jako energii odnawialnej jest problematyczne,

szczególnie wówczas, gdy biomasa pochodziła z importu lub była pełnowartościowym produktem leśnym)

- stosunkowo duże koszty poniesione przez odbiorców na finansowanie systemu świadectw pochodzenia zostały w dużej mierze nieefektywnie dystrybuowane do obiektów konwencjonalnych, które wdrożyły współspalanie, oraz do dużych elektrowni wodnych
- nie było możliwości skorzystania z systemu wsparcia w przypadku wykorzystania produkowanej energii na pokrycie potrzeb własnych (świadectwa wydawane są tylko dla energii sprzedanej)
- trudności organizacyjne praktycznie uniemożliwiły korzystanie ze wsparcia układom bardzo małej mocy (mikrogeneracji)
- mimo dużego wysiłku system wsparcia nie zapewnił osiągnięcia wymaganych udziałów OZE w okresach wynikających ze zobowiązań unijnych.

Po kilku latach obowiązywania systemu wsparcia wymaga modyfikacji.



Rys. 1. Wymagane udziały świadectw pochodzenia energii z OZE w całkowitej sprzedaży energii odbiorcom końcowym w latach 2008–2021, wynikające z rozporządzeń ministra gospodarki [1, 2]

Niestety, nie udało się wprowadzić nowego systemu w przewidywanym czasie (koniec 2012 roku). Przedłużono obowiązywanie obecnych regulacji, wydając nowe rozporządzenie wykonawcze [2], wskazujące na cele, jakie zamierzamy osiągnąć w latach 2013–2021 (rys. 1). Sprzeczne zapowiedzi i ujawniane projekty nowych rozwiązań doprowadziły do intensyfikacji działań lobbystycznych i dużej niepewności dotyczącej sytuacji OZE na krajowym rynku energii. Brak jasnej wizji przyszłości na początku 2013 roku spowodował destabilizację rynku świadectw pochodzenia energii i znacznego obniżenia ich ceny. Jednocześnie wyhamowaniu uległa aktywność inwestorów, a sytuacja ekonomiczna wielu wytwórców OZE uległa pogorszeniu. Konieczne jest szybkie ustabilizowanie sytuacji poprzez wskazanie długookresowej strategii dla OZE i wdrożenie odpowiednich aktów prawnych.

## 2. Stan aktualny energetyki rozproszonej w Polsce

### 2.1. Generacja rozproszona

Moc i liczbę zainstalowanych źródeł, które można zaliczyć do generacji rozproszonej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, zestawiono w tab. 1.

W grupie małych elektrowni wodnych liczba obiektów rośnie bardzo powoli. W większości są to obiekty eksploatowane od wielu lat, często odbudowywane na istniejących stopniach wodnych. Ze względu na kłopoty lokalizacyjne nowych obiektów oraz wysokie nakłady na ich budowę na nowych piętrzeniach nie można oczekiwać znaczącej dynamiki przyrostów w tym segmencie.

Dynamicznie przyrasta liczba i moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych, przy czym jednocześnie rosną moce farm wiatrowych przyłączanych do sieci. Duże farmy wiatrowe trudno już klasyfikować do energetyki rozproszonej. W Polsce, w połowie 2010 roku moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych przekroczyła 1000 MW (ok. 3% całej mocy zainstalowanej w KSE), a z końcem 2012 roku osiągnęła prawie 2500 MW. Stosunkowo duża efektywność inwestowania w tego typu elektrownie oraz względna krótkotrwałość procesu budowy pozwalają oczekiwać na utrzymywanie się dużej dynamiki przyrostu mocy i liczby obiektów w tej grupie w najbliższych latach. Duże moce planowane są także w farmach zlokalizowanych na morzu.

Segment elektrowni biogazowych rozwija się wolno. Eksploatowane jednostki wykorzystują głównie gaz wysypiskowy oraz powstający w oczyszczalniach ścieków. Duży potencjał rozwojowy mają układy zasilane z biogazami wykorzystujących odpady z produkcji rolnej lub produkcję masy rolniczej przeznaczonej do zgazowania. Pierwsze układy z tej grupy właśnie powstają, a analizy wykonywane np. na Politechnice Śląskiej wykazują, że w tej grupie należy oczekiwać potencjalnie największej rezerwy rozwojowej dla polskiej energetyki odnawialnej. Wprowadzenie świadectw pochodzenia energii, dedykowanych źródłom wykorzystującym biogaz, jest ważnym impulsem rozwojowym.

Jednostki spalające biomasę powstały głównie poprzez przystosowanie jednostek węglowych do spalania bądź współspalania biomasy. Wykorzystywane są głównie odpady z produkcji leśnej lub pelety z odpadów z produkcji rolnej (głównie słomy zbóż, produkcji energetycznej biomasy roślinnej i pozostałości drzewnych). Istotnie wykorzystywano biomasę z importu. Niewielki jest, niestety, udział biomasy pochodzącej z typowych upraw energetycznych.

W rozproszonych układach zasilanych gazem ziemnym lub metanem z odgazowywania kopalń największą grupę stanowią silniki gazowe wykorzystywane do produkcji skojarzonej. Znacznie mniej instaluje się turbin gazowych. Względnie szybki przyrost mocy takich jednostek na przełomie wieków został wyhamowany na skutek znacznego przyrostu cen gazu. Przy braku wystarczających mechanizmów wsparcia argumenty ekonomiczne decydowały o ich niewielkiej konkurencyjności i ograniczyły zainteresowanie inwestorów. Wprowadzenie systemu tzw. żółtych świadectw pochodzenia poprawia warunki ekonomiczne takich układów i może spowodować zwiększenie dynamiki ich rozwoju w najbliższych latach. Niestety, wysoka cena gazu stanowi istotny czynnik hamujący ich rozwój.

W rozwiniętych systemach elektroenergetycznych Europy Zachodniej obserwuje się stały wzrost układów energetyki rozproszonej. Układy takie są w różny sposób promowane, najczęściej przez systemy wspierania rozwoju źródeł odnawialnych i skojarzonych. Stosuje się także preferencje przy przyłączaniu takich źródeł do sieci. Rozwiązania krajowe są dość zróżnicowane.

W wielu krajach na świecie generacja rozproszona przechodzi okres burzliwego rozwoju. Wynika to głównie z korzystnych

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Elektrownie biogazowe	32,00	36,80	45,70	54,61	71,62	82,88	103,49	131,25
Elektrownie biomasowe	189,80	238,80	255,40	232,00	252,49	356,19	409,68	820,70
Elektrownie słoneczne	–	–	–	–	0,00	0,03	1,13	1,29
Elektrownie wiatrowe	83,30	152,00	287,90	451,00	724,68	1 180,27	1 616,36	2 496,75
Elektrownie wodne	922,00	931,00	934,80	940,57	945,20	937,04	951,39	966,10
<b>Razem</b>	<b>1 227,10</b>	<b>1 358,60</b>	<b>1 523,80</b>	<b>1 678,18</b>	<b>1 993,99</b>	<b>2 556,42</b>	<b>3 082,04</b>	<b>4 416,09</b>

Tab. 1. Statystyka mocy zainstalowanej OZE (MW) w Polsce (2005–2012)



uwarunkowań, jakie powstały w wyniku tworzenia rynków energii i demonopolizacji sektorów energetycznych. Liberalizacja rynków energii zarówno otwiera nowe szanse dla generacji rozproszonej, jak i może być przyczyną pojawienia się barier. Z drugiej strony generacja rozproszona jest także postrzegana jako szansa dla wspomżenia i naturalnego uzupełnienia procesów liberalizacji rynków energii. Jest to jedna z przyczyn, dla których rozwój tego typu źródeł jest promowany i wspierany legislacyjnie w takich krajach, jak: USA, Kanada, większość państw Unii Europejskiej (szczególnie silnie w Wielkiej Brytanii, Niemczech, Danii, Hiszpanii czy Holandii) [7].

Spojrzenie na generację rozproszoną w Polsce nie jest jeszcze tak systemowe, jak w przywołanych krajach. Znacznie więcej uwagi poświęca się przekształceniom sektora scentralizowanej, dużej energetyki. Uwarunkowania ekonomiczne nie są jeszcze tak korzystne dla wielu technologii generacji rozproszonej, jak w krajach Europy Zachodniej.

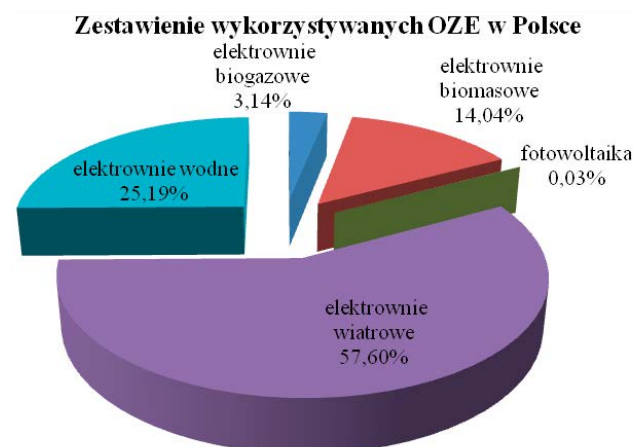
Bariery technologiczne, organizacyjne i finansowe, utrudniające rozwój małego wytwarzania w Polsce, są odczuwalne, ale ich znaczenie ciągle maleje. Uwarunkowania są coraz bardziej korzystne i z umiarkowanym optymizmem należy patrzeć na rozwój tego sektora. Szczególnie istotne jest, że wytwarzanie rozproszone jest dostrzegane przez wszystkie tradycyjne, energetyczne sektory sieciowe i postrzegane jako szansa rozwojowa dla każdego z nich. W tej grze nie można zapominać o odbiorcy energii, dla którego wytwarzanie rozproszone musi oznaczać korzyść ekonomiczną przy zachowaniu odpowiednich standardów dostawy energii.

Generację rozproszoną trzeba postrzegać jako ważny element lokalnych rynków energii. Szczególnie technologie odnawialne i skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (także chłodu) tworzą szansę dla rozwoju rynków lokalnych nośników energetycznych – mogą być naturalnym łącznikiem pomiędzy różnymi rynkami, przyczyniając się do rozwoju konkurencji

i tworząc możliwości do powstawania lokalnych rynków multimedialnych.

## 2.2. Odnawialne źródła energii

Na rys. 2 pokazano strukturę technologii wykorzystywanych w jednostkach wytwórczych generacji rozproszonej zaliczanych do OZE, a w tab. 2 przedstawiono ich szczegółowe zestawienie. Największy udział w mocy zainstalowanej mają elektrownie wiatrowe, a drugie pod względem udziału są elektrownie wodne, w tym głównie duże. Naturalna zmienność zasobów energii odnawialnej powoduje, że udziały te nie przekładają się wprost na udziały w produkcji energii, klasyfikowanej jako odnawialna (tab. 3).



Rys. 2. Struktura mocy zainstalowanej technologii OZE w Polsce, źródło: URE (2012)

Ponad połowa produkcji energii z OZE pochodzi ze współspalania biomasy (rys. 3). Istotny przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w ostatnich latach

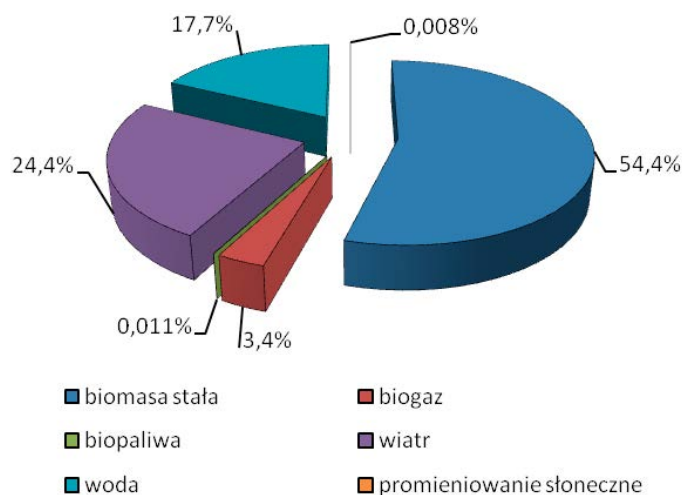
Typ technologii wykorzystywanej w OZE		Suma mocy zainstalowanych [MW]
Elektrownie na biogaz	wytwarzające z biogazu z oczyszczalni ścieków	39,02
	wytwarzające z biogazu rolniczego	25,21
	wytwarzające z biogazu składowiskowego	54,59
	wytwarzające z biogazu mieszanego	0,60
Elektrownie na biomasę	wytwarzające z biomasy mieszanej	374,26
	wytwarzające z biomasy z odpadów leśnych, rolniczych, ogrodowych	13,55
	wytwarzające z biomasy z odpadów przemysłowych drewnopochodnych i celulozowo-papierniczych	145,60
Elektrownie wiatrowe	elektrownie wiatrowe na lądzie	2188,94
Elektrownie wodne	elektrownie wodne przepływowe do 0,3 MW	43,57
	elektrownie wodne przepływowe do 1 MW	54,35
	elektrownie wodne przepływowe do 5 MW	138,70
	elektrownie wodne przepływowe do 10 MW	48,28
	elektrownie wodne przepływowe powyżej 10 MW	289,80
	elektrownie wodne szczytowo-pompowe lub przepływowe z członem pompowym	382,68
Elektrownie słoneczne	wytwarzające z promieniowania słonecznego	1,25

Tab. 2. Zestawienie typów technologii wykorzystywanych w OZE, źródło: URE (2012)

Rodzaj źródła OZE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Elektrownie na biogaz	104 465,3	116 691,9	161 767,9	220 882,9	300 850,3	363 595,7	430 537,3	442 088,0
Elektrownie na biomasę	467 975,7	503 849,2	545 764,9	560 967,4	601 088,2	635 634,8	1 055 151,7	1 089 492,9
Elektrownie słoneczne	-	-	-	-	1,3	1,7	117,8	1 048,4
Elektrownie wiatrowe	135 291,6	257 037,4	472 116,4	806 318,6	1 045 116,2	1 823 297,1	3 126 526,4	3 825 275,6
Elektrownie wodne	2 175 559,1	2 029 635,6	2 252 659,3	2 152 943,2	2 375 767,2	2 922 051,6	2 316 833,4	1 830 129,8
Współspalanie	877 009,3	1 314 336,6	1 797 217,1	2 751 954,1	4 281 615,0	5 243 251,4	5 999 582,1	5 677 850,6
Łącznie	3 760 301,0	4 221 547,7	5 229 525,7	6 493 066,2	8 604 488,3	10 987 832,4	12 928 808,7	12 865 885,4

Tab. 3. Produkcja energii elektrycznej w OZE w latach 2005–2012 (MWh), źródło: URE (2013)

przełożył się na rosnący udział w produkcji energii. Obecnie prawie ¼ energii elektrycznej z OZE produkowana jest przez elektrownie wiatrowe. Produkcja elektrowni wodnych utrzymuje się na w miarę stabilnym poziomie (podlega wahaniom wynikającym z warunków hydrologicznych) i w konsekwencji udział energii z elektrowni wodnych maleje, ale ciągle jest wysoki (ok. 18%). Produkcja z biogazu to ok. 3,4%.



Rys. 3. Udział nośników energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej OZE w Polsce, źródło: GUS (2011)

### 3. Aktualny system wsparcia OZE w Polsce

Obowiązujący system wspierania odnawialnych źródeł energii w Polsce został ukształtowany po zmianach w uregulowaniach prawnych w 2005 roku. Jego zasadniczym elementem są zbywalne świadectwa pochodzenia energii. Przyczyniło się to do handlu świadectwami, niezależnego od obrotu energią elektryczną. Stworzono podstawy pod rozwój stabilnego systemu wsparcia, pozwalającego inwestorom szacować przyszłe zyski ze sprzedaży energii i sprzedaży zielonych świadectw. Wprowadzono jednocześnie cenę gwarantowaną dla energii

elektrycznej z OZE. Funkcjonuje więc obecnie system mieszany, jednocześnie gwarantujący cenę dla energii z OZE i obowiązek jej zakupu oraz dający możliwość uzyskania dodatkowych przychodów z handlu zielonymi świadectwami [6].

Preferencje, jakie uzyskały OZE w Polsce, są więc istotnie silniejsze niż w innych krajach, które wprowadziły handel zielonymi świadectwami. W takich modelach wsparcia OZE muszą najczęściej konkurować na rynku energii elektrycznej na zasadach ogólnych, natomiast zielone świadectwa mają stanowić dla nich dodatkowe źródło przychodu, pozwalające na zachowanie konkurencyjności na rynku energii elektrycznej. Rozwiązanie stosowane w Polsce zwalnia źródła odnawialne z takiej konkurencji, zapewniając im stałą cenę za energię (popartą jednocześnie obowiązkiem zakupu energii).

Dla wytwórcy zielonej energii elektrycznej oznacza to rozdzielenie strumienia przychodów ze sprzedaży energii na dwa autonomiczne źródła:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, za którą otrzymuje cenę gwarantowaną, odpowiadającą średniej cenie energii elektrycznej na rynku w roku poprzednim
- przychody za sprzedaży praw majątkowych, wynikających z przyznanych przez URE świadectw pochodzenia, czyli tzw. zielonych certyfikatów.

Jednym z podstawowych elementów w aktualnym modelu wspierania OZE jest możliwość uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Do wniesienia opłaty zobowiązane są podmioty sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym, którym w okresie rozliczeniowym nie udało się nabyć wystarczającej liczby świadectw pochodzenia energii w celu spełnienia obowiązku jej zakupu.

Podsumowując, aktualny mechanizm wsparcia OZE nakłada na wiele podmiotów rynku energii określone zobowiązania. W pewnym uproszczeniu można tu wyróżnić następujące obowiązki:

- uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej
- zakupu energii elektrycznej (fizycznej) wytwarzanej w OZE

- zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji
- pokrycia części kosztów opłaty przyłączeniowej
- potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE.
- Podstawowe założenia mechanizmu zbywalnych świadectw pochodzenia są następujące:
  - wszystkie OZE posiadają koncesje
  - OZE generuje dwa produkty: energię i świadectwa pochodzenia
  - świadectwa pochodzenia są wystawiane przez prezesa URE
  - istnieje obowiązek zakupu całej produkcji energii w OZE przez sprzedawcę z urzędu po cenach gwarantowanych (średnia cena energii na rynku konkurencyjnym)
  - obowiązek posiadania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia spoczywa na podmiotach (wytwórcach i przedsiębiorstwach obrotu) sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym
  - obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia odbywa się na rynku giełdowym (TGE).

System wsparcia źródeł odnawialnych przyniósł wymierne skutki. Stosunkowo wysoka cena świadectw pochodzenia energii (przy utrzymującym się deficycie odstępných świadectw na rynku, w stosunku do wysokich wymagań dotyczących ich umorzenia) spowodowała widoczny rozwój wybranych technologii odnawialnych (np. elektrowni wiatrowych).

W tab. 4 przedstawiono dane dotyczące spełnienia obowiązku zakupu świadectw pochodzenia energii z OZE w latach 2005–2011. Zaliczenie do energii odnawialnej współspalania (i dynamiczny rozwój tej technologii w korzystnych uwarunkowaniach ekonomicznych) spowodował, że produkcja energii OZE szybko rosła, dążąc do poziomów wymaganych rozporządzeniami MG. W latach 2005–2010 liczba wydanych w danym roku świadectw nie wystarczała na wypełnienie obowiązku przez przedsiębiorstwa

zobowiązane do zakupu. Deficyt musiał być uzupełniany wnoszeniem opłaty zastępczej. Funkcjonowanie w warunkach deficytu stabilizowało rynek świadectw pochodzenia. Cena świadectwa utrzymywała się na wysokim poziomie, niewiele niższym od opłaty zastępczej. Stabilizowało to przychody OZE, dla większości z nich tworząc korzystne warunki do rozwoju, a niektórym pozwalając na uzyskiwanie wysokich (nieuzasadnionych ponoszonymi kosztami) przychodów. Sytuacja uległa zasadniczej zmianie w 2011 roku, gdy po raz pierwszy liczba wydanych świadectw pochodzenia przekroczyła wymaganą z danym roku liczbę umorzeń. Rynek przestał funkcjonować w warunkach deficytu i rozpoczął się okres nadpodaży świadectw, a cena świadectwa zaczęła być przedmiotem gry rynkowej. Jednocześnie porównanie liczby wydawanych i umarżanych w kolejnych latach świadectw pochodzenia wskazuje, że już od 2009 roku liczba umarżanych w danym roku świadectw była niższa od liczby świadectw przyznawanych. Na rynku zaczął się tworzyć zakumulowany nawis świadectw pochodzenia. Można szacować, że osiągnął on już wielkość ok. 6 mln MWh, a prognozy wskazują, że będzie on rósł w najbliższej przyszłości. W warunkach nadpodaży ceny świadectw gwałtownie spadły na przełomie lat 2012/2013. Okazało się, że wielu wytwórców OZE (szczególnie inwestujących w technologie o wysokich jednostkowych kosztach produkcji) nie było przygotowanych na taki rozwój sytuacji. Załamanie ceny świadectwa zarówno podważyło opłacalność ekonomiczną niektórych technologii, jak i osłabiło gotowość inwestycyjną oraz możliwości uzyskiwania finansowania przez niektóre projekty. Mimo że przy projektowaniu systemu świadectw pochodzenia zakładano, że docelowo będzie on funkcjonował w warunkach konkurencji, a cena świadectwa będzie przedmiotem rynkowego równoważenia popytu i podaży, to w takich warunkach system obnażył swoje słabości. Dopóki wysoka, stabilna cena świadectwa zapewniała wszystkim technologiom wysokie przychody (dla wielu technologii nieuzasadnione ekonomicznie) system zapewniał rozwój

Rok		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym	[MWh]	108 625 000	117 816 712	115 973 780	121 180 113	116 456 087	121 296 876	121 733 212
Liczba wydanych świadectw pochodzenia	[MWh]	3 760 301	4 221 548	5 229 526	6 493 066	8 604 488	10 987 832	12 928 809
Udział OZE wg wydanych świadectw pochodzenia	[%]	3,462	3,583	4,509	5,358	7,389	9,059	10,621
Udział umorzonych świadectw pochodzenia	[%]	2,954	3,297	4,262	5,448	7,216	8,573	9,405
Udział opłaty zastępczej	[%]	0,002	0,303	1,009	1,539	1,458	1,827	1,033
Udział wykonany (umorzone świadectwa + opłata zastępcza)	[%]	2,956	3,600	5,271	6,987	8,674	10,400	10,438
Udział OZE wymagany przez Rozporządzenie MG	[%]	3,100	3,600	5,100	7,000	8,700	10,400	10,400

Tab. 4. Realizacja obowiązku zakupu świadectw pochodzenia energii elektrycznej z OZE w latach 2005–2011, źródło: URE (2013)

OZE i zainteresowanie inwestycyjne. W warunkach zmiennej ceny świadectwa pochodzenia wydatnie objawiło się, że różne technologie wymagają zróżnicowanego wsparcia. Stosowanie tylko jednego rodzaju świadectw, bez rozróżnienia rodzaju technologii wytwarzania energii, przy istotnie zróżnicowanych uwarunkowaniach ekonomicznych różnych technologii, prowadziło do generowania nieuzasadnionych zysków, dla niektórych z nich, przy jednoczesnym niedostatecznym wsparciu dla innych.

Innymi powszechnie krytykowanymi wadami systemu są:

- brak uzyskania świadectw pochodzenia dla energii zużytej na potrzeby własne, wsparciem objęta jest tylko energia sprzedana do systemu
- konieczność koncesjonowania produkcji, uczestnictwa w rynku energii oraz trudności przyłączenia do sieci praktycznie znacznie utrudniały rozwój układów wytwarzania bardzo małej mocy instalowanej przez drobnych odbiorców (prosumentów).

Dodatkowo skomplikowany kształt aktualnego Prawa energetycznego (kilkadziesiąt razy nowelizowanego na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania) i konieczność dostosowania stanu prawnego do wymagań europejskich spowodowało, że z końcem 2011 roku pojawiła się koncepcja uporządkowania stanu prawnego poprzez uchwalenie trzech ustaw, tzw. trójpacku energetycznego:

- Prawa energetycznego
- Prawa gazowego
- Ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Rozdzielenie problematyki na trzy ustawy ma prowadzić do precyzyjnego ustalenia stanu prawnego w każdej z dziedzin. W pierwotnych zamierzeniach ustawy miały wejść w życie z początkiem 2013 roku. Intensywne prace nad projektami ustaw trwały praktycznie przez cały 2012 rok. Ostatecznie projekty ustaw – w tym ustawy o odnawialnych źródłach energii – pojawiły się w październiku 2012 roku [3], ale prace nad trójpackiem odłożono, zadowalając się kolejną cząstkową modyfikacją Prawa energetycznego [4] oraz ogłoszeniem nowego rozporządzenia o zielonych świadectwach [2], zapewniającego kontynuację aktualnego systemu wsparcia.

Doraźnie rozwiązania na 2013 rok, przy dużej niepewności dotyczącej przyszłego ostatecznego kształtu ustawy o odnawialnych źródłach energii, spowodowały na razie istotne negatywne skutki dla opłacalności funkcjonowania i inwestowania w źródła odnawialne. Pierwszym efektem braku pewności co do kształtu przyszłego systemu, przy jednoczesnej powszechnej wiedzy, że system w obecnych kształcie nie będzie utrzymany, było załamanie rynku świadectw pochodzenia energii. O ile w poprzednich latach ceny świadectw utrzymywały się na poziomie niewiele niższym od opłaty zastępczej (w 2012 roku: 286,74 zł/MWh), to obecnie (luty 2013 roku) ceny spadły o połowę. Praktycznie załamał się rynek kontraktów długoterminowych na świadectwa, brakuje chętnych do ich zakupu.

Zobowiązania Polski jako członka Unii Europejskiej wymuszają konieczność szybkiego ustabilizowania warunków funkcjonowania i inwestowania dla energetyki odnawialnej. Oczywiście obecnie trudno jednoznacznie określić, jaki będzie ostateczny

kształt Ustawy o odnawialnych źródłach energii [3], ale zaawansowanie prac pozwala sądzić, że zasadniczy kierunek będzie zgodny z rozwiązaniami zaproponowanymi w projektach z końca 2012 roku.

#### 4. Propozycje w zakresie mikrogeneracji

Dla układów bardzo małych mocy zaproponowano [3]:

- istotne uproszczenie procedur przyłączeniowych i koncesyjnych
- obowiązek zakupu energii produkowanej przez wskazaną firmę obrotu energią (tzw. sprzedawca zobowiązany) po ustalonej cenie
- zróżnicowanie cen dla różnych rodzajów technologii odnawialnych
- mechanizm przenoszenia kosztów zakupu energii na za pośrednictwem tzw. zarządcy rozliczeń.

Wprowadzenie nowych rozwiązań wspierałoby wytwarzanie energii przez rozproszonych odbiorców końcowych, wykorzystujących mikrogenerację.

Znaczne uproszczenia w zakresie koncesjonowania mikroźródeł, uproszczenie funkcjonowania na rynku energii (sprzedaż energii jednemu wskazanemu podmiotowi bez konieczności uczestniczenia w mechanizmach bilansowania), brak konieczności obrotu świadectwami pochodzenia energii w celu uzyskania dodatkowych przychodów, gwarantowana cena zbytu energii powodują, że wsparcie może ustabilizować warunki rozwoju OZE w małych instalacjach (w szerokiej grupie odbiorców końcowych).

Efektywność systemu będzie jednak zależała od zagwarantowania takiego poziomu cen, które zapewnią opłacalność inwestycyjną poszczególnych technologii. System jest dość skomplikowany w tym zakresie, podatny na naciski lobbingsowe i w związku z tym może okazać się trudny do efektywnego wprowadzenia. W przypadku błędnych decyzji dotyczących poziomów cen należy się obawiać sztucznego ograniczania możliwości rozwojowych dla niektórych z nich. Efektywny system wsparcia powinien być stabilny. Obecne propozycje nie wskazują jasnych przesłanek do ustalania poziomu cen (i gwarantowania ewentualnych przyszłych ścieżek cenowych). Brak takich przesłanek powoduje obawy o stabilność systemu, a potencjalni inwestorzy będą narażeni na niepewność i duże ryzyko inwestycyjne.

Wprowadzenie nowych rynkowych podmiotów zobowiązanych, tzw. sprzedawcy zobowiązanego i zarządcy rozliczeń, dodatkowo utrudni funkcjonowanie skomplikowanego systemu.

#### 5. Propozycje dotyczące układów wykorzystujących źródła odnawialne większej mocy

W przypadku układów większych mocy proponuje się utrzymanie mechanizmu świadectw pochodzenia energii, jednak znacznie zmodyfikowanego w stosunku do stanu obecnego. Podjęto próbę eliminacji wad obecnego systemu. Efektem jest jednak znaczne skomplikowanie zasad funkcjonowania pomocy, szczególnie poprzez zróżnicowanie siły wsparcia dla różnych technologii OZE.

Zasadnicza zmiana ma polegać na wprowadzeniu współczynników, które mają zróżnicować wydawanie (wartościowanie)

świadectw dla różnych technologii odnawialnych. W ustawie podzielono technologie OZE na kilkanaście kategorii, wskazując, że dla każdej kategorii powinien być wprowadzony współczynnik przeliczeniowy, określający liczbę przyznawanych świadectw w stosunku do produkowanej energii elektrycznej. Odchodzi się od zasady stosowanej obecnie, że każda jednostka wyprodukowanej energii z OZE (niezależnie od technologii) uprawnia do wyemitowania świadectwa w ilości dokładnie równej wyprodukowanej energii. Nowy system ma różnicować technologie, ale projekt ustawy (w obecnej wersji [3]) nie ustala wartości współczynników przeliczeniowych. Ich wartości mają być określone poza ustawą. Sama idea różnicowania liczby wydawanych świadectw dla różnych technologii jest słuszną, ale skutki jej wprowadzenia będą zależą od ustalonych współczynników i kryteriów uwzględnionych przy ich wyznaczaniu. Niestety, ustawa nie podaje precyzyjnych kryteriów, proponuje jedynie ramowe zasady funkcjonowania systemu. Trudno oprzeć się wrażeniu, że próbuje się znaleźć kompromis, który ma polegać na ograniczeniu ogólnych kosztów funkcjonowania systemu wsparcia, przy jednoczesnym utrzymaniu jego efektywności. O taki kompromis w praktyce będzie trudno, biorąc pod uwagę ogólnie wysokie koszty technologii odnawialnych.

Kolejną istotną zmianą ma być ograniczenie wsparcia dla bezpośredniego współspalania biomasy. Systemem świadectw ma być objęte jedynie spalanie biomasy pochodzącej z upraw energetycznych, natomiast ze wsparcia nie będą mogli skorzystać importerzy biomasy oraz wykorzystujący pełnowartościowe produkty leśne. W obecnej propozycji dopuszcza się jednak wspieranie współspalania na zasadach zbliżonych do obecnych do końca 2017 roku, kiedy to miałyby nastąpić zmiany systemu wsparcia.

W propozycji ustawy wnioskuje się także ograniczenie czasu, w którym technologia mogłaby korzystać ze świadectw pochodzenia. Celem wprowadzenia takiego ograniczenia jest wyeliminowanie dodatkowych dochodów, jakie w obecnym systemie uzyskują obiekty w pełni zamortyzowane (np. duże elektrownie wodne). System wsparcia ma być skierowany do obiektów nowych i stanowić zachętę dla potencjalnych inwestorów.

## 6. Wnioski końcowe

System wsparcia źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej wymaga pilnego ustabilizowania i wskazania jasnej wizji przyszłości. Brak stabilnych perspektyw dla rynku OZE będzie powodował duże ryzyko inwestycyjne oraz wiele niefortunnych decyzji inwestycyjnych.

Mechanizm świadectw pochodzenia, funkcjonujący w warunkach ich nadpodaży, wymaga precyzyjnego skonstruowania w celu właściwego adresowania wsparcia dla różnych technologii. Sformułowanie takiego systemu nie jest proste, a jego sprawne funkcjonowanie będzie wymagało zwiększonego wysiłku regulacyjnego. Jednocześnie pojawia się potrzeba ograniczenia łącznych kosztów funkcjonowania systemu wsparcia dla odbiorców końcowych.

Mechanizm świadectw pochodzenia okazał się zbyt złożony dla źródeł mikrogeneracji. Konieczność skierowania wsparcia także do tego sektora wymaga sformułowania prostszego w funkcjonowaniu, dedykowanego systemu wsparcia. Docelowe działanie mieszanego systemu pomocy znacznie skomplikuje obecne rozwiązanie.

Obecne propozycje zmian prawnych nie wskazują precyzyjnie drogi rozwiązania problemów sektora energetyki odnawialnej. Za to coraz bardziej widoczne stają się ograniczenia i wpływ finansowania wsparcia na cenę energii elektrycznej.

## BIBLIOGRAFIA

1. Rozporządzenie ministra gospodarki z 14 sierpnia 2008 roku 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 2008 roku, poz. 969.
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 listopada 2012 roku 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 roku, poz. 1229.
3. Projekt Ustawy o odnawialnych źródłach energii z 9 października 2012.
4. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku, Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami, Dz.U. z 2012 roku, poz. 1059.
5. Energia ze źródeł odnawialnych w 2011 roku, GUS, Warszawa 2012.
6. Jaskólski M., Bućko P., Odzworowanie mechanizmu promowania odnawialnych źródeł energii w modelowaniu rozwoju systemów energetycznych, *Rynek Energii* 2007, nr 2.
7. Bućko P., Energia ze źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej w Polsce, *Energetyka* 2003, nr 6.

## Paweł Bućko

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: pbucko@ely.pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa związana jest z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkowania energii.

## Renewable Energy Sources on the Polish Electrical Energy Market

### Author

Paweł Bućko

### Keywords

renewable energy sources, energy market, energy origin certificates

### Abstract

Production of electricity from renewable energy sources in Poland is presented in the paper. The mechanism of energy origin certificates market and the proposal of mechanism modification are discussed. Perspectives of electricity production from renewable energy sources are indicated and discussed.

# Human Factors in Nuclear Power Engineering in Polish Conditions

## Authors

Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak  
Martin Catlow

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## Keywords

human factor, nuclear power engineering

## Summary

The paper "Human factors in nuclear power engineering in polish conditions" focuses on analysis of dynamics of preparing polish society to build first nuclear power plant in XXI century in Poland. Authors compare experience from constructing nuclear power plant Sizewell B (Great Britain) and Sizewell C, which is in preparation phase with polish nuclear power program. Paper includes aspects e.g. of creating nuclear safety culture and social opinion about investment. Human factors in nuclear power engineering are as well important as relevant economical and technical factors, but very often negligible. In Poland where history about Czarnobyl is still alive, and social opinion is created on emotions after accident in Fukushima, human factors are crucial and should be under comprehensive consideration.

## 1. Human factors

### 1.1. Definition and classification

In the beginning it is very important to understand well what a human factor is and how we could describe it.

In HSG48 document we could find a complex definition: "Human factors refer to environmental, organisational and job factors, and human and individual characteristics, which influence behaviour at work in a way which can affect health and safety" [1].

In this description of the human factor, mentioned categories are linked between each other, what is show in Fig. 1.

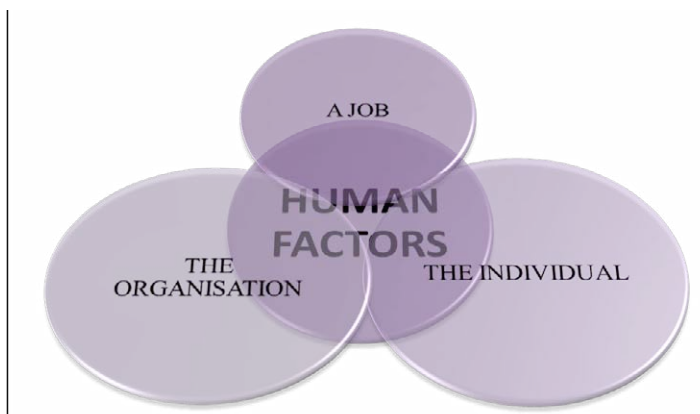


Fig. 1. Categories important to consider in comprehensive way a human factors

Human factors in reality are not isolated from surrounded external and internal environmental conditions. We can't think of human factors as isolated phenomena closed in laboratory. This specific environment creates tasks and needs with which human must cope.

Concept presented in Fig. 1 may be considered in relation to external and internal influences, what is shown in Fig. 2.

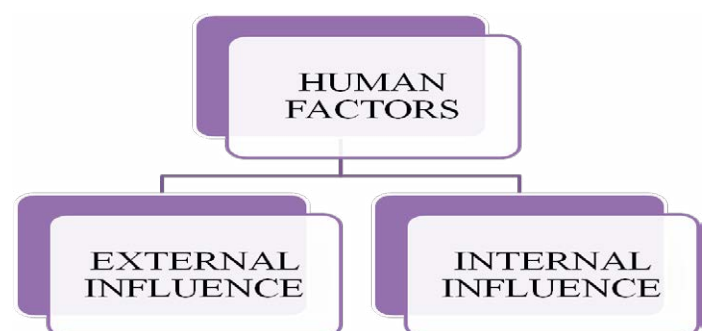


Fig. 2. Influence of human factors

Presented classification is general and may be used in any engineering branch with necessary adjustments taking into account its specification which determines in detail the groups of factors to consider in more detail analysis.

Other well known classification in engineering practice is triangle MTO (Man, Technology and Organisation) or in other words HTO

(Human Technology, Organisation) – Fig. 3. Drawing shows the relation between these three areas, what will be describe in subsection below.

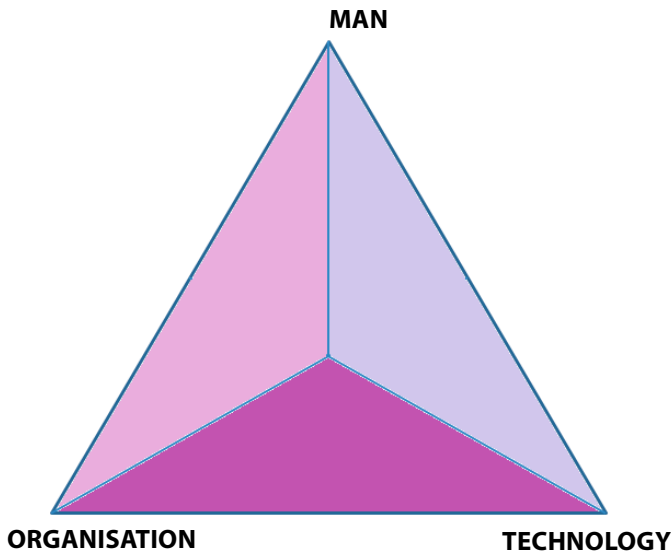


Fig. 3. Classification of human factor in NPP

### 1.2. The “Man” aspect of human factors in nuclear power engineering

Human, as individuals are never exactly the same to each other. People could vary from each other personally, mentally, physically and according to level of knowledge and experience.

Knowledge about individual’s capabilities and limitations in work is very important particularly in nuclear power plant. Not everyone will be good as a reactor operator or shift manager, but could be very good for e.g. as a writer.

Key point in selection of the staff in nuclear power plant or any other industry is to chose the best person for special job according to his/her predispositions. Essential features that selected people need to have are attitude, knowledge and skills. For each person suitable training and chance to personal development should be provided dedicated to its ambitions with relevance to performed job. Good worker is satisfied worker, who works more effective and takes care about safety during performing the tasks. Definitely is easier to make progress in knowledge or develop some skills than change peoples’ personality. This personality is the most critical and important when we manage human resources and human factors.

### 1.3. The “Organisation” aspect of human factors in nuclear power engineering

The organisation aspect of human factors includes e.g.: structure, the culture of the workplaces, management of resources, structure of communications, leadership, management of health and safety. All factors, which are listed above have influence on creating behaviour of staff.

The organisation also changes in time, what implicate creation new processes, trends and new technical solutions. So on organisation side is to prepare the requirements, which include the

rules and standard of work for new workers or contractors, which should be updated accordingly.

Every message should be communicate in appropriate way adjusted to knowledge of individual worker. The organisation also should motivate to team work through team tasks and training, integration meetings and social company events.

The “Technology” of human factors in nuclear power engineering The “technology” aspects of human factors are connected to e.g.: technical requirements, technical training, technical analysis, simulation, planning and maintenance. The technology aspects must be “fit for the purpose”, that means adjusted to the position of the employee, his/her role in the organisation and everyday duties. The “Technology” aspect with respect to human factors in nuclear power plant is very wide domain, what is described e.g. in particular procedures and is related to technical risk assessment and optimization processes.

## 2. Specific of nuclear power engineering

Nuclear Power Engineering is unique in terms of industrial facility. The utilization of technology in nuclear part of the facility requires appropriate mentality from technical staff and high level of nuclear safety culture. Human factors from practical point of view, authors try to show on examples from Sizewell B Nuclear Power Plant (NPP) which is operating in Great Britain. In NPP triangle MTO should have indication to facilities which are in operation.



Fig. 4. Sizewell A NPP and Sizewell B NPP

Below authors listed good practices based on own experience with short description:

**Safety message** – It is short information which is discussed during every morning team briefing. This is time to exchange the opinion and experiences about specified topic, but also a good opportunity to get some explanation from supervisor. The information to discuss is prepared by dedicated person.

**Nuclear safety culture** – could be summarized in the phrase “Doing the right thing when no one is looking”. The safety culture is the way of behaviour in different situations; it is large scale of activities, procedures, habits performed to create safety working



conditions; It is a way of thinking and acting e.g. scheme of acting as turning off the mobile phones when going inside NPP in order not to interfere with pagars.

Another example is using the safety card in daily work which are shown in the picture below. The safety cards are essential of safety culture. They include information which describe: nuclear professionalism expectations; nuclear safety culture; pre-job brief; five key questions which should employee asked himself before starting a task (to consider decreasing risk); communication; phonetic alphabet; error precursors and ten tools to reduce errors probabilities; time-out for personal safety;



Fig. 5. Safety cards which are used in Sizewell B NPP

The big impact is put on decreasing risk which is given with the following formula:

$$R = f \cdot C \quad (1)$$

where:  $R$  – risk,  $f$ – likelihood of error,  $C$  – consequence of error.

The formula 1 indicates directly preparedness of the employee to perform particular task. One of the international power engineering group includes their experiences into five key questions, which employee should asked himself before starting the case. The question are listed below:

1. Have we done this job before?
2. What are the critical steps?
3. What mistakes might we make?
4. What is the worst thing that could happen?
5. What defences should we apply to prevent errors?

The answer for the first question refers to experiences of the staff. The second one is about defining of specific steps of particular task. This knowledge allows for better planning and performing these steps within tasks.

The third and fourth question are related to errors. Awareness of the errors that could happen let us prevent for them in the future. Finally question number five talks about preventing actions to decrease likelihood and consequences.

Nuclear safety culture is related to communication, training, procedures and unique company structures.



Fig. 6. Simulator of control room

**Training** – it is on-going process. Everybody needs from time to time to refresh, update or fill the gaps of the theoretical knowledge by classroom training, but also very important is practical training to develop and improve skills and experiences. This is the main goal of Technical Training Centre in Sizewell B. On simulators people have a chance to see e.g. how some systems work as in reality. On simulator of control room, which is the most important practical part of training, shift crew (shift manager, supervisor, reactor's operators, support engineer) could train situations in normal and abnormal operating conditions. "The exercises" is the biggest simulation of NPP operation, when everything is simulated in detail, and all personnel are obligated to take a part in training. During "the exercises" is checked how procedures are respected in abnormal conditions by personnel. In the simulator of control room some scenarios of NPP operation are trained, firstly according to normal operation and then immediately are switched into abnormal conditions. The aim of that training is to simulate how people will behave and react during accident/incident in NPP.

Another example is preparing to outage. During this time not only refuelling takes place, but also a lot of tasks which are train on special models what enables to check preparation before starting the repair and estimate required time to perform the necessary actions. It is very important, because during an outage time the reactor is in shutdown mode what results in losing the financial benefits.

**Communication** – is very important in facilities like NPP, very often tasks are performed by international teams and by people with various experience, so it is a clue to understand well the warnings, obligations and messages. It is good when these rules work in both directions, so we understand others and are also understood by them. This is why in NPP "phonetic alphabet" is used to be sure that we talk using the same "language". In this alphabet all letters are assigned to particular words e.g.: H-Hotel, T – Tango or W-Whiskey.

**Procedure** – lists of particular actions that should be followed on particular time and in particular way, step by step. Procedures are prepared and approved by qualified persons.

**Structure** – it is essential and unique for each company, and is accessible for each employee. It is illustrated by graph with data, position and photo. Such description improves internal communication within company.

**Licence conditions** – is a group of 36 licences in the specific domains which shall be fulfilled under law. Each licence is focused on special area e.g.:

Number 9 is focused on ensuring that people who comes to a NPP get instructions about the risks and hazards. As a result they know what to do in an emergency conditions, what is called "Industrial Safety".

Number 10 is about if all people on NPP receive training for every activity they perform that may affect safety. This condition is done in Technical Training Centre in Sizewell B by training courses for all staff members.

Number 12 presents Duty Authorised People (DAPs) who are nominated after completeness of the "on the job training" supervised by the Station Manager and may control and supervise operations on the NPP that affect safety. A persons qualifications must match the job. E.g. external government Health and Safety Executive (HSE) in United Kingdom (example relevant for Sizewell B NPP) have power to remove someone from the job if he/she is not a Suitably Qualified & Experienced Person (SQEP).

Number 26 is similar to number 12 but says that all safety related operations must be carried out by SQEPs. This means that defined job positions with attached roles or course receive training to get a role or pass a course – Training administration organise this training at the right frequency.



Fig. 7. National Birds Reserve next to Sizewell NPP

**Local society** – group of people who must be considered when it comes to construction or/and operation of NPP.

The local society analyses actions of an investor. As a result the social opinion is created. Local society very often is a key point of the project, what means that this is the main group, which

provides accommodation and catering for NPP's employees, contractors and supervisors during, construction of the plant. Location of NPP is important to consider, because the plant is often the main employer in the region and financial resource for community budget.

**Local consultations** – is the one of the NPP building phases. It is an opportunity to get an opinion of local society and their expectations. External experience about local consultations before constructing of Hinkley Point C NPP and Sizewell C NPP may be used in polish conditions. As a result of such consultations could be e.g. development of surrounded transport infrastructure.

### 3. Human factor from economical point of view

The business aspect of human factors in nuclear power engineering can be described by analogy to the rule originated in medicine: "better prevent than cure". It is quite hard to change social opinion about safety technology after accidents like Czarnobyl or Three Mile Island. These two accidents are just the most famous, but of course, the list of accidents and incidents is longer. Since 1989 have been used the special International Nuclear Events Scale (INES), developed by International Atomic Energy Agency and the Nuclear Energy Agency Organisation members of Economic Co-operation and Development (OECD/NEA). The aim is to rank from 'anomaly' to 'major accident' the possible incidents in NPP. INES scale is presented in the Fig. 8.

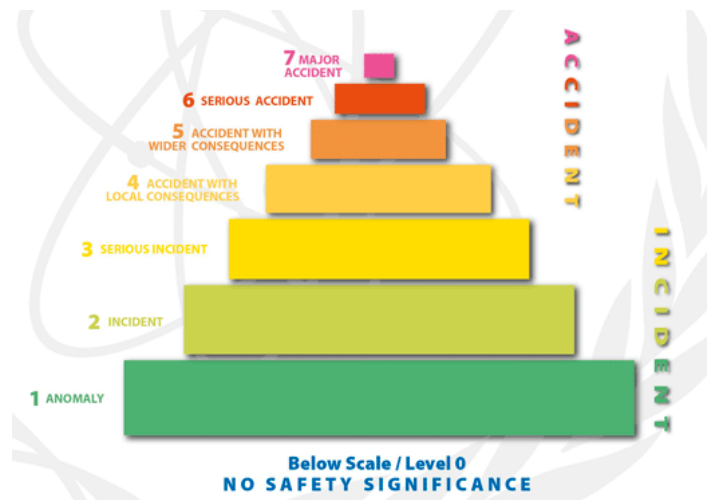


Fig. 8. International Nuclear Events Scale (INES) [3]

The previous accidents have a big impact on Polish social opinion about nuclear power technology. It doesn't matter how long and how many nuclear power plants are operating without any problems.

That is why the education about nuclear power engineering is of great importance mainly during conceptual phase of the investment. Well educated society knows well advantages and disadvantages of NPPs. This awareness provides us a chance of fair judgement related to nuclear power technology. Developing the awareness refers also to the information written in the

newspapers. This is an issues to give the clear and true messages to the community what prevent from creating the opinion based on imagination. Company's safe image based on social awareness and knowledge cost a lot. That cost can't be compared with any different industrial branch, but it is worth to invest in it, because this will increase the chances for successful completion of the investment. By providing a good knowledge we can discuss on arguments when it comes to make a decision of NPP localization.

## 4. Polish Nuclear Power Program

### 4.1. About Polish Nuclear Power Program

This is not the first time when Poland tries to build nuclear power plant. This fact shows that a lot of factors have influence on success of such unique project. To take this ideas to reality in 2010 polish nuclear power program has been created.

This document considers human factors aspect in two chapters. In chapter 11 the issue regarding preparation of qualified staff to work in nuclear power branch is presented whereas the chapter 16 is devoted to widely understood "people and society" where issues as education and information campaigns are introduced. Attention should be paid that Polish Nuclear Power Program is just a draft and the polish society at the moment has only experience from operating of nuclear research reactors. Polish society needs more time to get used to NPPs as a normal view outside the windows. Similar situation was observed before, when the onshore wind power plants were installed. Creating such mentality in society is a long and time consuming process.

The institutions which have impact on preparing society to realisation of Polish Nuclear Power Program are: Ministry of Economy, Ministry of National Education, Ministry of Science and Higher Education, National Atomic Energy Agency, Radioactive Waste Management Plant, Office of Technical Supervision, Investor – Polish Energy Group S.A. and academic and scientific institutions. One of the actions performed by The Ministry of Economy was program dedicated for academic lecturers – Educators of Nuclear Power Engineering. Program took place in the years 2009 – 2012 and included three phases. The intention was to prepare 36 lecturers to get knowledge about French experiences from nuclear power branch.

In the first phase participants during 6 weeks visited French and Belgian nuclear power plants, scientific institutions, fuel production companies etc. The second phase was aimed to Nuclear Engineering Training in French Commissariat for Atomic Energy and Alternative Energies (CEA) Sacley. During three months the group, which is shown in Fig. 9, attended in theoretical course about e.g. nuclear physic, nuclear technology, nuclear reactors and materials. The last phase was an individual internship in institution form nuclear power engineering branch chosen by each participant according to their scientific expectations.

### 4.2. Universities, Companies and Associations

Polish Nuclear Power Program and plan to build first Nuclear Power Plant in Poland has activated academic society.



Fig. 9. Polish Educators in CEA Sacley in 2010

The result is change of current, and refresh the good old programs from 80-ies, when the NPP in Żarnowiec was built. This is the new age of teaching about nuclear power engineering. Consequently most of technical universities started the new field of studies or specialization in existing studies regarding nuclear power engineering

Another action is to form new association to promote idea of building nuclear power plant e. g. "Association for the construction of a nuclear power plant in the Pomerania area".

Very active are also companies which would like to deliver the technology or coordinate the process of building of first Polish Nuclear Power Plant. These companies organize a lot of meetings, conferences and workshops for: engineers, polish companies, students and all interested people.

## 5. Conclusion

"Human factors" is very important factor in each phase on realisation of Polish Nuclear Power Program. If we compare Polish and external experience we will observe that long and difficult way is in front of us. Technical aspects are well known, managing of companies is also well known. Only human aspects are completely new and are the most sensitive factors during whole project. In Polish conditions a lot of things could work differently than in external reality. That is why Polish investor should carefully and in detail consider each task and action within particular phase where success depends on human factors. If we add also the political relation to polish power engineering, and moods of society then we receive a picture of influence on polish nuclear power branch.

## BIBLIOGRAPHY

1. HSG48, Reducing error and influencing behavior, 1999.
2. Salvendy G., Handbook of Human Factors and Ergonomics, 2012  
New Jersey.
3. IASA.org, International Atomic Energy Agency website, 2013.
4. Polish Nuclear Power Program, Ministry of Economy Warsaw, 2010.
5. The Power To Manage Safety, Det Norske Veritas AS-01 – 2011.

### Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak

Gdańsk University of Technology

e-mail: a.kaczmarek@eia.pg.gda.pl

Graduate of Faculty of Electrical and Control Engineering Gdansk University of Technology specialization of Power engineering – Power Plant and Energy Management and I edition of postgraduate studies The basic of Nuclear Power Plant ; educator of nuclear power plant – Program of The Ministry of Economy , internship Nuclear Power Plant Sizewell B. Since 2007 Phd student Faculty of Electrical and Control Engineering.

Areas of interest: Gas Power Engineering, Nuclear Power Engineering, CHP generation.

### Martin Catlow

EDF British Energy

e-mail: martin.catlow@edf-energy.com

B Tech hons. MI Mech E. C Eng. Currently a Fleet Certified Instructor within Central Technical Training at Edf Headquarters. The author has main control room operations experience at Sizewell B PWR & Heysham 2 AGR nuclear power stations.

## Czynniki ludzkie w energetyce jądrowej w krajowych realiach

### Autorzy

Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak

Martin Catlow

### Słowa kluczowe

czynniki ludzkie, energetyka jądrowa

### Streszczenie

Artykuł zatytułowany „Czynniki ludzkie w energetyce jądrowej w krajowych realiach” jest analizą rozwoju przygotowania polskiego społeczeństwa do budowy w XXI wieku pierwszej elektrowni jądrowej. Autorzy porównują polski program energetyki jądrowej z doświadczeniami z realizacji budowy elektrowni jądrowej Sizewell B w Wielkiej Brytanii oraz przygotowaniem do realizacji planów budowy elektrowni jądrowej Sizewell C. Artykuł porusza aspekty kreowania postaw kultury bezpieczeństwa jądrowego oraz opinii społecznej w odniesieniu do planowanych inwestycji. Czynniki ludzkie w energetyce jądrowej jest tak samo ważny w eksploatacji oraz budowie elektrowni jądrowej jak aspekty ekonomiczne czy techniczne. Często jest on jednak lekceważony. W Polsce, gdzie pamięć o wydarzeniach z Czarnobyla jest wciąż żywa, a opinia społeczna kształtowana jest pod wpływem emocji po awarii w Fukushima, czynnik ludzki tym szczególnie musi być rozważany w działaniach podejmowanych w obszarze budowy polskiej elektrowni jądrowej.

# Optimalizacja udziału elektrowni jądrowych w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie do 2060 roku

## Autor

Marcin Jaskólski

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## Słowa kluczowe

MARKAL, modelowanie systemów energetycznych, energetyka jądrowa

## Streszczenie

Autor przedstawił w artykule wyniki analizy systemowej z wykorzystaniem modelu MARKAL, która miała na celu określenie optymalnego udziału elektrowni jądrowych na tle innych opcji technologicznych w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej, w perspektywie do 2060 roku. Kryterium optymalizacyjnym była minimalizacja kosztów dostawy energii elektrycznej od wytwórcy do odbiorcy końcowego, z uwzględnieniem ograniczeń związanych z emisjami CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub> oraz obowiązkowego udziału energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (OZE) i w wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki modelu obejmowały optymalną pod względem kosztu strukturę wytwarzania energii elektrycznej i strukturę mocy osiągalnej, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki jądrowej.

## 1. Wprowadzenie

### 1.1. Tło problemu

W moim ostatnim artykule pt. „Analiza czynników wpływających na ekonomiczną efektywność elektrowni jądrowej”, opublikowanym na łamach *Rynku Energii* [1], opisałem wpływ czynników ekonomicznych na opłacalność budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej (EJ). Badania te dowiodły, że uśredniony koszt energii elektrycznej (ang. *Levelised Cost of Electricity*, LCOE) z elektrowni jądrowej (EJ) wyniesie 70–101 EUR (2012)/MWh, a opłacalność EJ ściśle powiązana jest z ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym, która powinna w najtańszym wariantcie EJ wynosić co najmniej 120 EUR (2012)/MWh [1]. Jednocześnie w konkluzji podkreśliłem, że należy przeprowadzić analizę porównawczą NPV z innymi technologiami, a nawet pójść o krok dalej i zastosować model matematyczny do badań rozwoju systemów energetycznych w horyzoncie długoterminowym. Takim modelem jest MARKAL-PL (wersja 3.04), który opracowałem i opisałem w swoich poprzednich publikacjach. Strukturę i koncepcję modelu przedstawiono w [2], natomiast założenia modelu w [3]. Przeprowadzono badania modelowe dla opracowanego scenariusza, w dwóch wariantach (A i B) prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną, których wyniki opracowano w formie referatu jako kontynuację cyklu publikacji.

Trzeba przyznać, że stopa dyskontowa, założona w modelu MARKAL-PL, była bardzo wysoka (10%), zważywszy na fakt, że analiza prowadzona była w cenach stałych. W takim przypadku

jest ona realną stopą oprocentowania kapitału, uwzględniającą inflację. Wyniki badań modelowych dowiodły, że w przypadku tak wysokiego kosztu kapitału elektrownia jądrowa generacji III+ mogłaby być nieopłacalna, nawet w warunkach rynkowych zakładających pełen aukcjonizm nie tylko uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, ale także uprawnień do emisji NO<sub>x</sub> i SO<sub>x</sub>. Procedura optymalizacyjna zaproponowała niewielki udział EJ generacji IV po 2040 roku, a optymalny poziom inwestycji plasował się na 785–2553 MW, w zależności od wariantu zapotrzebowania na energię elektryczną. Istotne znaczenie miał fakt, że założono bardzo ambitne cele strategiczne, dotyczące udziału energii elektrycznej wytworzonej przez odnawialne źródła energii w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, tj. 50% w 2060 roku. Jednocześnie dla energii elektrycznej, wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, wymagany udział wyniósł łącznie 40,5% w tym samym roku. W tym miejscu trzeba podkreślić, że możliwe jest uzyskiwanie dwóch rodzajów świadectw pochodzenia energii z OZE i wysokosprawnej kogeneracji przez jeden typ technologii, co stwarza szczególnie korzystne warunki dla rozwoju kogeneracji opartej na OZE, np. na biomasie lub biogazie.

Nieco na korzyść EJ przemawia sposób modelowania technologii w modelu MARKAL, który cechuje się tym, że nakłady inwestycyjne poniesione na budowę elektrowni jądrowej są rozkładane na 60 lat eksploatacji. Odbiega to od metodyki analizy kosztów i opłacalności EJ, którą opublikowałem w [1], gdzie założyłem, że całkowite nakłady zostaną rozłożone na pierwsze dwadzieścia lat eksploatacji, gdyż przyjąłem, dla uproszczenia rachunku, że

100% kwoty pochodzić będzie z kredytu bankowego, rozłożonego na ten właśnie okres. Trzeba jednak podkreślić, że procedura optymalizacyjna w MARKAL wybiera technologie, których koszty produkcji i dostawy energii do odbiorców są optymalne w całym rozpatrywanym horyzoncie czasowym, nie zaś w poszczególnych okresach [4], co powoduje, że wybrana technologia w niektórych okresach charakteryzuje się produkcją na poziomie zera i bierze udział jedynie w bilansie mocy w szczycie zapotrzebowania.

W niniejszym artykule rozważania nt. opłacalności EJ zaprezentowane w [1] zostały przeniesione do modelu MARKAL. Zaprezentowano wyniki badań rozwoju systemu elektroenergetycznego Polski w zakresie źródeł wytwórczych w długoterminowym horyzoncie czasowym, czyli do 2060 roku. Przeprowadzone wyniki badań modelowych mają charakter analizy wariantowej dla wybranych czynników, których potencjalny wpływ na wielkość produkcji energii elektrycznej w EJ w rozpatrywanej perspektywie czasu zostanie przedyskutowany.

## 1.2. Stan wiedzy w zakresie omawianego problemu

Oprócz rozważań autora niniejszego artykułu nt. opłacalności wytwarzania energii elektrycznej w EJ [1] problem ten poruszany był w opracowaniach prof. Władysława Mielczarskiego [5, 6], który przestrzegał przed bardzo wysokimi kosztami energetyki jądrowej. Inne poglądy w tej kwestii zaprezentował prof. Andrzej Strupczewski w swoich pracach [7, 8, 9], podkreślając zalety elektrowni jądrowej i jej niskie koszty, zarówno kapitałowe, jak i eksploatacyjne.

Dyskusję nt. kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnego typu elektrowniach podejmowali także prof. Józef Paska [10] i prof. Bolesław Zaporowski [17]. Koszty wytwarzania energii elektrycznej były także przedmiotem raportu Międzynarodowej Agencji Energii (MAE, ang. *IEA*) oraz Agencji Energii Jądrowej (ang. *NEA*) przy Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (ang. *OECD*) [11]. Raport ten pokazał duże zróżnicowanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w EJ w poszczególnych krajach OECD. Podobną tematykę podjęto w raporcie Komisji Europejskiej [12]. Jednakże zawarte w nim wskaźniki ekonomiczne, dotyczące elektrowni jądrowych, wg mojej opinii są nieaktualne, szczególnie w kontekście budowy nowej elektrowni generacji III+.

## 1.3. Zawartość opracowania

W rozdziale 2 przeprowadzono dyskusję na temat wartości parametrów wybranych do analizy wariantowej modelu MARKAL-PL. Rozdział 3 zawiera wyniki badań modelowych. Podsumowanie i wnioski końcowe zaprezentowano w rozdziale 4.

## 2. Struktura i założenia modelu

### 2.1 Wiadomości ogólne

Model MARKAL-PL, oparty jest na strukturze matematycznej pakietu optymalizacyjnego MARKAL (ang. *MARKet ALlocation*), w którym funkcją celu jest całkowity koszt dostawy energii od źródła pozyskania do miejsca końcowego użytkownika. Koszt

ten jest zdyskontowany po wszystkich latach horyzontu czasowego i sprowadzony do pierwszego roku analizy (rok modelu – 2005, rok, z którego pochodzą dane – 2009). Horyzont czasowy analizy wyznaczono do 2060 roku i podzielono na pięcioletnie okresy, w których każdy rok jest jednakowy z punktu widzenia bilansu energii. Szczegółową koncepcję modelu zaprezentowano w [2].

Głównymi nośnikami energii, bilansowanymi w modelu, są energia elektryczna i ciepło. Zastosowanie bilansu ciepła wiąże się z koniecznością uwzględnienia kogeneracji. Nośniki te są bilansowane odpowiednio w ujęciu sezonowo-dobowym i sezonowym. Paliwa i energie, zużywane do produkcji ww. nośników, model MARKAL bilansuje za każdy rok analizy.

Model uwzględnia mechanizm uzyskiwania i umarzania oraz zakupu na giełdzie praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji różnego typu. Wzięto pod uwagę współczynniki korekcyjne dla świadectw pochodzenia energii z różnych typów źródeł odnawialnych, zgodnie z propozycjami projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii [13].

Uwzględniono także mechanizmy ograniczania emisji dwutlenku węgla, tlenków siarki i tlenków azotu. W opracowanej wersji modelu mają one charakter wskaźników kosztów jednostkowych emisji w/w związków. Obejmują one opłaty za użytkowanie środowiska oraz ceny zakupu uprawnień emisyjnych na aukcjach. W tej wersji nie ma możliwości zarabiania na uprawnieniach emisyjnych, założono bowiem pełen ich aukcjonizm od 2020 roku.

Opracowanie modelu MARKAL-PL objęło również zebranie danych techniczno-ekonomiczno-środowiskowych technologii energetycznych i zestawienie ich w formie bazy danych. Opis tej bazy znajduje się w [3].

### 2.2. Założenia modelu

Szczegółowy opis założeń znajduje się w opracowaniu [3]. Na potrzeby tego artykułu wykorzystano wariant B finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną, który zakłada, że wzrośnie ono ze 129 TWh/a w 2010 roku do 265 TWh/a w 2060 roku. Wariant ten jest bardziej optymistyczny, tzn. zakłada większe potrzeby energetyczne niż prognozy Agencji Rynku Energii [14] i spółki Badania Systemowe EnergySys [15]. Z prognozy [3] autora niniejszego artykułu wynika, że moc zainstalowana w 2060 roku będzie musiała wynosić co najmniej 58 872 MW, a moc zainstalowana obecnie istniejących elektrowni węglowych osiągnie poziom zerowy ok. 2050 roku, a już w 2030 roku połowa obecnie zainstalowanej mocy powinna być wyłączona, zgodnie z deklaracjami spółek-operatorów elektrowni. Oznacza to konieczność poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych na budowę nowych źródeł i modernizację systemu elektroenergetycznego przesyłowego oraz dystrybucyjnego.

Proponowane obecnie nowe inwestycje w elektrownie systemowe obejmują głównie opcje technologiczne wykorzystujące węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny i biomasę. Niezależnie od tych planów wdrażane są projekty nowych farm wiatrowych, biogazowni i farm fotowoltaicznych, a także

Wyszczególnienie	Symbol wskaźnika	Jednostka	Symbol technologii	Wariant BX1 (k <sub>n</sub> = 3500)	Wariant BX2 (k <sub>n</sub> = 4500)	Wariant BX3 (k <sub>n</sub> = 5500)
Wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych	k <sub>nr</sub> INVCOS	EUR(2009)/kW	E2A	3529	4500	5500
			E2B	3384	4500	5500
			E2C	3384	4500	5500
Wskaźnik jednostkowych kosztów eksploatacyjnych stałych	k <sub>esr</sub> FIXOM	EUR(2009)/kW/a	E2A	103,1	123,8	151,3
			E2B	93,1	139,6	170,6
			E2C	93,1	139,6	170,6
Wskaźnik jednostkowych kosztów eksploatacyjnych zmiennych (bez kosztów paliwa)	k <sub>z</sub> VAROM	EUR(2009)/GJ	E2A	0,00	0,56	0,69
			E2B	0,11	0,23	0,34
			E2C	0,44	0,56	0,68

Tab. 1. Zestawienie wskaźników ekonomicznych technologii reprezentujących elektrownie jądrowe generacji III+ i generacji IV (opracowanie własne)

źródeł rozproszonych opartych na spalaniu gazu ziemnego. Zastosowanie modelu optymalizacyjnego, porównującego koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w całym horyzoncie czasowym, pozwala na wspomaganie decyzji w zakresie polityki energetycznej oraz w zakresie planowania inwestycji w nowe źródła wytwórcze.

### 2.3. Warianty obliczeń

W związku z zainteresowaniem energetyką jądrową w Polsce w niniejszym artykule autor podejmuje problematykę badania wpływu jej wskaźników ekonomicznych na wyniki optymalizacji struktury wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności w zakresie udziału EJ w krajowym bilansie energii, w długoterminowym horyzoncie czasowym. Badania obliczeniowe przeprowadzono wg wariantu B, opisanego w [3].

Do analizy wariantowej zaproponowano trzy wartości stopy dyskontowej, która jest charakterystyczna dla całego systemu energetycznego, obejmującego elektroenergetykę i ciepłownictwo oraz rynki paliw energetycznych. Wartości te to 6% (przypadek 1), 8% (przypadek 2) i 10% (przypadek 3).

Ponadto zaproponowano trzy warianty wskaźników jednostkowych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych, charakterystycznych dla technologii opartych na reaktorach jądrowych generacji III+ i generacji IV. Technologie te w modelu MARKAL oznaczono odpowiednio jako E2A (EJ z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi PWR generacji III+), E2B (EJ generacji IV z reaktorami GT-MHR – ang. *Gas turbine modular helium reactor*) oraz E2C (EJ generacji IV z reaktorami PBR – ang. *pebble bed reactor*). Charakterystykę E2A opracowano na podstawie badań własnych [1], natomiast w przypadku E2B i E2C posłużono się bazą UK MARKAL [16]. W wariantach BX1 (tanim) założono wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych odpowiednio na poziomie k<sub>n</sub> = 3529 EUR(2009)/kW (E2A) i k<sub>n</sub> = 3384 EUR(2009)/kW (E2B i E2C). Wariant BX2 (zrównoważony) dla wszystkich trzech technologii zakłada wskaźnik k<sub>n</sub> = 4500 EUR(2009)/kW, a wariant BX3 (drogi) – k<sub>n</sub> = 5500 EUR(2009)/kW. Wraz ze wzrostem nakładów założono wzrost kosztów eksploatacyjnych. Porównanie wariantów przedstawiono w tab. 1.

Wyniki obliczeń modelowych przeprowadzono dla dziewięciu kombinacji wskaźników ekonomicznych i wartości stopy dyskontowej, których zestawienie przedstawiono w tab. 2.

	Nr wariantu	BX1	BX2	BX3
Nr przypadku		k <sub>n</sub> = 3500	k <sub>n</sub> = 4500	k <sub>n</sub> = 5500
Przypadek 1	p = 6%	B11	B12	B13
Przypadek 2	p = 8%	B21	B22	B23
Przypadek 3	p = 10%	B31	B32	B33

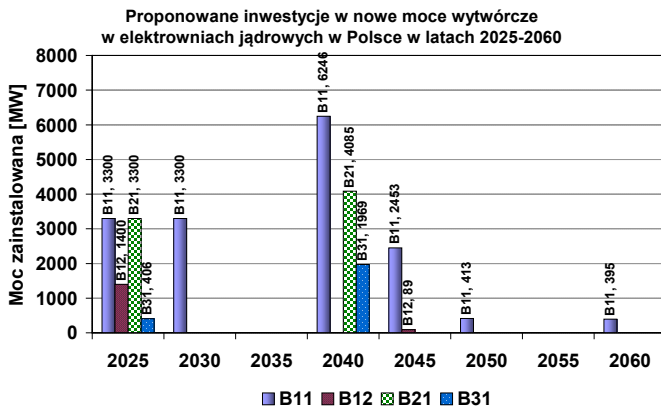
Tab. 2. Zestawienie kombinacji wariantów danych wybranych do analizy modelowej, źródło: opracowanie własne

### 3. Wyniki badań modelowych

Na rys. 1 przedstawiono zaproponowane przez procedurę optymalizacyjną modelu MARKAL inwestycje w nowe moce wytwórcze w elektrowniach jądrowych w Polsce, w latach 2025–2060, w rozpatrywanych wariantach obliczeniowych. Elektrownie jądrowe generacji III+ (E2A) dostępne będą od 2025 roku, a EJ generacji IV (E2B, E2C) – od 2040 roku.

Z obliczeń wynika, że technologia E2C, ze względu na wyższe koszty niż pozostałe technologie jądrowe (E2A i E2B), nie została wybrana przez procedurę optymalizacyjną w żadnym wariantach. Co więcej, w wariantach B13 (droga technologia, tani kapitał), B22 (zrównoważony), B23 (droga technologia), B32 (drogi kapitał) i B33 (droga technologia i drogi kapitał), żadna z technologii opartych na reaktorach jądrowych nie była konkurencyjna w stosunku do innych technologii energetycznych, więc zmienne reprezentujące moc zainstalowaną i produkcję energii elektrycznej dla tych opcji technologicznych przyjęły wartość równą 0. W związku z tym do dalszych rozważań wybrano tylko te warianty, w których inwestycje w EJ zostały zaproponowane przez pakiet optymalizacyjny MARKAL. Te przypadki odnoszą się do optymistycznych charakterystyk ekonomicznych EJ, zakładających niską realną stopę oprocentowania kapitału, równą 6% (B11, B12), a w przypadku wyższych wartości tej stopy, równych

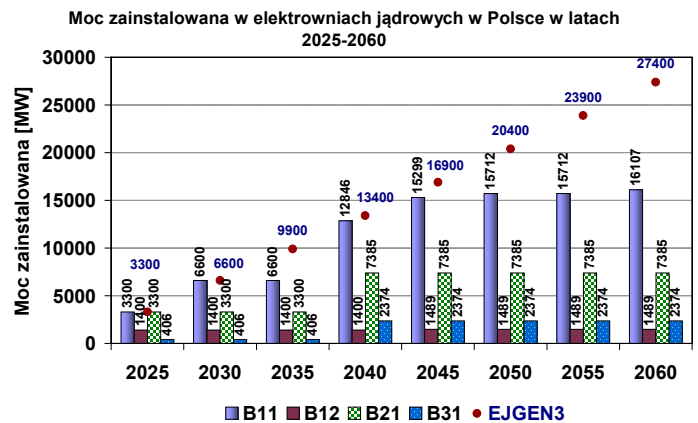
odpowiednio 8% i 10%, są opłacalne tylko przy założeniu niskich wartości wskaźników nakładów i kosztów (B21 i B31).



Rys. 1. Proponowane inwestycje w nowe moce wytwórcze w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025–2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL

W 2025 roku model MARKAL proponuje uruchomienie elektrowni o łącznej mocy 3300 MW, co jest równe górnemu ograniczeniu. Wynik ten osiągnięto w wariantach B11 i B21, w których założono najniższe nakłady inwestycyjne ( $k_n = 3520$  EUR(2009)/kW) i najniższe koszty eksploatacyjne oraz koszt kapitału (realną stopę oprocentowania kapitału) na poziomie odpowiednio 6% i 8%. Należy to interpretować jako budowę jednej elektrowni o dwóch blokach o mocy 1650 MW lub obiektu o trzech blokach o mocy 1100 MW. W wariantach B12 proponowana jest budowa elektrowni o mocy 1400 MW, co można interpretować jako budowę jednego bloku EJ. Nieco trudniej zinterpretować projekt instalacji elektrowni o mocy 406 MW w wariantach B31. Przyrost mocy jest zmienną ciągłą, przyjmującą wartości rzeczywiste większe od zera, stąd jej wartość może mieścić się pomiędzy dolnym ograniczeniem (0 MW), a górnym ograniczeniem (3300 MW) w 2025 roku. W kolejnym okresie (od 2030 roku) tylko w wariantach B11 proponowana jest inwestycja w EJ generacji III+ o łącznej mocy 3300 MW, co jest równe górnemu ograniczeniu. Po 2035 roku model nie rekomenduje już EJ z reaktorami PWR generacji III+ (E2A). Od 2040 roku wszystkie propozycje dotyczą generacji IV (E2B, E2C). Okazuje się, że po 2040 roku mogą zaistnieć bardziej sprzyjające warunki do inwestycji w EJ, w szczególności gdy spojrzysz się na wariant B12, w którym technologie nowoczesnych reaktorów jądrowych są najbardziej konkurencyjne. Niestety, model nie uwzględnia tzw. efektu serii, który pozwala na obniżenie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych w przypadku budowy elektrowni o liczbie bloków większej od 1.

Moc zainstalowaną w elektrowniach jądrowych w Polsce, wg wariantów B11–B33, przedstawiono na rys. 2. Wykresy uzupełniono o wartość górnego ograniczenia na moc zainstalowaną w elektrowniach obu generacji (EJGEN3).



Rys. 2. Moc zainstalowana w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025–2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL

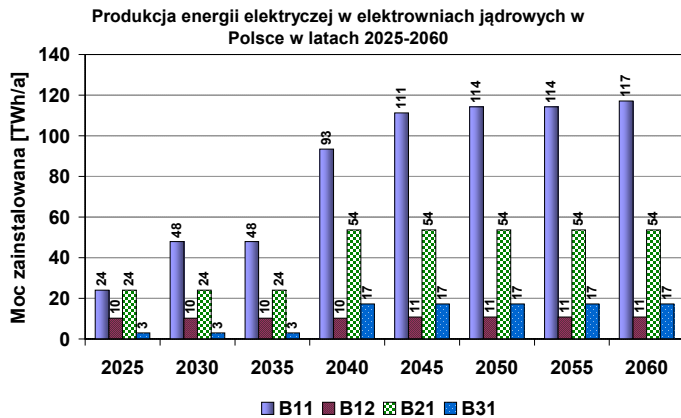
W najtańszym wariantach (B11) moc zainstalowana w EJ, proponowana przez MARKAL, w latach 2025 i 2030 osiąga wartość górnego ograniczenia, odpowiednio 3300 MW i 6600 MW. Po 2040 roku, w wyniku zainstalowania jednostek generacji IV, moc zainstalowana w EJ wzrasta do poziomu 12 846 MW, osiągając w 2060 roku wartość 16 107 MW. Realizacja tego wariantu, jak również wariantów B21 i B31, wydaje się być mało prawdopodobna, ze względu na zbyt optymistyczne, wg opinii autora, założenia dotyczące nakładów na budowę i kosztów eksploatacji EJ. Innym powodem wątpliwości co do realnego wypełnienia tego nad wyraz ambitnego planu jest znaczny ciężar finansowy i związane z tym ryzyko inwestycyjne, charakterystyczne dla projektu jądrowego.

W zrównoważonym wariantach obliczeń (B12), charakteryzującym się wskaźnikiem nakładów inwestycyjnych  $k_n = 4500$  EUR(2009)/kW, moc zainstalowana utrzymuje się na poziomie 1400–1500 MW w rozpatrywanym horyzoncie czasowym (2025–2060).

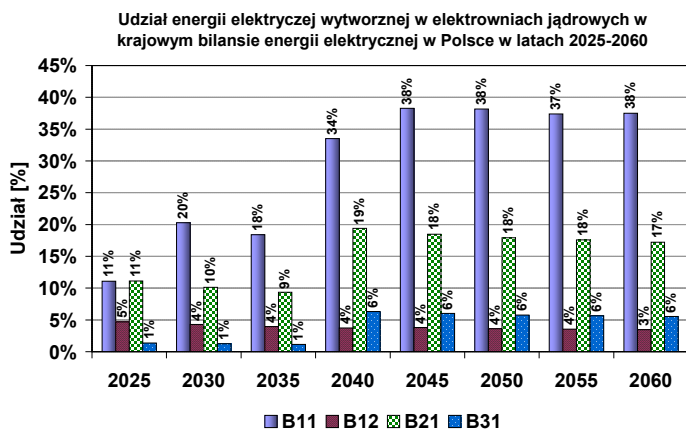
Wielkość produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, w proponowanych wariantach, zaprezentowano na rys. 3, a udział EJ w produkcji energii elektrycznej w Polsce na rys. 4. W najtańszym wariantach (B11) wielkość produkcji w 2060 roku osiąga wartość 117 TWh/a (38% w ilości energii elektrycznej wytworzonej w Polsce). Z kolei w wariantach zrównoważonym (B12), proponowana do wytworzenia ilość wynosi 10–11 TWh/a (3–5% w krajowej produkcji).

Z obliczeń wynika, że stopień wyzyskania mocy zainstalowanej we wszystkich latach eksploatacji EJ i dla obu technologii (E2A i E2B) wynosi 83%, co jest najwyższą możliwą wartością przewidzianą w charakterystyce technologii.





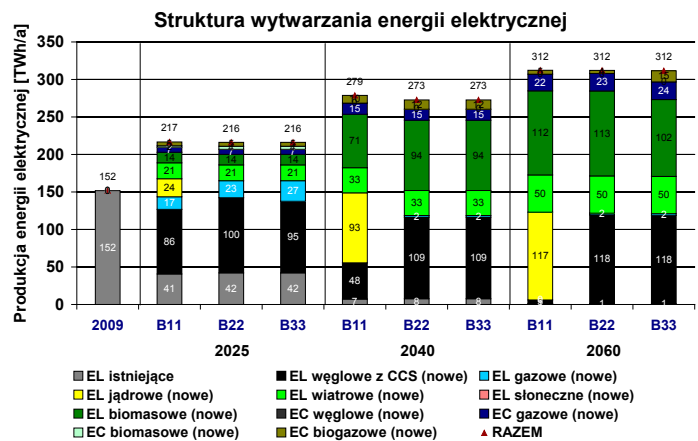
Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025–2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL



Rys. 4. Udział energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach jądrowych w bilansie energii elektrycznej w Polsce w latach 2025–2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL

Przedstawione powyżej wyniki pozwalają na ilościową analizę wielkości mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w EJ w różnych wariantach. Dowodzą wrażliwości modelu matematycznego opartego na programowaniu liniowym, na wartości danych wprowadzanych do niego. Jednocześnie każą zachować ostrożność w stosunku do analiz prowadzonych z tego typu narzędziami.

W celu przedyskutowania wyboru zestawu technologii przez model MARKAL opracowano strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce dla wariantów B11, B22, B33, które oprócz różnych wskaźników techniczno-ekonomicznych elektrowni jądrowych (B11 – najtańsze, B33 – najdroższe) charakteryzują się różnymi wartościami zastosowanych stóp dyskonta (B11 – 6%, B22 – 8% i B33 – 10%). Do porównania wybrano lata: 2025 (pierwszy rok dostępności generacji III+ w Polsce), 2040 (pierwszy zakładany rok dostępności generacji IV w Polsce) i 2060 (ostatni rok modelu). Wyniki przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w wariantach B11, B22 i B33 w latach 2009, 2025, 2040 i 2060, źródło: opracowanie własne, model MARKAL

EL – elektrownie, EC – elektrociepłownie, CCS – *Carbon Capture and Storage* (wchwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla)

Z rezultatów badań przedstawionych powyżej wynika, że produkcja z obecnie zainstalowanych i pozostających w eksploatacji do 2025 roku elektrowni powinna, wg przedstawionego planu, wynieść 41–42 TWh/a. W 2040 roku byłaby na poziomie 7–8 TWh/a, a w 2060 roku – zaledwie ok. 1 TWh/a. Ze względu na wysokie koszty emisji CO<sub>2</sub>, model MARKAL proponuje przeniesienie produkcji do technologii charakteryzujących się zerowym wskaźnikiem emisji CO<sub>2</sub>, w tym odnawialnych źródeł energii (elektrownie wiatrowe) lub elektrowni węglowych i gazowych z układem sekwestracji dwutlenku węgla (CCS – ang. *Carbon Capture and Storage*) oraz technologii opartych na wykorzystaniu biomasy, które nie ponoszą opłat za uprawnienia do emisji dwutlenku węgla. Elektrownia jądrowa wpisuje się w tę charakterystykę, nie emitując ani CO<sub>2</sub>, ani SO<sub>x</sub>, ani NO<sub>x</sub>. Oczywiście emisje te mogłyby występować w całym cyklu życia, począwszy od emisji powstających w trakcie budowy, aż po te towarzyszące likwidacji, ale zakres niniejszej analizy nie obejmuje ich w całości i nie są one przedmiotem systemu handlu uprawnieniami do emisji, dotyczącego źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Z analiz zaprezentowanych na rys. 1–5 wynika, że w wariantach B11 proponowany jest znaczący udział EJ w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Niskie koszty wytwarzania energii elektrycznej w EJ spowodowałyby, że elektrownie oparte na węglu byłyby w stosunku do nich niekonkurencyjne z powodu kosztów emisji SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub>, nawet przy zastosowaniu instalacji odsiarczania spalin. EJ nie mogą jednak konkurować z elektrowniami opartymi na biomase i elektrowniami wiatrowymi, gdyż źródła te otrzymują wsparcie w postaci świadectw pochodzenia energii, a dodatkowo wyznaczono minimalny udział tego typu źródeł w finalnym zużyciu energii elektrycznej. W związku z tym istnieje pewien minimalny poziom produkcji w źródłach opartych na odnawialnych zasobach energii.

W wariantach B22 i B33 elektrownie jądrowe, których koszty są znacznie wyższe niż w przypadku B11, nie zostają wybrane przez

procedurę optymalizacyjną, a ich miejsce zajmują elektrownie węglowe z sekwestracją CO<sub>2</sub>. Głównym problemem związanym z tą technologią jest składowanie CO<sub>2</sub> lub jego utylizacja. Niewykluczone, że w charakterystyce tej technologii koszty związane z CCS nie zostały właściwie oszacowane i w rzeczywistości mogą być znacznie większe, co wpłynęłoby na konkurencyjność w stosunku do elektrowni jądrowych i gazowych.

#### 4. Wnioski końcowe

Wyniki badań modelowych potwierdziły, że kluczowymi czynnikami dla opłacalności EJ będą nakłady inwestycyjne poniesione na jej budowę i stopa oprocentowania kapitału. Duży udział energetyki jądrowej mógłby być realny, gdyby wskaźnik nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni pozostał na poziomie 3300–3500 EUR(2012)/kW, przy jednoczesnym realnym oprocentowaniu kapitału na poziomie 6%. Dodatkowym warunkiem byłoby rozszerzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> w taki sposób, aby kupowane były one na giełdzie w całości, a nie przyznawano je za darmo w planie alokacji. Oprócz CO<sub>2</sub> podobny system objąłby emisję NO<sub>x</sub> i SO<sub>x</sub>. W ten sposób EJ stałyby się jedną z opcji technologicznych „bezemisyjnego” systemu energetycznego. Efektem tych działań byłby jednak znaczący wzrost kosztu wytwarzania energii elektrycznej, co przełożyłoby się na wyższe ceny energii na rynku hurtowym.

Niestety, może się okazać, że osiągnięcie tak niskiego poziomu nakładów jednostkowych, jak w wariantach BX1, nie będzie możliwe i wówczas pozostaniemy przy technologiach węglowych, w których zastosowany zostanie układ CCS. Jednakże duży ich udział spowoduje problem składowania ogromnych ilości dwutlenku węgla lub ich gospodarczego wykorzystania. Z kolei duży udział energetyki jądrowej, będzie się wiązał z odpowiednim zarządzaniem odpadami promieniotwórczymi.

W przedstawionych scenariuszach nie ma pewności co do osiągnięcia zamierzonych poziomów produkcji energii elektrycznej w układach spalających biomasę, głównie z powodu rozproszenia zasobów. Pociągałoby to za sobą duże rozproszenie źródeł wytwórczych lub ponoszenie wysokich kosztów transportów paliw.

Dość ambitnym celem wydaje się osiągnięcie produkcji w elektrowniach wiatrowych na poziomie 50 TWh/a w 2060 roku, a trzeba zaznaczyć, że wybrana opcja obejmuje jedynie lądowe technologie, z pominięciem morskich farm, które okazują się niekonkurencyjne przy założeniach przyjętych w modelu. Tak duży udział lądowych farm wiatrowych pociąga za sobą konieczność przygotowania terenów pod inwestycje. Ponadto konieczne byłoby przystosowanie systemu elektroenergetycznego (SEE) do współpracy z farmami wiatrowymi o tak dużej łącznej mocy zainstalowanej, tak aby bilans mocy czynnej i biernej był zachowany. Bilans mocy czynnej wpływa na częstotliwość w SEE. Z kolei deficyt mocy biernej może spowodować poważną awarię napięciową [18].

Opcje technologiczne wykorzystujące gaz ziemny mogą okazać się atrakcyjne dla inwestorów, gdy zapewniona zostanie stabilność ceny gazu ziemnego. Może uda się osiągnąć ten stan w wyniku szerszej eksploatacji krajowych zasobów gazu metodami niekonwencjonalnymi.

Autor przypomina, że w założeniach modelu jest utrzymanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji co najmniej do 2060 roku, ostatniego roku analizy. To dość długi okres. W związku z tym należałoby się zastanowić nad narzędziami wsparcia wymuszającymi zwiększenie innowacyjności w sektorze technologii OZE. Zwiastunem takiego systemu są proponowane zmiany w ustawie o odnawialnych źródłach energii, zakładające istnienie współczynników korekcyjnych dla różnych technologii. Jednocześnie autor proponuje opracowanie scenariuszy, w których wsparcie dla źródeł kończyłoby się np. w 2030 roku.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Jaskólski M., Analiza czynników wpływających na ekonomiczną efektywność elektrowni jądrowej, *Rynek Energii* 2012, nr 6 (103), s. 15–22.
2. Jaskólski M., Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon. Part I – concept of the model, *Acta Energetica* 2012, nr 3/12, s. 15–20.
3. Jaskólski M., Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon, Part II – Model and forecast assumptions, *Acta Energetica* 2012, nr 4/12, s. 4–13.
4. Loulou R., Goldstein G., Noble K., Documentation of the MARKAL Family of Models, Energy Technology Systems Analysis Programme, October 2004.
5. Mielczarski W., Elektrownie atomowe – obliczenia kosztów, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2009, nr 10, s. 19–21.
6. Mielczarski W., Kosztowna energetyka jądrowa, *Energetyka* 2010, nr 11(677), s. 715–719.
7. Struczewski A., Czy Polsce opłaci się budowa elektrowni jądrowych?, *Energia Elektryczna* 2009, nr 6.
8. Struczewski A., Aspekty ekonomiczne rozwoju energetyki jądrowej, Instytut Energii Atomowej POLATOM 2009.
9. Struczewski A., Energetyka jądrowa w Polsce, Opłacalność budowy, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2010, nr 12.
10. Paska J., Metodyka oceny kosztów wytwarzania energii elektrycznej, *Rynek Energii* 2012, nr 2 (99), s. 24–28.
11. International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), Projected Costs of Generating Electricity, Edition 2010, Paris 2010.
12. Commission of the European Communities, Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2008) 744, Brussels 2008.
13. Ustawa o odnawialnych źródłach energii, projekt z 20 grudnia 2011 roku, Ministerstwo Gospodarki, Departament Energetyki, Warszawa 2011.
14. Agencja Rynku Energii SA, Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, Warszawa, wrzesień 2011.

15. Badania systemowe „EnergSys” sp. z o.o. na zlecenie Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, Ocena skutków ustanowienia celów głębokiej redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do roku 2050, ze szczególnym uwzględnieniem skutków dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej dla Polski – SYNTEZA, wersja z 14 czerwca 2010, Warszawa, czerwiec 2010.
16. UK MARKAL Model v3.24, Documentation [online], [http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-index.php?page=ES\\_MARKAL\\_Documentation\\_2010](http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-index.php?page=ES_MARKAL_Documentation_2010).
17. Zaporowski B., Generation technologies of the future for Polish power system, *Acta Energetica* 2012, nr 2/11, s. 83–87.
18. Małkowski R., Generacja rozproszona jako sterowane źródło napięcia i mocy biernej dla sieci średniego napięcia, *Rynek Energii* 2012, nr 5 (102), s. 16–23.

### **Marcin Jaskólski**

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [mjask@ely.pg.gda.pl](mailto:mjask@ely.pg.gda.pl)

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej odbył szkolenia na Uniwersytecie w Lund (Szwecja) i staże naukowe w Międzynarodowym Instytucie Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu (Austria) i Instytucie Gospodarki Energetycznej oraz Racjonalnego Użytkowania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2002–2003). Zatrudniony jest jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego naukowe zainteresowania, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmują wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. W 2010 roku autor uczestniczył w trzymiesięcznych szkoleniach z zakresu energii jądrowej w Komisji ds. Energii Atomowej i Alternatywnych Źródeł Energii (CEA) w Saclay (Francja). W 2011 roku odbył sześciotygodniowy staż z zakresu analiz bezpieczeństwa reaktorów jądrowych EPR w ośrodku badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.

## **Optimization of Nuclear Power Share in the Structure of Electricity Production in Poland in Time Perspective by 2060**

### **Author**

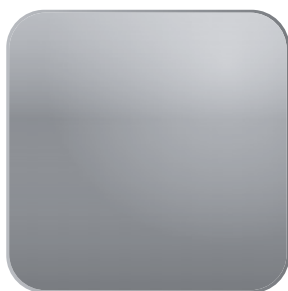
Marcin Jaskólski

### **Keywords**

MARKAL, energy system modelling, nuclear energy

### **Abstract**

The author of his paper presented the results of a system analysis using MARKAL model, aiming at the optimization of nuclear power share in power generation structure in Poland in time perspective by 2060. Optimization criterion is the minimization of the objective function i.e. the total cost of energy system, taking into account constraints related to CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub> emissions and obligatory shares of electricity from renewable energy sources and generated in high-efficiency cogeneration. The results of model runs include least-cost structure of both electricity generation and installed capacity, with emphasis put on nuclear power.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Możliwość wykorzystania elektrowni jądrowej jako źródła energii elektrycznej i ciepłej

## Autorzy

Tomasz Minkiewicz  
Andrzej Reński

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## Słowa kluczowe

elektrownia jądrowa, elektrociepłownia jądrowa, praca w skojarzeniu

## Streszczenie

Autorzy przedstawili w artykule zagadnienia związane z możliwością pracy elektrowni jądrowej (EJ) również w charakterze źródła ciepła, a więc w warunkach skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła. Praca w skojarzeniu jest możliwa i opłacalna tylko w tych rejonach, w których występuje duże zapotrzebowanie na moc cieplną, a więc w pobliżu aglomeracji miejskich, takich jak np. aglomeracja warszawska czy trójmiejska. Rozpatrzono dwa poziomy mocy cieplnych oddawanych do systemów ciepłowniczych. Wstępne badania techniczne i ekonomiczne dla lokalizacji elektrowni jądrowej nad Jeziorem Żarnowieckim potwierdziły potencjalną możliwość pracy EJ w charakterze podstawowego źródła ciepła w systemie ciepłowniczym, który zasilaby rejon Wejherowa i Gdyni.

## 1. Wdrożenie w Polsce dużych źródeł kogeneracyjnych

Przyłączenie elektrowni jądrowych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) umożliwi wykorzystanie tych obiektów jako podstawowego źródła energii elektrycznej, ale w niektórych lokalizacjach możliwa będzie również praca tych elektrowni jako źródła ciepła na potrzeby miejskich systemów ciepłowniczych. Zgodnie z założeniami Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) uruchomienie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej planowane było po 2020 roku, obecnie data ta przesunięta została na 2024 rok, a moc elektryczną tej elektrowni szacuje się na ok. 3 GW.

Główną zaletą pracy elektrowni w skojarzeniu jest zmniejszenie zużycia nośników energii pierwotnej, a tym samym ograniczenie emisji szkodliwych zanieczyszczeń do atmosfery. Budowa źródeł kogeneracyjnych jest wspierana przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady Europy 2004/8/WE z 11 lutego 2004 roku w sprawie rozwoju kogeneracji na bazie lokalnego zapotrzebowania na ciepło. Tak więc istnienie takiego zapotrzebowania jest warunkiem koniecznym budowy nowych źródeł energii tego typu.

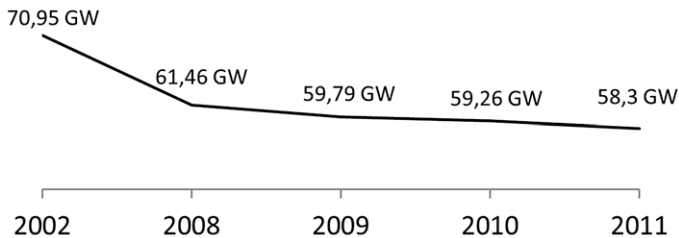
Z kolei wprowadzona w życie 6 stycznia 2011 roku dyrektywa o emisjach przemysłowych, która zacznie obowiązywać od 2016 roku, a dla branży ciepłowniczej od 2023 roku, dodatkowo zastrzy

wymagania dotyczące emisji  $SO_2$ ,  $NO_x$  i pyłów, co w konsekwencji będzie mogło przyczynić się do wzrostu zainteresowania innymi niż węgiel nośnikami źródeł energii elektrycznej i ciepła. Rozwój nowych źródeł energii prognozowany jest również w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, w którym zakłada się, że zapotrzebowanie na energię elektryczną do 2020 roku wzrośnie z obecnego poziomu 155 TWh do ok. 170 TWh. Zważywszy fakt, że ok. 60% mocy wytwórczych pochodzi ze źródeł liczących co najmniej 30 lat, konieczna będzie budowa nowych źródeł o dużej łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej. Zgodnie z założeniami polityki energetycznej kraju preferowana będzie technologia wytwarzania energii w skojarzeniu. W planach jest również zastąpienie jak największej liczby ciepłowni miejskich źródłami kogeneracyjnymi. W skali kraju przewiduje się, że do 2020 roku nastąpi też wyraźny wzrost produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji.

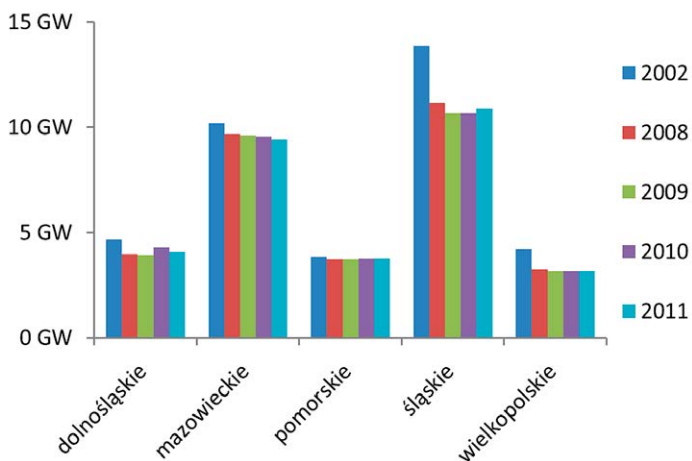
## 2. Rynek ciepła

Możliwość wykorzystania EJ jako źródła energii nie tylko elektrycznej, ale i ciepłej, jest silnie uzależniona zarówno od zapotrzebowania na moc cieplną, jak i możliwości przesyłania tej mocy. W ostatnich latach obserwuje się intensywny rozwój przedsięwzięć termomodernizacyjnych w obrębie istniejących

systemów i sieci ciepłowniczych, czego bezpośrednim efektem jest stopniowe zmniejszanie się zapotrzebowania na moc ciepłą. Powoduje to obniżanie zainstalowanej mocy ciepłej źródeł. Proces ten przedstawiono na rys. 1 i 2. Jednakże pomimo obniżania się poziomu zainstalowanej mocy ciepłej Polska wciąż należy do czołówki krajów europejskich, które posiadają znacząco rozbudowane systemy ciepłownicze.



Rys. 1. Zainstalowana moc ciepła w Polsce [1]



Rys. 2. Zainstalowana moc ciepła w wybranych województwach Polski [1]

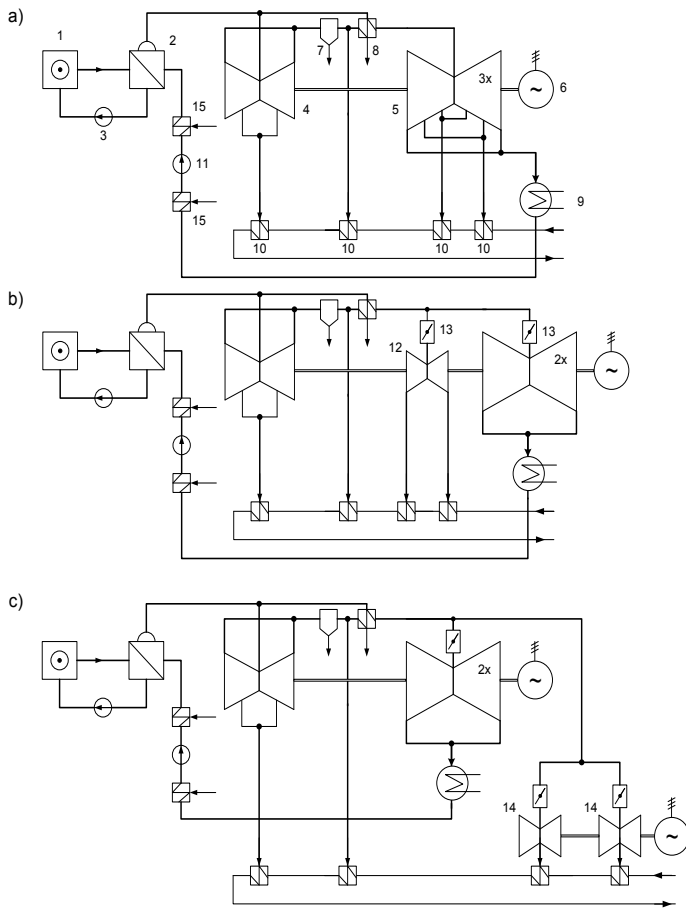
W 2011 roku wytworzono w Polsce ponad 421 PJ ciepła, z czego w procesie kogeneracji ponad 252 PJ, a nośnikiem energii w ok. 70% był węgiel kamienny. Sumaryczna długość sieci ciepłowniczych, łączących źródła ciepła z węzłami ciepłym, oraz sieci niskoparametrowych wynosiła pod koniec 2011 roku ponad 19 600 km [1].

### 3. Możliwość oddawania ciepła przez elektrownię jądrową

Decydując się na wykorzystanie elektrowni jądrowej jako źródła ciepła sieciowego czy też pary technologicznej, należy zwrócić uwagę na prawidłowy dobór turbozespołu i pozostałych elementów obiegu wtórnego. W klasycznych układach kogeneracyjnych pracujących na bazie paliw organicznych stosowane są turbiny przeciwprężne, upustowo-przeciwprężne lub upustowo-kondensacyjne. W elektrowni jądrowej korzystniejszym rozwiązaniem jest zastosowanie turbiny upustowo-kondensacyjnej, której upusty mogą być wykorzystywane w sezonie grzewczym do dostarczania pary na cele grzewcze, a w trakcie całego roku na cele technologiczne (para). Po sezonie grzewczym turbina

ta mogłaby (w braku zapotrzebowania na parę technologiczną) pracować przy pełnej kondensacji, wytwarzając wyłącznie energię elektryczną. Ze względu na bardziej złożoną budowę, związaną z przystosowaniem do pracy ciepłowniczej, koszty takiej turbiny byłyby wyższe niż koszty turbiny kondensacyjnej. Przykładowe propozycje układów turbin dla elektrowni jądrowej z reaktorem PWR przedstawiono na rys. 3 [2].

Stopień modyfikacji i zmian w obrębie turbiny upustowo-kondensacyjnej zależy od poboru ciepła na cele ciepłownicze. W dużym bloku jądrowym o mocy elektrycznej 1600 MW najmniejszych zmian wymagałaby turbina przy poborze mocy ciepłej na poziomie do ok. 200 MW. Wówczas para mogłaby być pobierana z odpowiednio powiększonych upustów turbiny (rys. 3a). Przy poborze mocy ciepłej na poziomie 200–500 MW konieczne mogłoby być umieszczenie dodatkowego kadłuba niskoprężnego na głównym wale turbiny, przeznaczonego do pracy ciepłowniczej (rys. 3b). Największych zmian należałoby oczekiwać przy poborze mocy ciepłej powyżej 1800 MW. Wówczas mogłoby się okazać celowe zastosowanie dwóch lub trzech oddzielnych wałów z oddzielnymi generatorami (rys. 3c). Obecnie nie ma na świecie elektrowni jądrowych, które przekazywałyby większe ilości ciepła odbiorcom zewnętrznym. Zazwyczaj są to obiekty zaopatrujące w ciepło najbliższe osiedla zamieszkiwane najczęściej przez personel eksploatacyjny EJ, a ich moce są niewielkie, sięgające kilkunastu megawatów. Przykładem elektrowni jądrowej pracującej w częściowym skojarzeniu jest szwajcarska elektrownia Beznau, która dostarcza do dość rozbudowanej sieci ciepłowniczej (o łącznej długości ok. 130 km) w szczycie zapotrzebowania moc ciepłą na poziomie 80 MW. Elektrownia ta wyposażona jest w dwa bloki jądrowe z reaktorami typu PWR o mocy elektrycznej brutto po ok. 380 MW każdy [3]. Całkowita moc elektryczna EJ Beznau zbliżona jest do mocy klasycznych bloków parowych zainstalowanych w dużych krajowych elektrowniach. Jednakże ze względu na różnice parametrów produkowanej pary ich budowa znacząco się różni. W polskich elektrowniach pracują turbiny na parę przegrzaną (540°C, 18 MPa), podczas gdy w szwajcarskiej elektrowni jądrowej są to turbiny na parę suchą nasyconą (5,5 MPa). W konsekwencji strumień pary świeżej bloku jądrowego (ok. 2160 t/h) jest zdecydowanie większy niż w polskich blokach klasycznych o mocy 360 MW (ok. 1150 t/h). W wyniku niższej sprawności obiegu termodynamicznego ilość ciepła oddawanego w skraplaczu jest większa, a więc zapotrzebowanie na wodę chłodzącą w EJ jest dużo wyższe (w porównaniu z elektrownią klasyczną o takiej samej mocy elektrycznej). Jednakże wykorzystanie elektrowni jądrowej do pracy ciepłowniczej pozwoliłoby zmniejszyć to zapotrzebowanie. W przypadku bloku jądrowego elektrowni Beznau ilość wody chłodzącej to ok. 72 tys. t/h, podczas gdy w bloku elektrowni Opole jest to ok. 40 tys. t/h). Dla porównania – w całym systemie ciepłowniczym Refuna (zasilanym z EJ Beznau) krąży ok. 1150 t/h wody sieciowej.



Rys. 3. Uproszczone schematy ciepłe układów EJ przystosowanej do odbioru ciepła na potrzeby ciepłownicze [4], 1 – reaktor jądrowy, 2 – wytwornice pary, 3 – główne pompy cyrkulacyjne, 4 – część WP turbiny, 5 – część NP turbiny, 6 – generator, 7 – separator wilgoci, 8 – przegrzewacz międzystopniowy pary, 9 – skraplacz, 10 – wymienniki sieciowe, 11 – pompa wody zasilającej, 12 – część przeciwna turbiny, 13 – kłapa regulacyjna, 14 – turbina ciepłownicza na oddzielnym wale, 15 – wymienniki regeneracyjne

#### 4. Możliwość współpracy elektrowni jądrowej z systemem ciepłowniczym i elektroenergetycznym

Zapewnienie współpracy przystosowanej do oddawania ciepła elektrowni jądrowej z zewnętrznymi systemami energetycznymi wymaga spełnienia wielu warunków. Wynikają one z przepisów prawnych ujętych m.in. w prawie energetycznym, a także w ostatnio znowelizowanym prawie atomowym. Dotyczą one zarówno możliwości budowy nowych źródeł wytwórczych, szczególnie dużej mocy, jak i rozległych sieci przesyłowych elektrycznych oraz ciepłowniczych, a także możliwości przyłączenia tych obiektów do istniejących eksploatowanych systemów. Warto mieć na względzie, że są to na ogół inwestycje wieloletnie, których okres przygotowania jest często znacznie dłuższy niż okres samej budowy. Przykładem mogą tu być linie elektroenergetyczne najwyższych napięć: sam proces budowy linii 400 kV o długości 100 km może być zrealizowany do 1,5 roku, natomiast zaplanowanie i przygotowanie takiej inwestycji może

trwać nawet 7–10 lat [5]. Podobnie wygląda sprawa z magistralami ciepłowniczymi i sieciami ciepłymi, jak również ze źródłami wytwórczymi, a w szczególności jądrowymi. Dlatego tak ważnego znaczenia nabiera problem wyboru odpowiedniego miejsca lokalizacji EJ, który z jednej strony ma istotny wpływ na zapewnienie właściwego poziomu bezpieczeństwa, a z drugiej strony wpływa na całkowite koszty przedsięwzięcia.

Współpraca elektrowni jądrowej z systemem elektroenergetycznym zależy w dużej mierze od jej własności regulacyjnych. Te zaś uwarunkowane są z jednej strony względami wytrzymałościowymi materiałów obiegu pierwotnego, z drugiej zaś strony uzależnione są od charakteru procesów przebiegających w rdzeniu reaktora. Naprężenia termiczne, jakie mogą powstawać w elementach paliwowych reaktora, a także w elementach grubościennych obiegu pierwotnego oraz wtórnego (zbiorniki, rurociągi, turbina) w warunkach zmieniającego się obciążenia bloku jądrowego, stanowią ograniczenia zdolności regulacyjnych elektrowni, co z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego jest zjawiskiem niekorzystnym. Również zmiany obciążenia elektrycznego bloku jądrowego wywołują zmianę mocy reaktora, w wyniku czego następuje naruszenie równowagi pomiędzy liczbą powstających i liczbą ubywających jąder ksenonu w rdzeniu – pierwiastka, który obok samaru jest w największym stopniu odpowiedzialny za zatrucie reaktora, czyli pasożytnicze pochłanianie neutronów. Powoduje to dość złożone zmiany reaktywności reaktora, czyli odchylenia stanu reaktora od stanu krytycznego. Z tego powodu korzystna jest praca reaktora jądrowego i całego bloku przy jak najwyższym i możliwie stałym stopniu obciążenia. Zmiany mocy są jednak nieuniknione, chociażby ze względu na postępujący proces wypalania paliwa jądrowego.

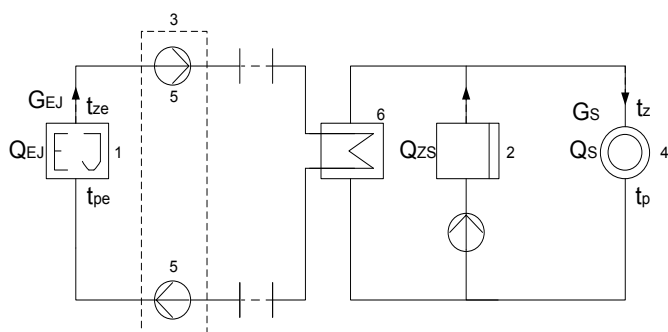
Z punktu widzenia eksploatacji najważniejsze znaczenie ma przebieg zmian reaktywności podczas stanu nieustalonego, spowodowanego redukcją mocy (zmniejszeniem gęstości strumienia neutronów) lub wyłączeniem reaktora, gdyż w tych sytuacjach mają miejsce największe straty reaktywności. Kompensacja tych i innych efektów reaktywnościowych jest zadaniem układu sterowania i zabezpieczeń reaktora.

Nowe rozwiązania reaktorów jądrowych generacji III oraz III+ umożliwiają pracę bloku jądrowego w znacznie większym zakresie zmian i przebiegających z większą częstotliwością zmian mocy w porównaniu z rozwiązaniami dotychczasowymi. Współczesne elektrownie jądrowe są tak projektowane, by mogły nadążać za zmianami obciążenia systemu elektroenergetycznego w szerokich granicach, a więc charakteryzują się odpowiednią manewrowością. Bloki jądrowe o mocy cieplnej na poziomie 3,4 GW i mocy elektrycznej 1,1 GW pozwalają na skokową zmianę mocy o  $\pm 10\%$  w zakresie 15–100% mocy znamionowej, redukcję mocy z poziomu 100% do 50% w czasie 2 godz., utrzymywanie mocy na poziomie 50% przez 2–10 godz. i przywrócenie jej do 100% w czasie 2 godz. Ponadto umożliwiają zmianę mocy w tempie 5%/min w zakresie 15–100% mocy znamionowej (tj. ok. 56 MW/min) [6].

Zmiany obciążenia elektrycznego EJ przystosowanej do oddawania ciepła mogą również wynikać ze zmian zapotrzebowania na moc cieplną ze strony systemu ciepłowniczego. Istotnym

zagadnieniem technicznym jest również wybór sposobu współpracy EJ i zasilanego przez nią systemu ciepłowniczego, pracy równoległej bądź szeregowej. Połączenie równoległe umożliwia lepsze wykorzystanie istniejących w rejonie odbiorczym klasycznych źródeł ciepła. Połączenie takie pozwala również zmniejszyć przekroje rurociągów przesyłowych, co ma istotne znaczenie w transporcie ciepła na duże odległości.

W układzie równoległym, przedstawionym na rys. 4, istniejące dotychczas źródła ciepła, zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorców ciepła, zmieniałyby charakter swojej pracy, pełniąc rolę źródeł szczytowych, natomiast moc cieplna podstawowa byłaby dostarczana z odległej elektrowni jądrowej.



Rys. 4. Schemat poglądowy scentralizowanego systemu zasilania w ciepło z elektrownią jądrową współpracującą w układzie równoległym z lokalnym szczytowym źródłem energii [4], 1 – elektrownia jądrowa, 2 – szczytowe źródło energii, 3 – pompownia wody sieciowej z pompami 5, 4 – rejon odbiorczy, 6 – pośrednia stacja wymiennikowa;  $Q_{EJ}$ ,  $Q_{ZS}$  – szczytowe moce cieplne: elektrowni jądrowej oraz źródła lokalnego,  $Q_S$  – szczytowe zapotrzebowanie na moc cieplną rejonu odbiorczego,  $G_{EJ}$  – strumień masy wody sieciowej przepływającej przez EJ,  $G_S$  – całkowity strumień masy wody sieciowej przekazywany do odbiorców,  $t_{ze}$ ,  $t_z$  – temp. wody sieciowej: na zasilaniu z elektrowni jądrowej oraz na zasilaniu rejonu odbiorczego,  $t_{pe}$ ,  $t_p$  – temp. wody sieciowej na powrocie do elektrowni oraz na powrocie z rejonu odbiorczego

Współczynnik skojarzenia, charakteryzujący powyższy system zasilania, byłby zdefiniowany jako (oznaczenia tak jak na rys. 4):

$$\alpha_s = \frac{Q_{EJ}}{Q_{EJ} + Q_{ZS}} = \frac{G_{EJ}(t_{ze} - t_{pe})}{G_S(t_z - t_p)}$$

## 5. Proponowane rozwiązania

W związku z wdrażaniem PPEJ pojawiła się szansa na ponowne rozważenie celowości wykorzystania planowanych elektrowni jądrowych jako źródeł ciepła dla istniejących systemów ciepłowniczych. Można w tym zakresie sięgnąć do wykonanych przed laty analiz oraz oprzeć się na zdobytych wówczas doświadczeniach projektowych.

Szczególną aktywność przejawiało w tym względzie środowisko warszawskie, widząc szczególną rolę lokalizacji elektrociepłowni

jądrowej w pobliżu stolicy. Poprawiłoby to stan środowiska naturalnego w aglomeracji warszawskiej. System warszawski jest jednym z największych systemów ciepłowniczych na świecie, charakteryzującym się wysokim zapotrzebowaniem na moc cieplną ze strony odbiorców na poziomie ok. 3700 MW. W jego skład wchodzi następujące źródła ciepła: dwie elektrociepłownie (Żerań o mocy cieplnej 1560 MW, Siewki o mocy cieplnej 2081 MW), dwie ciepłownie (Kawęczyn o mocy cieplnej 512 MW, Wola o mocy cieplnej 465 MW) oraz spalarnia (Zakład Unieszkodliwiania Stałych Odpadów Komunalnych o mocy cieplnej ok. 10 MW).

Elektrownia jądrowa, umożliwiająca produkcję ciepła sieciowego, która byłaby włączona do stołecznego systemu ciepłowniczego, mogłaby w znacznej mierze zastąpić istniejące źródła ciepła opalane węglem kamiennym.

Problem ten stał się ponownie aktualny, kiedy jako jedną z potencjalnych lokalizacji pierwszych elektrowni jądrowych w Polsce wytypowano rejon Nowego Miasta, co umożliwiłoby przesłanie dużej mocy cieplnej do stołecznego systemu ciepłowniczego.

Przed laty w Biurze Studiów i Projektów Energetycznych „Energoprojekt” w Warszawie wykonane zostały również analizy dotyczące wykorzystania ciepła z EJ dla aglomeracji trójmiejskiej. Powstała wówczas koncepcja i projekt zasilania mocą cieplną ok. 900 MW z budowanej Elektrowni Jądrowej Żarnowiec miast: Gdyni, Sopotu i Gdańska. Wprawdzie projekt ten nie doczekał się realizacji, ale przeprowadzone wówczas rozpoznanie tras przebiegu magistral przesyłowych oraz wykonane obliczenia cieplno-hydrauliczne mogą obecnie okazać się przydatne w badaniach opłacalności poboru i przesyłania ciepła z najbardziej prawdopodobnych miejsc lokalizacji pierwszej EJ w okolicach Jeziora Żarnowieckiego lub miejscowości Lubiatowo i Kopalino do rejonów Wejherowa i Gdyni. Wykonano wstępną analizę techniczno-ekonomiczną, w której założono, że w pierwszym etapie elektrownia jądrowa będzie pokrywać połowę szczytowego zapotrzebowania na moc cieplną obydwu tych rejonów, czyli dostarczać do systemu zasilania moc na poziomie do ok. 300 MW, współpracując odpowiednio z istniejącą ciepłownią lokalną (Wejherowo) oraz elektrociepłownią (Gdynia). Tak relatywnie niewielki pobór mocy cieplnej z EJ, wyposażonej np. w dwa bloki z reaktorami EPR 1600, umożliwiłoby zasilanie parą członu ciepłowniczego z trzech ostatnich nieznacznie powiększonych upustów turbiny.

Do oceny kosztów dostawy ciepła do rejonów odbiorczych posłużono się metodą przedstawioną w [4] i [7]. Główna koncepcja tej metody polega na tym, że koszty stałe wytwarzania ciepła w EJ obciążono kosztami ubytku mocy elektrycznej, a koszty zmienne – kosztami ubytku energii elektrycznej, powstałymi w elektrowni jądrowej w związku z jej przystosowaniem do pracy ciepłowniczej. Ponadto koszty dostawy ciepła do rejonów odbiorczych obejmują koszt zainstalowania członu ciepłowniczego w elektrowni jądrowej, a także koszty wytwarzania w lokalnych źródłach ciepła (w tym przypadku – w ciepłowni w Wejherowie oraz w elektrociepłowni w Gdyni), jak również koszty przesyłania ciepła z EJ do obu rejonów odbiorczych.

Wstępne obliczenia wykonane przy założeniu wariantu optymistycznego, tzn. względnie niskiego poziomu jednostkowych



nakładów inwestycyjnych na obiekty wytwórcze i przesyłowe, wykazały, że rozpatrywany system zasilania, oparty na wykorzystaniu ciepła z EJ, ma szanse być konkurencyjny w stosunku do klasycznych systemów ciepłowniczych, gdyż mógłby zapewnić dostawę ciepła do odbiorców już przy koszcie 40 zł/GJ. Powyższe analizy zostaną uszczegółowione i zaktualizowane w ramach realizowanego obecnie projektu grantowego, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR).

Miejski system ciepłowniczy w Wejherowie pracuje obecnie z wykorzystaniem ciepłowni Nanice o mocy cieplnej ok. 55 MW, zaspokajając ok. 37% zapotrzebowania na ciepło. Na początku 2012 roku rozpoczęto budowę dodatkowego źródła energii (silnik gazowy o mocy cieplnej 6,1 MW), które w sezonie letnim będzie zaspokajało zapotrzebowanie na ciepło do przygotowania ciepłej wody użytkowej, a w sezonie grzewczym będzie wstępnie podgrzewało wodę, która w drugim stopniu będzie podgrzewana przez kotły węglowe ciepłowni Nanice.

Miejski system ciepłowniczy Redy zasilany jest z ciepłowni Koksik o mocy cieplnej ok. 35 MW. Wykorzystywane jest ok. 50% tej mocy, ponieważ moc zamówiona przez odbiorców na ogrzewanie i ciepłą wodę użytkową to ok. 18 MW.

Miejski system ciepłowniczy Rumi jest przedłużeniem systemu gdyńskiego, zasilanego z Elektrociepłowni Gdynia Ec3 (sieć wysokoparametrowa 130/70°C). Szacuje się, że przepustowość sieci magistralnych wykorzystywana jest w 25%, a udział miejskiej sieci ciepłowniczej w pokrywaniu zapotrzebowania na ciepło w mieście na ok. 27% (31 MW).

W Gdyni głównym źródłem ciepła jest Elektrociepłownia Gdynia Ec3 o mocy cieplnej ok. 470 MW. Aktualne zapotrzebowanie odbiorców na moc cieplną w sezonie grzewczym wynosi ok. 820 MW, z czego 55% pokrywa Ec3 (ok. 450 MW).

Na podstawie aktualnych danych zaczerpniętych z „Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miast Wejherowo, Reda, Rumia i Gdynia” może oszacować, że w 2020 roku całkowite zapotrzebowanie na ciepło w okresie zimowym wyniesie ok. 1150 MW, natomiast w sezonie letnim ok. 200 MW. W związku z powyższym istnieją podstawy, aby przystąpić do wykonania analizy technicznej i ekonomicznej możliwości wykorzystania elektrowni jądrowej jako źródła ciepła sieciowego, która miałaby być wybudowana w rejonie Jeziora Żarnowieckiego [8].

## 6. Wnioski końcowe

W związku z trwającym już PPEJ pojawiła się możliwość zweryfikowania wykonanych przed laty analiz i sprawdzenia, czy wykorzystanie EJ jako podstawowego źródła energii w systemie ciepłowniczym jest rozwiązaniem efektywnie ekonomicznym i konkurencyjnym w stosunku do konwencjonalnych źródeł

ciepła. Rozwiązanie takie może się przełożyć na zwiększenie efektywności EJ, zmniejszenie kosztów produkcji energii cieplnej, obniżenie zużycia pierwotnych surowców energetycznych oraz zredukowanie ilości szkodliwych zanieczyszczeń emitowanych do środowiska. Należy też podkreślić, że stale zwiększające się koszty wytwarzania ciepła w źródłach konwencjonalnych będą musiały znacząco wzrosnąć, a będzie to spowodowane Dyrektywą o emisjach przemysłowych (IED), która od 2023 roku dotknie również ciepłownictwa, narzucając nowe, niższe limity emisji szkodliwych substancji do środowiska.

Znaczącym problemem eksploatacyjnym pozostaje sezonowa zmienność zapotrzebowania na ciepło do celów grzejnych (obecne rozwiązania pozwalają na wykorzystanie ciepła sieciowego również latem, produkowany jest wówczas chłód sieciowy) oraz ustalenie temperatury zasilającej i powrotnej wody sieciowej (ze względu na znaczne odległości pomiędzy źródłem ciepła a rejonem odbiorczym).

Z uwagi na to, że Polska nie ma doświadczenia w eksploatacji jądrowych obiektów energetycznych, przydatne mogą się okazać wykonane przed laty analizy dotyczące wykorzystania EJ jako źródła energii elektrycznej i cieplnej (dla lokalizacji Żarnowiec oraz w pobliżu Warszawy). Jednakże poza analizą techniczną głównym celem badań, mających na celu sprawdzenie możliwości uciepłownienia elektrowni jądrowej w warunkach polskich, powinno być zapewnienie wyższej efektywności ekonomicznej systemu ciepłowniczego zasilanego z tejże elektrowni, w porównaniu z klasycznymi źródłami energii pracującym w skojarzeniu.

## BIBLIOGRAFIA

1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Energetyka ciepła w liczbach – 2011, Warszawa, wrzesień 2012.
2. Mühlhäuser H.J., Steam turbines for district heating in nuclear power plants, *Nuclear Technology*, April 1978, Vol. 38.
3. Nuclear Power in Switzerland, World Nuclear Association [online], [www.world-nuclear.org/info/inf86.html](http://www.world-nuclear.org/info/inf86.html), grudzień 2012.
4. Reński A., Elektrownie jądrowe jako źródło ciepła sieciowego i technologicznego, *Energetyka*, sierpień 2009.
5. Kasprzyk S., Program polskiej energetyki jądrowej. Najkorzystniejsze lokalizacje, moce w tych lokalizacjach, rozwój i modernizacja linii i rozdzielni najwyższych napięć, *Energetyka*, sierpień 2009.
6. Kubowski J., Problemy współpracy elektrowni jądrowych z systemem elektroenergetycznym, *Energetyka*, kwiecień 2010.
7. Reński A., Jak efektywnie ograniczyć ciepło odpadowe z elektrowni jądrowej, *Rynek Energii* 2010, nr 1.
8. Minkiewicz T., Reński A., Nuclear power plant as a source of electrical energy and heat, *Archives of Energetics* 2011, No. 3–4.

**Tomasz Minkiewicz**

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: t.minkiewicz@eia.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2009). Obecnie uczęszcza na studium doktoranckie macierzystego wydziału oraz jest zatrudniony na stanowisku wykładowcy w Katedrze Elektroenergetyki PG. Jego zawodowe zainteresowania obejmują aktualny stan i rozwój energetyki jądrowej w Polsce i na świecie oraz ciepłownictwo.

**Andrzej Reński**

dr hab. inż. prof. nadzw. PG

Politechnika Gdańska

e-mail: a.renski@eia.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa (MEiL) Politechniki Warszawskiej (1969). W 1981 roku obronił pracę doktorską na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, a w 2003 roku uzyskał stopień doktora habilitowanego na Wydziale MEiL Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest zatrudniony na stanowisku profesora nadzwyczajnego Politechniki Gdańskiej. Obszary jego zainteresowań to: energetyka ciepła – budowa i modelowanie urządzeń energetycznych elektrowni, elektrociepłowni klasycznych i jądrowych oraz optymalizacja rozwoju systemów ciepłowniczych.

## The Possibility to Use a Nuclear Power Plant as a Source of Electrical Energy and Heat

### Authors

Tomasz Minkiewicz

Andrzej Reński

### Keywords

nuclear power plant, cogeneration, combined heat and power

### Abstract

In this article issues concerning possibility of nuclear power plant's operation also as a source of heat, which means combined heat and power production, have been described. CHP work is possible and profitable only in those areas where high thermal power demand occurs, which means nearby city agglomerations such as Warsaw or Tri-City. Two levels of thermal power delivered to the heating system have been considered. Preliminary technical and economic studies regarding nuclear power plant's location by Żarnowieckie Lake have confirmed the nuclear power plant's potential to work as a primary source of heat in the heating system, which would feed the regions of Wejherowo and Gdynia.

# Studium nad efektywnością mechanizmów wspierających na przykładzie wysokosprawnej kogeneracji węglowej

## Autorzy

Maciej Sołtysik  
Karolina Mucha-Kuś

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## Słowa kluczowe

system wsparcia, kogeneracja, efektywność

## Streszczenie

Tworzenie wspólnego, europejskiego rynku energii implikuje konieczność dostosowania prawa krajowego i kierunków rozwoju sektora do determinantów unijnych. Jednym z tych elementów było wprowadzenie systemu wsparcia rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Kilkuletnia historia funkcjonowania mechanizmu pozwala na dokonanie analiz zasadności wsparcia, ocenę jego wpływu na rozwój podsektora, szczegółową analizę kosztów oraz przeprowadzenie wnioskowania w zakresie kontynuacji mechanizmu. W artykule przedstawione zostały, na tle genezy wprowadzenia systemu wsparcia, wyniki analiz wolumetryczno-cenowych, bieżące trendy, ocena bilansu praw majątkowych w systemie, próba oceny zachowania uczestników rynku oraz problematyka legislacyjna w przedmiotowym zakresie.

## 1. Wstęp

Promowanie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła było jedną z pierwszych form wsparcia konkretnego segmentu podmiotów na kształtującym się rynku energii w Polsce. Pierwszą ze stosowanych form pomocy było ustawowe zobligowanie zakładów energetycznych do zakupu energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu z ciepłem, po z góry określonych cenach. Do 1997 roku cena kształtowana była urzędowo, zgodnie z bieżącymi rekomendacjami gospodarki centralno-planistycznej. W latach 1998–2004 miała charakter taryfowy, tj. wyznaczana była przez wytwórcę i zatwierdzana przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Druga forma wsparcia ukształtowała się w 2004 roku i dotyczyła konieczności zapewnienia w bilansie sprzedawanej energii, określonego w drodze rozporządzenia obowiązkowego udziału energii wytworzonej w skojarzeniu. Mechanizm ten nakładał *de facto* na sprzedawców energii obowiązek zapewnienia w sprzedawanym wolumenie odpowiednio: 12,4%, 13,7% i 15,0% w latach 2004, 2005 i 2006 energii z kogeneracji. Ze względu na brak właściwego usankcjonowania mechanizm umożliwił, w przypadku braku podaży energii skojarzonej, bezkarne zaniechanie realizacji nałożonego obowiązku. Dopuszczenie takiego rozwiązania, w kontekście zawężenia w 2005 roku definicyjnego brzmienia energii wytworzonej w skojarzeniu i zastąpienia poziomu sprawności przemiany chemicznej z 65% na 70%, zaburzyło rynkową dostępność przedmiotowej energii, tym samym ograniczając transparentność zachowań uczestników rynku.

W sukurs tym problemom przyszła konieczność zmiany systemu, podyktowana implementacją zapisów Dyrektywy 2004/8/WE [1]. Zgodnie z treścią pkt (1) preambuły dyrektywy [1]: „Promowanie

wysokowydajnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet Wspólnoty ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat sieciowych oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji, w szczególności gazów cieplarnianych”.

Dyrektywa wskazywała też na możliwe formy i mechanizmy wsparcia, w tym, zgodnie z brzmieniem pkt (26), na „pomoc inwestycyjną, zwolnienia z podatku lub obniżenie podatku, zielone certyfikaty oraz systemy bezpośrednich dopłat do cen”. Szczególnie ważny był także fakt zachowania pewnej swobody w wyborze optymalnego mechanizmu, który opisany został w pkt (32): „(...) ogólne zasady tworzące ramy dla wspierania kogeneracji na wewnętrznym rynku energii powinny być ustalone na poziomie wspólnotowym, ale szczegółowe ich wdrożenie należy pozostawić w gestii Państw Członkowskich, co pozwoli każdemu Państwu Członkowskiemu wybrać rozwiązania najbardziej odpowiadające jego sytuacji (...)”.

Optymalna z punktu widzenia ustawodawcy była zatem implementacja w Polsce mechanizmu certyfikacji energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z zapisami znowelizowanej 12 stycznia 2007 roku ustawy Prawo energetyczne, nowy mechanizm wsparcia zaczął obowiązywać 1 lipca 2007 roku. Jego beneficjentami byli koncesjonowani wytwórcy, którzy spełnili określone kryteria techniczne, pomiarowe i formalne. Zgodnie z [1] miał on, dzięki „wbudowanym mechanizmom kontrolnym powodować, że wymogi dokładności, rzetelności i odporności niniejszego systemu na korupcję zostaną dotrzymane”. Należy jednocześnie podkreślić, że system miał być gwarantem nowych inwestycji w moce kogeneracyjne zarówno w zakresie energetyki zawodowej, jak i małych i średnich producentów. Na konieczność

tę wyraźnie wskazywały zapisy pkt 29 i 30 preambuły: „Należy uwzględnić specyficzną strukturę sektora kogeneracji, który obejmuje wielu małych i średnich producentów, w szczególności przy dokonywaniu przeglądu procedur administracyjnych w zakresie wydawania pozwoleń na budowę obiektów kogeneracji” i „(...) należy podkreślić konieczność zapewnienia stabilnego środowiska ekonomicznego i administracyjnego dla inwestycji w nowe instalacje kogeneracyjne. Państwa Członkowskie powinny być zachęcane do spełniania tej potrzeby poprzez opracowywanie systemów wsparcia o okresie trwania przynajmniej czterech lat oraz poprzez unikanie częstych zmian w procedurach administracyjnych itd. (...)”.

Nowy mechanizm pomocowy już na etapie wdrażania budził wiele wątpliwości w zakresie jego przydatności w osiągnięciu założonych celów. Wskazywały na to m.in. pytania kierowane pod adresem rządu przez członków Komisji Gospodarki. W odpowiedzi na postawione podczas posiedzenia Sejmu 8 grudnia 2006 roku [3] pytania o długość trwania systemu wsparcia i kwestie potencjalnego deficytu bądź nadwyżek produkcyjnych można było usłyszeć odpowiedź podsekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki: „(...) co było powodem ograniczania czasu obowiązywania tych rozwiązań ustawowych. Otóż, proszę państwa, chcieliśmy dać – zresztą skorygowany na skutek dyskusji w komisji – czas około sześciu lat na to, aby można było obserwować, jak te mechanizmy wsparcia kogeneracji rzeczywiście funkcjonują i mieć możliwość ewentualnej korekty, oczywiście nie na zasadzie szybkiego wylania dziecka z kąpielą, tylko po prostu tak, aby rzeczywiście można było wypracować optymalne mechanizmy wsparcia produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła” oraz „Proszę państwa, chciałem powiedzieć, że obserwujemy w tej chwili niedobór mocy, w związku z powyższym nie obawiamy się sytuacji, że producenci energii elektrycznej w kogeneracji będą mieli problemy z odbiorem swojej wyprodukowanej energii na rynku. Oczywiście, proszę państwa, w szykowanych rozporządzeniach będziemy mieli możliwość takiego dobierania progów obowiązku kogeneracyjnego, który należy wypełnić w danym roku, aby nie było mowy o niebezpieczeństwie – w cudzysłowie niebezpieczeństwie – że będziemy mieli za dużo energii elektrycznej w skojarzeniu. Tą wartością nie można też szafować, zbyt to zawyżać, bo po prostu doprowadzilibyśmy do tego, że mielibyśmy na pewno niewypełniony obowiązek, a wtedy bardzo dużo pieniędzy przepływałoby w formie opłat zastępczych. Oczywiście, proszę państwa, te analizy realizujemy na bieżąco i będziemy starali się od razu reagować na zmiany sytuacji”.

W opozycji do wyrażonego w ten sposób optymizmu stały zapisy pochodzące z ministerialnego raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększeniu udziału energii pochodzącej z kogeneracji w krajowym bilansie produkcji [2], w którym już po blisko półrocznym funkcjonowaniu mechanizmu stwierdzono, że: „przy zachowaniu dotychczasowych tendencji spodziewać się można niewielkiego wzrostu produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, który nie pozwoli na zwiększenie udziału skojarzonej energii elektrycznej w całkowitej krajowej produkcji”.

Blisko sześćoletnie funkcjonowanie mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w co do *principium* niezminionej formie pozwala na dokonanie stosownych analiz i jego ocenę. Dodatkowo trwające na przełomie lat 2012/2013 prace

nad kolejną nowelizacją ustawy Prawo energetyczne, mogącą w konsekwencji przedłużyć trwanie mechanizmu, skłaniają do głębszej refleksji i próby dowiedzenia tezy o nieefektywności obowiązującej formy wsparcia.

## 2. Ocena efektywności

Oceny efektywności można dokonać na podstawie definicji stanowiącej, że jest ona rozumiana jako pewien określony rezultat zrealizowanych działań, skwantyfikowany relacją uzyskanych efektów na tle poniesionych kosztów. Przed dokonaniem właściwej oceny bilansu efektów i kosztów funkcjonowania mechanizmu wsparcia wydaje się celowe przedstawienie krótkiej charakterystyki założeń i warunków brzegowych, na których podstawie system rozpoczął funkcjonowanie.

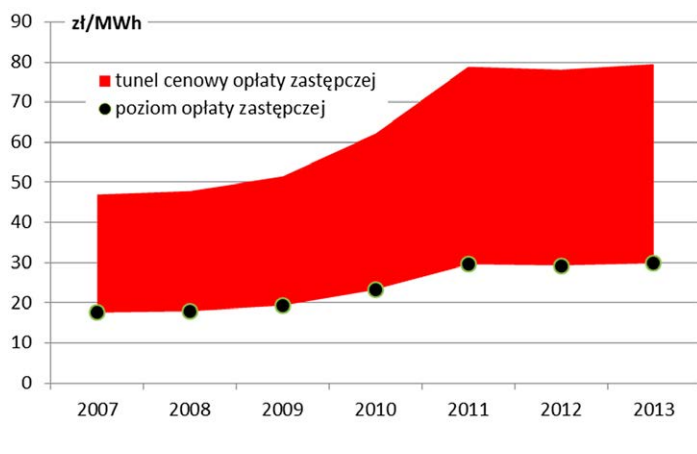
### 2.1. Monitorowanie systemu

W ocenie autorów artykułu jednym z podstawowych błędów przy implementacji mechanizmu było niewłaściwe zabezpieczenie kontroli działania systemu, rozumianej jako monitoring i sprawozdawczość wdrożenia. Wbrew cytowanym wyżej zapowiedziom strony rządowej obserwacje bilansu popytowo-podażowego oraz trendów cenowych wskazują wyraźnie *ex-post*, że system nie był monitorowany w sposób właściwy i dostatecznie częsty. Raportowanie odbywające się w cyklu czteroletnim, rekomendowanym przez KE jako minimalny, okazało się niewystarczające, by móc w sposób właściwy i szybki podejmować stosowne interwencje.

### 2.2. Wysokość opłaty zastępczej

Zaprezentowany 12 grudnia 2007 roku pierwszy raport oceniający półroczne funkcjonowanie mechanizmu [2] zawierał cenne wyniki kalkulacji minimalnych wartości świadectw pochodzenia, które gwarantowałyby przy określonych założeniach uzyskanie wskaźnika IRR na poziomie 10%, uznanym za wystarczający przy realizacji nowych inwestycji. Wartość progowa dla analizowanego przypadku, tj. jednostek o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej  $\geq 1$  MW, nieopalanymi paliwami gazowymi (CHP2), wyniosła 50 zł/MWh. W tym kontekście nie jest zrozumiałe podejście ustawodawcy w zakresie określenia, zgodnie z art. 9a ust. 8a ustawy Prawo energetyczne [4], wartości brzegowych, w których ramach miała się zawrzeć jednostkowa opłata zastępcza. Stosunkowo wąskie granice przedziału cenowego, wynoszące 15–40%, uzależnione były dodatkowo od poziomu ceny z rynku konkurencyjnego, wyznaczonej przez prezesa URE. Stosowną ilustrację przedstawiono na rys. 1.

Jedną z konkluzji raportu [2] było wyraźne zaakcentowanie ryzyka płynącego z faktu, że: „system wsparcia oparty wyłącznie o świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie wykreuje dostatecznych bodźców inwestycyjnych. Poziom pierwszych opłat zastępczych (...) ukształtował się wyraźnie poniżej poziomu cen świadectw pochodzenia przyjętych do oszacowania potencjału ekonomicznego kogeneracji. Ponadto cena świadectwa pochodzenia może się w praktyce okazać znacząco niższa od ustalonej opłaty zastępczej. (...) W przypadku zaistnienia sytuacji nadmiaru uprawnień (zbyt mały rynek) mogą one uzyskać skrajnie wartość bliską zera”.



Rys. 1. Ilustracja poziomu opłat zastępczych

Sformułowanie powyższego ryzyka z jednej strony implikowało wprowadzenie dodatkowych ułatwień mających pobudzić inwestycje, z drugiej zaś strony nie znalazło odzwierciedlenia w zmianie, kluczowego dla zasadności funkcjonowania mechanizmu, algorytmu wyznaczania opłat zastępczych. W tym kontekście nie jest również zrozumiałe uzasadnienie wprowadzenia mechanizmu wsparcia, mające na celu realizację inwestycji kogeneracyjnych, wynikających z wyznaczonego potencjału technicznego i ekonomicznego. Zgodnie z treścią [2] w 2005 roku w skojarzeniu wyprodukowano ok. 21,7 TWh energii elektrycznej, co stanowiło jedynie 36% efektywnego ekonomicznie potencjału kogeneracji. Zatem z jednej strony wyznaczona jako progowa wysokość opłaty zastępczej na poziomie 50 zł/MWh determinowała wielkość efektywnego ekonomicznie potencjału i stanowiła pośrednio uzasadnienie do implementacji systemu, a z drugiej strony potencjalni inwestorzy otrzymywali kwotę kilkukrotnie niższą.

### 2.3. Dodatkowe elementy systemu wsparcia

Komplementarnym elementem mechanizmu wsparcia, bazującego na wydawaniu zbywalnych świadectw pochodzenia, było wykreowanie strony popytowej poprzez nadanie brzmienia art. 9a ust. 1 i 8 ustawy Prawo energetyczne [4], w myśl którego przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia prezesowi URE świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji bądź uiszczenia opłaty zastępczej. Określona stosownym rozporządzeniem wykonawczym, wyrażona procentowo ilość praw majątkowych podlegająca umorzeniu mogła być dynamicznie modyfikowana, w zależności od rozwijającej się sytuacji rynkowej. Dodatkowo mechanizmem stymulującym był system kar pieniężnych za niewypełnienie powyższego obowiązku.

Kolejnym elementem mającym na celu usprawnić procesy inwestycyjne było ułatwienie polegające na obowiązkowym odbiorze, przesyle lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Do katalogu preferencji należy również dodać wprowadzenie dla jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW niższych o połowę opłat przyłączeniowych,

ustalonych na podstawie rzeczywiście poniesionych nakładów. Minimalny poziom mocy preferencyjnie traktowanych źródeł został, w myśl art. 5 ustawy zmieniającej z 12 stycznia 2007 roku, zwiększony do poziomu 5 MW.

Dodatkowym elementem wsparcia stała się, począwszy od 2010 roku, zgodnie z zapisami art. 9e ust. 1a ustawy Prawo energetyczne, możliwość łączenia praw majątkowych odnawialnych i kogeneracyjnych dla wytwórców produkujących energię elektryczną i ciepło w źródle odnawialnym, spełniając jednocześnie kryteria wysokosprawnej kogeneracji.

### 2.4. Brak interwencji w relacje popyt/podaż

Kreowanie wartości rynkowej praw majątkowych uzależnione było silnie od kilku czynników. Pierwszym z nich była wartość opłaty zastępczej, stanowiąca naturalne *supremum* cen rynkowych. W zależności od momentu zawierania transakcji cena w ramach mechanizmu aukcji bądź notowań ciągłych uwzględniała głównie obowiązującą w danym roku wysokość opłaty zastępczej, zdyskontowaną wartością pieniądza w czasie. W przypadku transakcji pozasesyjnych ceny praw majątkowych były pochodną warunków umownych zawieranych w ramach rynku OTC (rynek pozagiełdowy, ang. *Over-the-counter*) i niejednokrotnie różniły się od cen giełdowych. Mechanizm ten był typowy dla rozwiązań rynku terminowego, czyli uniezależniał strony transakcji od krótkotrwałych fluktuacji cenowych, dając gwarancje ceny w dłuższym horyzoncie.

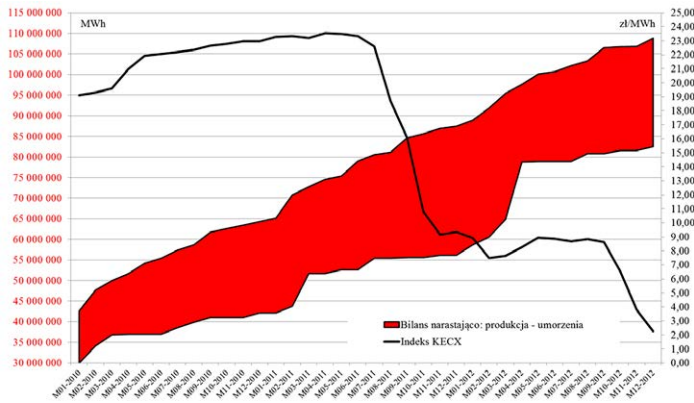
Drugim determinantem wysokości cen był poziom bilansu wydanych i umorzonych praw majątkowych. Zachwianie tego bilansu, tj. pojawienie się dużej nadwyżki praw majątkowych, byłoby wyraźnym sygnałem do spadku cen. Analiza procesu rozliczania się z realizacją obowiązku przez graczy rynkowych odkrywa mniej lub bardziej świadomą strategię budowania nadwyżek praw w systemie. Świadczyć o tym mogą dane przedstawione w tab. 1, ilustrujące sposób realizacji obowiązku.

Realizacja obowiązku za rok	Udział w realizacji obowiązku [%]	
	opłata zastępcza	umorzenie praw majątkowych
2007	3,1	7,5
2008	5,2	13,8
2009	9,0	11,6
2010	9,1	12,2
2011	0	22,2

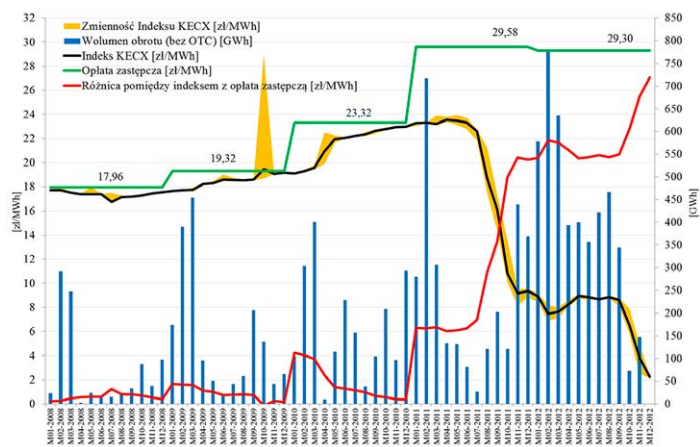
Tab. 1. Ilustracja kierunków spełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia i opłat zastępczych z kogeneracji typu CHP2, źródło: opracowanie własne na podstawie [8]

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na decyzje uczestników rynku w zakresie preferencji we wnoszeniu opłat zastępczych i wstrzymaniu się od umarzania praw majątkowych były publikacje w maju 2009 i 2010 roku wysokości stawek opłat zastępczych, które wykazywały istotny wzrost dynamiki względem poprzednich lat. Obawy w zakresie potencjalnego wzrostu cen w ślad za wzrostem opłat zastępczych oraz istotna inercja w ocenie poziomu i wpływu nadwyżki praw majątkowych w systemie były powodem masowego wnoszenia opłat

zastępczych za lata 2009–2010. Zachowania te spowodowały silne załamanie rynku, co zilustrowane zostało na rys. 2 i 3. Brak działań interwencyjnych ustawodawcy spowodował spadek średnich cen z poziomu 23,55 zł/MWh w kwietniu 2011 roku do 2,25 zł/MWh w grudniu 2012 roku.



Rys. 2. Ilustracja dynamiki nadwyżki praw majątkowych w systemie na tle poziomu indeksu cenowego KECCX, źródło: opracowanie własne



Rys. 3. Ilustracja notowań indeksu KCEX wraz z fluktuacją cen na tle opłat zastępczych i wolumenu obrotu giełdowego, źródło: opracowanie własne

## 2.5. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji

Jednym z podstawowych kryteriów oceny efektywności mechanizmu może być analiza przyrostu produkcji w wysokosprawnej kogeneracji, potwierdzona wydanymi świadectwami pochodzenia, i analiza nowych, zainstalowanych mocy kogeneracyjnych spełniających kryterium kwalifikacyjne do grupy CHP2, czyli jednostek węglowych o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej  $\geq 1$  MW.

Analiza danych pochodzących z opracowań Agencji Rynku Energii [5], zawartych w tab. 2, nie wskazuje na istotne zmiany zainstalowanej, sumarycznej mocy w grupie elektrociepłowni zawodowych. Stabilność tego poziomu szczególnie dla lat 2009–2011 pozwala sądzić, że zmiany te są wynikiem jedynie drobnych prac modernizacyjnych istniejących obiektów. Teżę tę zdaje się potwierdzać zestawienie bazujące na informacjach

pochodzących z [6] i [7], przedstawione w tab. 3, a ilustrujące liczbę wydanych praw majątkowych w poszczególnych latach dla rocznych okresów wytworzenia. Ze względu na nieporównywalność wyników dla 2007 roku, z powodu jedynie półrocznego obowiązywania systemu wsparcia ewentualną dynamikę należy oceniać dla lat 2008–2010.

Moc zainstalowana w elektrociepłowniach węglowych [MW]					
Rok	2007	2008	2009	2010	2011
Moc	4 801	5 070	5 018	5 023	5 054

Tab. 2. Zestawienie sumarycznego poziomu zainstalowanych mocy w elektrociepłowniach zawodowych węglowych wg danych z [5]

		Wydane za okres wytwarzania					
		2007	2008	2009	2010	2011	2012
Wydane w roku	2007	158 621					
	2008	9 246 383	14 126 033				
	2009	-	6 744 564	13 519 253			
	2010	-	373 248	8 349 435	14 288 873		
	2011	491 184	860 732	-	8 874 592	13 893 484	

		Wydane za okres wytwarzania					
		2007	2008	2009	2010	2011	2012
RAZEM*		9 896 188	22 104 577	21 868 688	23 163 465	13 893 484	
RAZEM**					22 836 901	23 145 914	23 758 944

\* – według sprawozdań z działalności Prezesa URE za lata 2007 – 2011

\*\* – raportów miesięcznych Towarowej Giełdy Energii SA

Tab. 3. Ilość wytworzonej energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych (CHP2)

Produkcja energii w wysokosprawnej kogeneracji jest pochodną wielu czynników, z których najistotniejszymi wydają się: poziom zainstalowanej mocy, czas wykorzystania mocy znamionowej, uzależnienie od czynników meteorologicznych, współczynnika potrzeb własnych. W ocenie autorów artykułu, ze względu na brak inwestycji w nowe moce kogeneracyjne typu CHP2, przedstawione fluktuacje i dynamika produkcji uzależniona jest od pozostałych, wymienionych czynników, co nie pozwala wnioskować o wystarczającej efektywności mechanizmu wsparcia wyrażonej miarą istotnego wzrostu produkcji.

W celu dokonania pełnej oceny efektywności wnioskowanie należy uzupełnić o projekcję przychodową systemu, czyli wycenę wydanych praw majątkowych. W tab. 4 przedstawiono wyniki przedmiotowej projekcji dla wariantów: (a) odniesienia się do średnioważonych wolumenem notowań cenowych rynku giełdowego i OTC oraz (b) opłat zastępczych. Wyniki obliczeń wskazują, że dla wariantów (a) i (b) wartość wydanych praw majątkowych dla całego okresu wynosi odpowiednio ok. 2,3 i 2,9 mld zł.

Wydane za okres wytwarzania						
Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2013
Prawa majątkowe [GWh]	9 896	22 105	21 869	22 837	23 146	23 759
Wariant a)						
Średnia ważona z indeksów giełdowych i OTC [zł/MWh]	17,60	17,19	17,67	21,09	23,40	12,23
Wartość praw majątkowych [mln zł]	174,17	380,02	386,46	481,74	541,66	290,52
Wariant b)						
Oplata zastępcza [zł/MWh]	17,96	17,96	19,32	23,32	29,58	29,30
Wartość praw majątkowych [mln zł]	177,74	397,00	422,50	532,56	684,66	696,14

Według sprawozdań z działalności prezesa URE (2007–2011)

Według raportów miesięcznych Towarowej Giełdy Energii SA

Tab. 4. Ilustracja szacunkowej wartości systemu wsparcia dla dwóch wariantów cenowych

### 3. Wnioski końcowe

Postulaty przedstawicieli sektora wytwórców, wnioskowane w 2006 roku podczas prac Komisji Gospodarki, znalazły swe odzwierciedlenie w kształcie i brzmieniu znowelizowanej ustawy wprowadzającej system wsparcia. Zgodnie z deklaracjami i oczekiwaniemi miała ona stanowić istotną zachętę inwestycyjną, co potwierdzają słowa wypowiedziane na mównicy sejmowej przez posłankę sprawozdawcę: „Poprawka złożona w trakcie prac w podkomisji do art. 13 stanowi, że wprowadzone przez ustawę mechanizmy będą działać do 31 marca 2013 r. Taki termin powinien zachęcić do inwestowania w urządzenia służące do wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji” [3].

Przedstawiona w artykule charakterystyka systemu wraz z oceną jego efektywności dowodzi, zdaniem autorów, postawionej we wstępie tezy o nieefektywności obowiązującej formy wsparcia. W kontekście analiz oraz prowadzonych na przełomie 2012 i 2013 roku dywagacji przedstawicieli sektora i ustawodawcy o możliwej

kontynuacji funkcjonowania mechanizmu do 31 marca 2015 roku, warto przypomnieć pewne fundamentalne założenia dotyczące trwania mechanizmu, które również deklarowane były z mównicy sejmowej przed głosowaniem ustawy wprowadzającej wsparcie: „Rozwiązanie to, według rządowego przedłożenia, ma mieć charakter tymczasowy, do czasu wypracowania i notyfikacji innych sposobów wspierania takiego systemu wytwarzania energii elektrycznej. Należy wierzyć, że ta tymczasowość nie będzie mieć charakteru trwałych rozwiązań prawnych (...)” [3].

### BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca Dyrektywę 92/42/EWG, 11 lutego 2004.
2. Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, *Monitor Polski* 2008, nr 1, poz. 12, załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z 12 grudnia 2007 roku.
3. Stenogram z 29 posiedzenia Sejmu w sprawie projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności, 5 grudnia 2006.
4. Ustawa Prawo energetyczne, Dz.U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm., 10 kwietnia 1997.
5. *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, opracowania dla lat 2007–2011, Agencji Rynku Energii.
6. Sprawozdania z działalności prezesa URE za lata 2007–2011, Biuletyny Urzędu Regulacji Energetyki.
7. <http://www.polpx.pl/pl/155/raporty-miesieczne>.
8. Obraz polskiego rynku energii elektrycznej w latach 2007–2011 z uwzględnieniem przemian organizacyjno-własnościowych, ARE SA Warszawa, październik 2012.

**Maciej Sołtysik**

dr inż.

TAURON Polska Energia SA

e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej (2000) oraz studiów podyplomowych na Akademii Ekonomicznej w Katowicach (2007) i Akademii Górniczo-Hutniczej (2010). Stopień naukowy doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej (2010). Od kilkunastu lat związany z energetyką. Doświadczenie zawodowe zdobywał w Enion SA, Everen sp. z o.o. grupa EDF i TAURON Polska Energia SA.

Członek Towarzystwa Obrotu Energią i grup roboczych przy Towarzystwie Obrotu Energią (TOE) oraz Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE). Biegły sądowy z zakresu elektroenergetyki i rynku energii elektrycznej. Autor i współautor kilkudziesięciu referatów naukowych.

**Karolina Mucha-Kuś**

mgr

TAURON Polska Energia SA

e-mail: karolina.mucha-kuś@tauron-pe.pl

Absolwentka Śląskiej Międzynarodowej Szkoły Handlowej (2008), studiów podyplomowych na Akademii Górniczo-Hutniczej (2012) i studiów doktoranckich na Uniwersytecie Ekonomicznym w Katowicach (2012). Od 2007 roku zawodowo związana z branżą energetyczną. Jej zainteresowania naukowo-badawcze dotyczą strategii efektywnych zachowań uczestników rynku energii. Autorka referatów z zakresu zarządzania strategicznego, w szczególności badań nad strategiami kooperacji.

## Influence of Regulations on Market Efficiency from the Viewpoint of High-Efficiency Cogeneration

### Authors

Maciej Sołtysik

Karolina Mucha-Kuś

### Keywords

cogeneration, energy efficiency

### Summary

Formation of common European energy market implies the necessity of making adjustments to domestic law and adopt market development possibilities in order to meet European Union regulations. Implementation of system support to develop high-efficiency cogeneration was one of those aspects. Several years of functioning such mechanism allow to: analyze those regulations and their impact on sub-sector development, make a deep cost analysis and discuss its continuation in the future as well. Taking into account the background of implementation of EU regulations, this paper presents the results of volume-price estimations, current trends, evaluation of property rights regulated in the system, the analysis of market participants behaviors, as well as legal issues within this context.



# Obciążenie elektryczne w strefach taryfy G12 odbiorców zaliczanych do profilu typu C PTPIREE

## Autorzy

Ryszard Frąckowiak  
Tomasz Gałań

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

obciążenie, profil C, modelowanie

## Streszczenie

W artykule autorzy przedstawili wyniki analizy krzywych obciążenia odbiorców indywidualnych, zaliczanych do profilu standardowego typu C w strefach i podstrefach taryfy G12. Pozwoliły one na przeprowadzenie analizy profilu C dla wybranych lat. Opracowano także modele charakteryzujące wpływ temperatury powietrza na wartości zużywanej energii dla wydzielonych grup odbiorców. Sformułowano wnioski dotyczące tworzenia oraz korzystania z profilu standardowego dla odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania pomieszczeń oraz wody użytkowej.

## 1. Wstęp

Bardzo ważnym zagadnieniem na polskim rynku energii elektrycznej, w świetle przemian dokonujących się od końca lat 90. ubiegłego wieku [1], staje się pozyskanie szczegółowych informacji dotyczących konsumpcji energii elektrycznej przez odbiorców indywidualnych, zasilanych z różnych poziomów napięć [2].

Znajomość grafików obciążenia elektrycznego staje się podstawą prognozowania sprzedaży energii elektrycznej oraz tworzenia taryf dla energii elektrycznej. Podmiot gospodarczy pełniący funkcję operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), na podstawie zagregowanych historycznych danych z pomiarów u odbiorców kontrolnych (wybranej grupy odbiorców indywidualnych, którzy zostali objęci pomiarami zmienności obciążenia), opracowuje profile zużycia energii elektrycznej, które odzwierciedlają średni pobór energii w każdej godzinie doby. Najczęściej przy opracowywaniu profili uwzględnia się dane z poprzedniego roku. Na podstawie wyznaczonych profili standardowych OSD może szacować sumaryczną ilość energii elektrycznej pobieraną przez odbiorców, z którymi ma podpisaną umowę dystrybucji (np. odbiorców rozliczających się w danej grupie taryfowej). Jeżeli odbiorca nie posiada układu pomiarowo-rozliczeniowego, OSD przydziela każdemu odbiorcy końcowemu odpowiedni, standardowy profil obciążenia, według grupy taryfowej usług dystrybucji energii świadczonych przez niego [3].

Tworzenie profili standardowych na podstawie całorocznej rejestracji obciążenia elektrycznego indywidualnych odbiorców wymaga dużej dokładności i rzetelności w charakteryzowaniu odbiorców oraz stosowania właściwych kryteriów wydzielenia profili (klasyfikacji odbiorców kontrolnych do opracowania grafiku wypadkowego – profilu).

## 2. Charakterystyka profilu standardowego typu C

### 2.1. Uwagi ogólne

Szeroko zakrojone badania, prowadzone od 2002 roku przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE), doprowadziły do utworzenia katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej oraz na tej podstawie do wyznaczenia tzw. profili standardowych.

Dla grupy gospodarstw domowych (odbiorców bytowo-komunalnych), zasilanych po stronie niskiego napięcia, PTPIREE opracowało cztery profile standardowe. Różnią się one grupą taryfową oraz sposobem wykorzystania energii elektrycznej. Wykaz tych profili zestawiono w tab. 1.

Nazwa profilu	Klasyfikacja profilu odbiorcy energii elektrycznej	
	Grupa taryfowa	Cechy
Profil A	G11	Odbiorcy posiadający licznik jednostrefowy
Profil B	G12	Odbiorca bez ogrzewania elektrycznego
Profil C	G12	Odbiorca z ogrzewaniem elektrycznym innym niż dynamiczne
Profil D	G12	Odbiorca z dynamicznym ogrzewaniem elektrycznym

Tab. 1. Profile standardowe opracowywane przez PTPIREE dla odbiorców bytowo-komunalnych

Największym stopniem uogólnienia cechuje się profil A. Jedynym kryterium doboru odbiorców do profilu jest grupa taryfowa – G11. Profile B, C oraz D zostały opracowane dla

odbiorców dwustrefowych (rozliczanych za energię elektryczną według taryfy G12). W tych profilach głównym kryterium doboru odbiorców był sposób wykorzystywania energii elektrycznej do celów grzewczych. Profil B przeznaczono dla odbiorców niekorzystających z ogrzewania elektrycznego, a profile C oraz D przeznaczono dla odbiorców korzystających z elektrycznego ogrzewania pomieszczeń oraz wody.

Odbiorcy z grupy taryfowej G12 rozliczają się z jej dostawcą w dwóch strefach: S I – z droższą oraz S II – z tańszą jednostkową ceną energii elektrycznej. W tab. 2 zestawiono przyjęte w badaniach oznaczenia wydzielonych podstref wraz z godzinami ich obowiązywania.

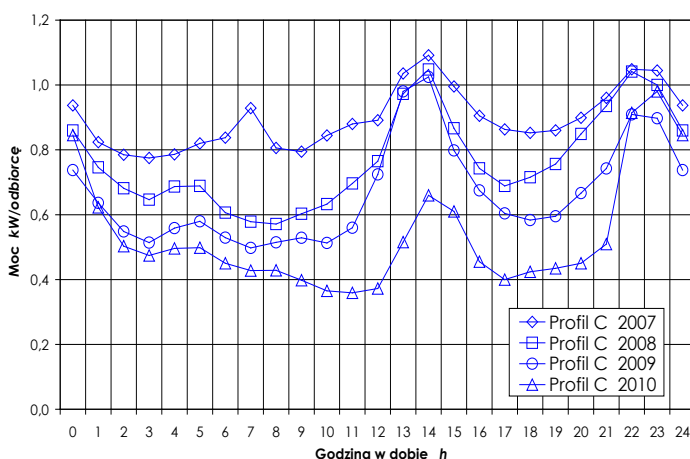
Strefy rozliczeniowe	S I		S II	
Oznaczenie podstrefy	S Ia	S Ib	S IIa	S IIb
Godziny obowiązywania	6–13	15–22	13–15	22–6

Tab. 2. Oznaczenia podstref wydzielonych w strefach rozliczeniowych taryfy G12

## 2.2. Uśrednione przebiegi dobowe – profil C

W dalszej części artykułu skoncentrowano się na badaniach profilu C, biorąc pod uwagę jego opracowania dla czterech kolejnych lat (2007–2010). Na profil C w poszczególnych latach składają się przebiegi obciążenia elektrycznego od ok. 60 do ok. 80 indywidualnych odbiorców energii elektrycznej.

Wstępna analiza tego profilu dla badanych lat wykazała różnice pomiędzy wypadkowymi grafikami obciążenia elektrycznego. Na rys. 1 przedstawione zostały średnioroczne przebiegi dobowe profilu C, opracowane dla badanych lat.



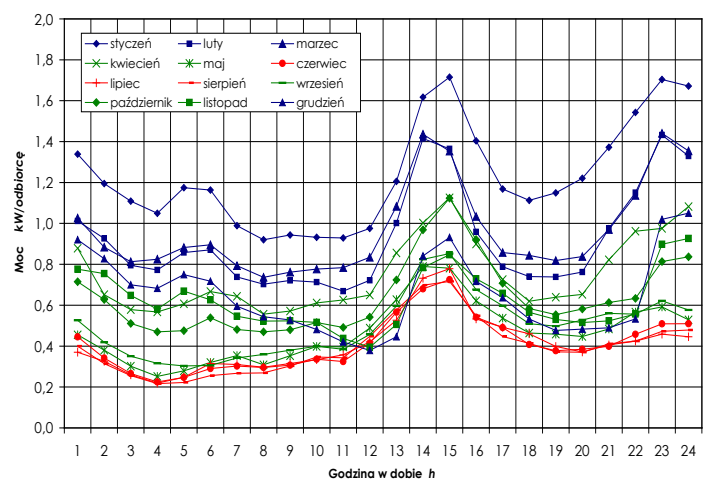
Rys. 1. Zmienność dobową średniorocznego obciążenia dla kolejnych lat obowiązywania profilu standardowego typu C

Krzywe obciążenia profilu C mają typową zmienność obciążenia odbiorcy rozliczającego się dwustrefowo. Odbiorcy wykorzystują w gospodarstwie domowym elektryczne urządzenia służące zarówno do ogrzewania wody użytkowej – podgrzewacz

elektryczny, bojler, jak i do ogrzewania pomieszczeń – promienniki, konwektory z wymuszonym oraz naturalnym obiegiem powietrza, a także grzejniki olejowe. Każde z tych elektrycznych urządzeń grzewczych charakteryzuje się inną specyfiką nagrzewania oraz wartością pobieranej mocy.

Na rys. 2 przedstawiono zmienności dobowe średniomiesięcznego obciążenia elektrycznego dla profilu C 2009, wyznaczone dla kolejnych miesięcy roku. Uwzględniono obciążenie elektryczne dla dni roboczych.

W grafikach obciążenia zauważalny jest wyraźny wzrost poborów mocy w strefie S II. W okresie zimowym wartości pobieranej mocy w strefie z tańszą ceną energii są nawet ponad dwa razy większe od poborów w tej strefie w okresie letnim. Głównym tego powodem jest wykorzystywanie tej strefy szczególnie do celów grzewczych. Ponadto w okresie zimowym (listopad – luty) zauważa się chwilowy wzrost poborów energii elektrycznej tuż pod koniec obowiązywania strefy z tańszą ceną energii (godz. 5–6). Wzrost ten spowodowany jest wykorzystaniem urządzeń grzewczych w godzinach porannych pod koniec obowiązywania strefy S IIb (załączenie urządzeń do podgrzewania wody użytkowej oraz dogrzewanie pomieszczeń).

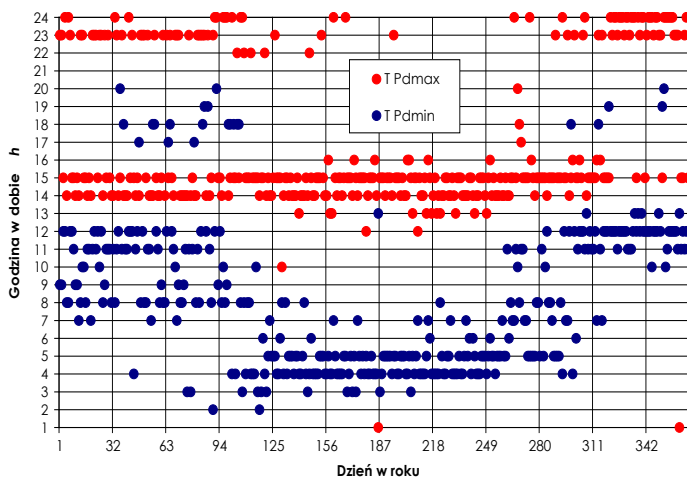


Rys. 2. Zmienność średniego obciążenia w dobie dla poszczególnych miesięcy roku dla profilu C 2009

Na rys. 3 przedstawiono przykładową zmienność roczną czasu występowania dobowej mocy maksymalnej ( $T_{P_{dmax}}$ ) oraz czasu występowania mocy minimalnej ( $T_{P_{dmin}}$ ) dla tego samego profilu typu C.

Czas występowania dobowej mocy maksymalnej  $T_{P_{dmax}}$  dla profilu C przypada na strefę S II, zarówno w okresie letnim i zimowym. Przy czym w okresie letnim mieści się w godzinach obowiązywania południowej podstrefy z tańszą jednostkową ceną energii elektrycznej (S IIa). Może to być związane z intensywnym

wykorzystywaniem energii do celów wentylacyjnych lub użytkowaniem elektrycznych urządzeń klimatyzacyjnych.



Rys. 3. Czasy występowania dobowych mocy ekstremalnych – profil C 2009

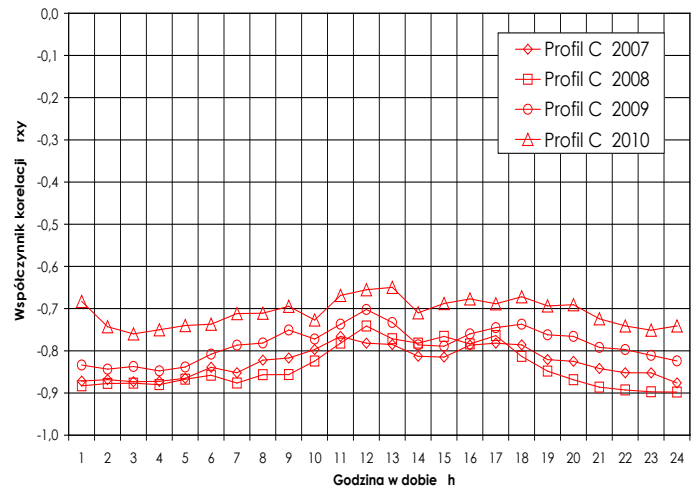
W okresie letnim wartości dobowych mocy minimalnych występują najczęściej w godz. 4–5, natomiast w okresie zimowym wartość minimalna przypada na poranną podstrefę z droższą ceną energii (S Ia). Sytuacja ta może być związana z wykorzystaniem elektrycznych urządzeń grzewczych w gospodarstwie pod koniec strefy S IIb, na co już wyżej zwrócono uwagę. Obciążenie minimalne ma miejsce w godzinach późniejszych.

### 2.3. Wpływ czynników zewnętrznych

Przebieg obciążenia elektrycznego odbiorców indywidualnych zależy od istotnych cech opisujących odbiorcę, takich jak: posiadana taryfa, według której odbiorca rozlicza się za energię elektryczną z jej dostawcą, lokalizacja administracyjna, sposób wykorzystania energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i inne. Jednakże w analizie zmienności obciążenia elektrycznego należy uwzględnić także to, że na przebieg obciążenia każdego z odbiorców wpływa wiele czynników zewnętrznych, związanych z zachodzącymi w przyrodzie zjawiskami atmosferycznymi oraz astronomicznymi. Każdy z tych czynników może mieć inny wpływ na kształtowanie się grafiku obciążenia elektrycznego. Ponadto niektóre z nich mają charakter ściśle określony (zdeteminowany), niektóre charakter losowy [4].

Szczegółowe badania wpływu czynników zewnętrznych na kształtowanie się grafików obciążenia elektrycznego wykazały, że u odbiorców z grupy taryfowej G12 najsilniejszy wpływ ma temperatura powietrza (9) [5]. U tych odbiorców nie wykazano istotnego wpływu godziny zachodu słońca [6].

U odbiorców profilowych silną zależność pomiędzy wartościami pobieranej mocy a temperaturą powietrza potwierdza badanie współczynnika korelacji Pearsona [7] (rys. 4). Wartości  $r_{xy}$  mniejsze od  $-0,65$  utrzymują się przez całą dobę, co potwierdza wagę oddziaływania temperatury na grafiki profilowe typu C. Ponadto zauważa się nieco większy wpływ temperatury w strefie z tańszą ceną energii (S II) niż w pozostałej części doby.



Rys. 4. Dobowa zmienność współczynnika korelacji pomiędzy wartościami mocy w poszczególnych godzinach a wartością średnią temperatury powietrza w dobie dla profilu C w badanych latach

Silny wpływ temperatury powietrza na przebieg obciążenia w całej dobie w grupie profilowej C różni się nieco w poszczególnych latach. Wpływa na to dobór odbiorców kontrolnych, którzy charakteryzują się różnym wyposażeniem w urządzenia elektryczne, różnym sposobem korzystania z energii elektrycznej do celów grzewczych. Odbiorcy ci mogą posiadać i użytkować tylko podgrzewacz elektryczny wody lub tylko urządzenia do ogrzewania pomieszczeń, lub wykorzystywać energię elektryczną do obu sposobów ogrzewania elektrycznego jednocześnie.

## 3. Obciążenie elektryczne odbiorców indywidualnych zaliczanych do profilu C

### 3.1. Charakterystyka badanych odbiorców

Wyniki analizy profilu typu C porównano z wynikami badań krzywych obciążenia dwóch grup odbiorców rozlicznych według grupy taryfowej G12.

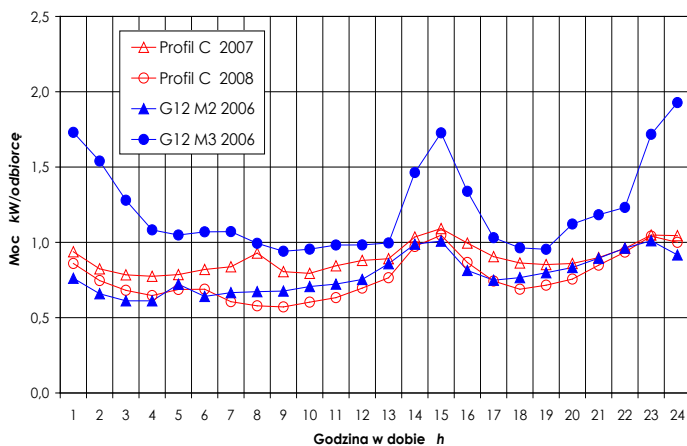
Podstawę do analizy stanowiły przebiegi obciążeń (poborów mocy czynnej) pochodzące z kilkuletniej rejestracji obciążenia 104 indywidualnych odbiorców energii elektrycznej łącznie. Rejestracja miała miejsce w latach 2003–2009. Uwzględniono odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia i zamieszkujących miejskie tereny województwa wielkopolskiego. Dane pomiarowe pochodziły z projektu badawczego prowadzonego przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej [8]. Wybrano dane z rejestracji u odbiorców typu gospodarstwo domowe, rozliczających się za energię elektryczną w taryfie G12 (odbiorców bytowo-komunalnych nieprowadzących działalności usługowo-handlowej), którzy posiadają i wykorzystują stacjonarne elektryczne urządzenia grzejne w zamieszkiwanym lokalu. W tab. 3 zestawiono najważniejsze wspólne cechy analizowanych grup odbiorców, którzy zostali objęci badaniami. Dla łatwiejszej identyfikacji przydzielono im odpowiednie symbole.

Symbol grupy	Podgrzewacz elektryczny wody użytkowej	Ogrzewanie elektryczne pomieszczeń
G12 M2	posiada	nie posiada
G12 M3	może posiadać	posiada

Tab. 3. Wybrane cechy badanych grup odbiorców

### 3.2. Analiza porównawcza

Analiza zmienności średniorocznego obciążenia dobowego wykazała, że zarówno kształt grafiku obciążenia elektrycznego, jak i wartości mocy pobieranej przez odbiorców z grupy G12 M2 oraz G12 M3 różnią się wyraźnie (rys. 5). Na tym rysunku zaznaczono także przebieg obciążenia odpowiadający profilowi standardowemu typu C.

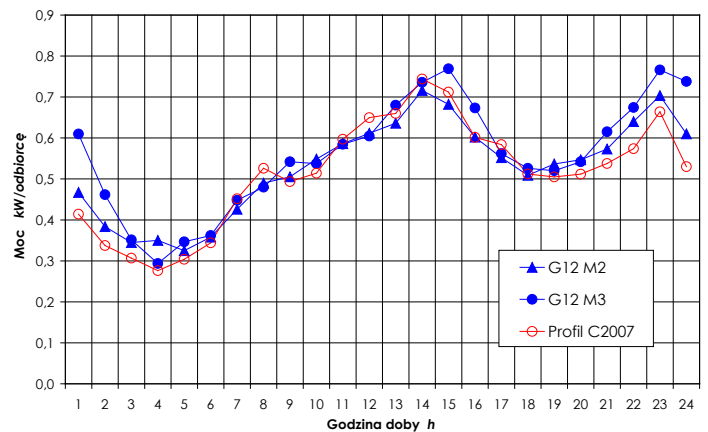


Rys. 5. Dobowa zmienność średniorocznego obciążenia dla profilu C 2007 oraz C 2008, a także odbiorców typu G12 M2 oraz G12 M3 (2006)

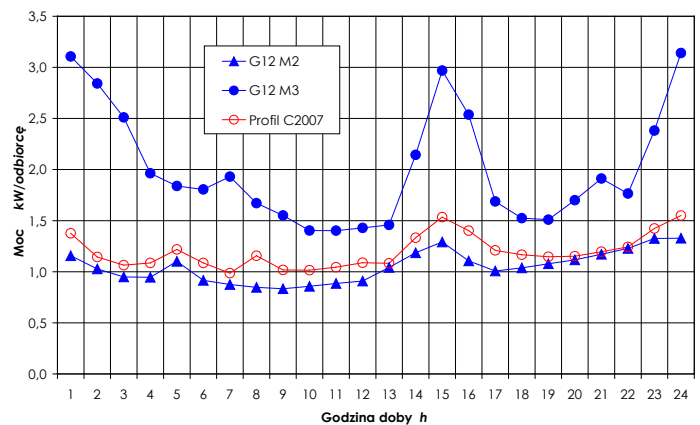
Przebieg obciążenia dobowego u badanych grup odbiorców oraz profilu typu C w okresie letnim jest spłaszczony, natomiast w okresie zimowym przyjmuje kilkakrotnie większe wartości niż w okresie letnim. W grupie G12 M3 różnice w przebiegach obciążenia okresu letniego oraz zimowego są znacząco większe niż różnice dla tych okresów w krzywych dla odbiorców z grupy G12 M2 (wyraźnie większe moce elektrycznych urządzeń do ogrzewania pomieszczeń niż elektrycznych podgrzewaczy wody użytkowej).

Na rys. 6 przedstawiono zmienność dobową, uśrednioną dla dwóch miesięcy: okresu letniego (czerwiec – lipiec) oraz okresu zimowego (grudzień – styczeń), opracowaną dla profilu C 2007 oraz grup G12 M2 oraz G12 M3 (2006).

a)



b)



Rys. 6. Dobowa zmienność średniego obciążenia dla grup G12 M2 oraz G12 M3, a także profilu C 2007, wyznaczona dla dwóch miesięcy: a) okresu letniego, b) okresu zimowego

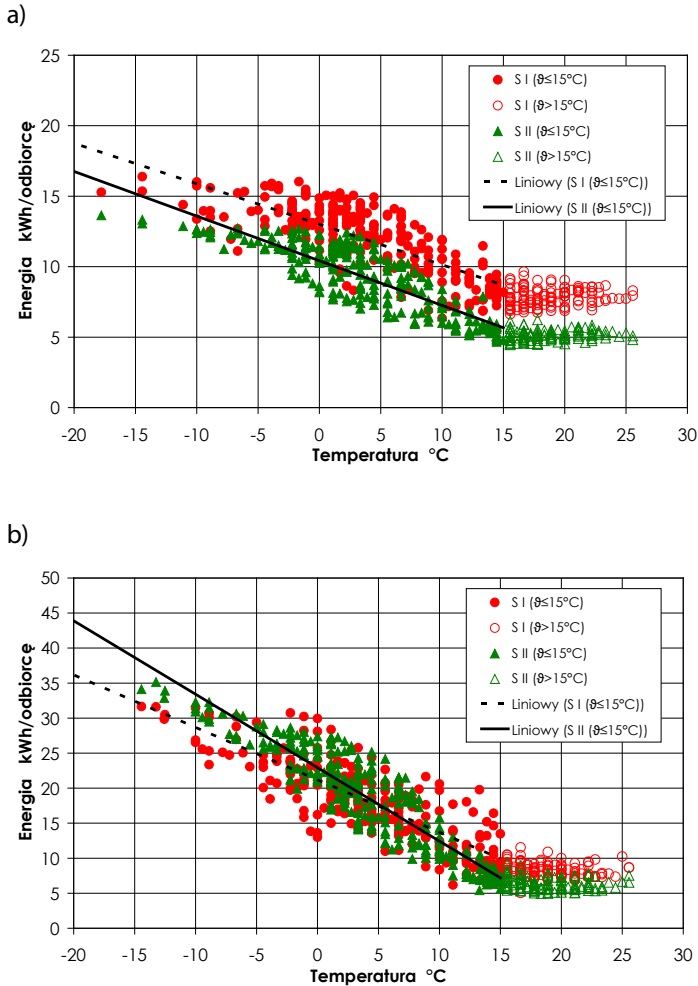
Wartości prezentowane w grafiku dla grup G12 M2 i G12 M3 oraz profilu C, a także kształt obciążenia są w okresie letnim bardzo zbliżone. Odbiorcy ci w okresie letnim wykorzystują w głównej mierze energię elektryczną do podgrzewania wody bieżącej (bojlery, podgrzewacze przepływowe). Wartości występujące w grafiku obciążenia okresu zimowego dla badanych grup oraz profilu są różne. Gdy odbiorcy wykorzystują energię elektryczną do ogrzewania pomieszczeń oraz wody, wartości te znacząco odbiegają od obciążenia odbiorców, którzy wykorzystują energię elektryczną tylko do podgrzewania wody użytkowej.

Zbieżność kształtu oraz wartości obciążenia w okresie letnim i zimowym u odbiorców z grupy G12 M2 oraz grafiku profilowego C 2007 wskazuje na to, że udział tych odbiorców w opracowaniu profilu był największy.

Szczegółowe badania wykazały, że w pozostałych latach opracowania profilu C udział uwzględnianych grup odbiorców był różny. Dobór odbiorców podczas opracowywania profilu standardowego ma więc znaczący wpływ na tworzony grafik wypadkowy.

#### 4. Obciążenie elektryczne w strefach – modele

Na rys. 7 przedstawiono przykładowe zależności pomiędzy zużywaną energią w strefach z droższą oraz tańszą ceną energii dla odbiorców z grup G12 M2 oraz G12 M3.



Rys. 7. Zależność energii zużywanej w strefach S I oraz S II od temperatury powietrza przez odbiorców z grup: a) G12 M2 (2004), b) G12 M3 (2005)

Wyraźny wpływ temperatury powietrza na wartość zużywanej energii występuje wtedy, gdy średnia temperatura w czasie doby przyjmuje wartości mniejsze niż 15°C. W pozostałej części roku pobór energii utrzymuje się w przybliżeniu na stałym poziomie. W tym okresie średni pobór energii w strefie S I jest większy od poborów w strefie S II. W odróżnieniu od grupy G12 M2, u odbiorców G12 M3 wpływ temperatury na zużycie w strefie S II jest silniejszy niż w strefie S I. Ponadto, gdy średnia temperatura powietrza w czasie doby spada poniżej 5°C, zaznacza się wyraźna dominacja poborów energii w strefie S II. Sytuacja ta związana jest z intensywniejszym korzystaniem przez odbiorców z urządzeń grzewczych w tym zakresie temperatur (okres zimowy).

Duża powtarzalność badanych zależności w kolejnych latach rejestracji pozwoliła opracować uśrednione postaci funkcji liniowej przedstawiające wpływ temperatury na zużywaną energię w strefach taryfy G11 (dla  $\vartheta \leq 15^{\circ}\text{C}$ ):

dla odbiorców z grupy G12 M2:

$$A_{SI}^{M2} = 12,98 - 0,290 \cdot \vartheta \quad (1)$$

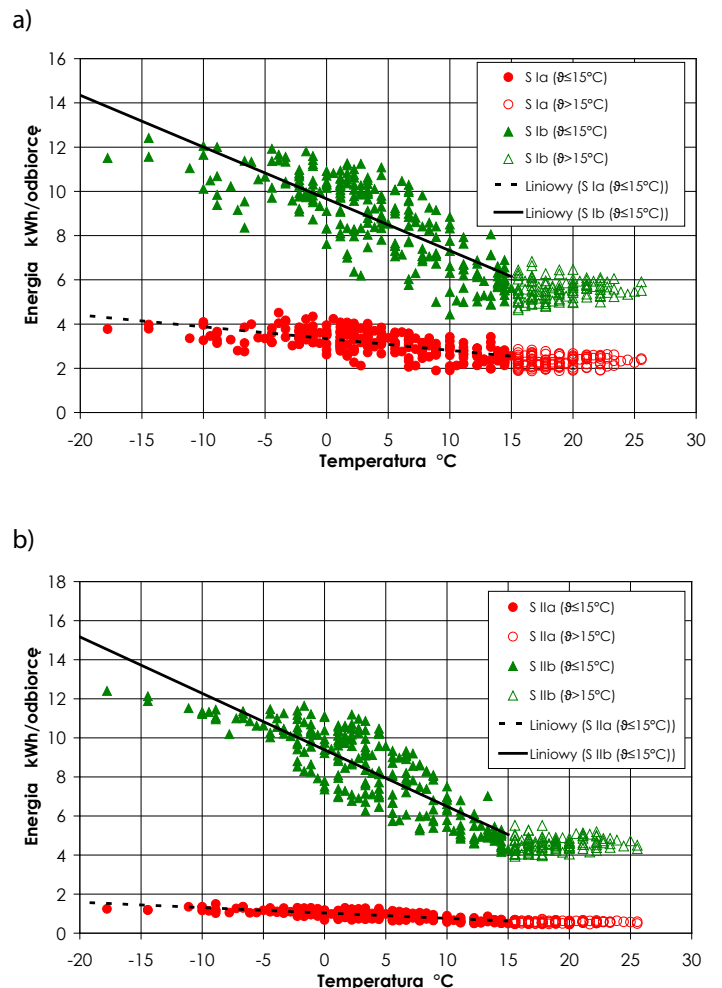
$$A_{SII}^{M2} = 10,38 - 0,319 \cdot \vartheta \quad (2)$$

dla odbiorców z grupy G12 M3:

$$A_{SI}^{M3} = 21,20 - 0,753 \cdot \vartheta \quad (3)$$

$$A_{SII}^{M3} = 22,90 - 1,065 \cdot \vartheta \quad (4)$$

Na rys. 8 oraz 9 zaprezentowano zależności pomiędzy zużywaną energią w podstrefach stref rozliczeniowych a temperaturą powietrza dla grup G12 M2 oraz G12 M3.



Rys. 8. Zależność energii zużywanej w podstrefach stref rozliczeniowych od temperatury powietrza przez odbiorców z grupy G12 M2 (2004)

Na podstawie zaprezentowanych zależności opracowano uśrednione (dla całego okresu obserwacji) zależności liniowe o następujących postaciach (dla  $\vartheta \leq 15^{\circ}\text{C}$ ):

dla odbiorców z grupy G12 M2:

$$A_{SIIa}^{M2} = 3,34 - 0,053 \cdot \vartheta \quad (5)$$

$$A_{SIIb}^{M2} = 9,65 - 0,234 \cdot \vartheta \quad (6)$$

$$A_{SIIa}^{M2} = 1,03 - 0,027 \cdot \vartheta \quad (7)$$

$$A_{SIIb}^{M2} = 9,38 - 0,289 \cdot \vartheta \quad (8)$$

dla odbiorców z grupy G12 M3:

$$A_{SIIa}^{M3} = 4,83 - 0,151 \cdot \vartheta \quad (9)$$

$$A_{SIIb}^{M3} = 16,36 - 0,598 \cdot \vartheta \quad (10)$$

$$A_{SIIa}^{M3} = 2,49 - 0,114 \cdot \vartheta \quad (11)$$

$$A_{SIIa}^{M3} = 2,49 - 0,114 \cdot \vartheta \quad (12)$$

Na energię zużywaną w wydzielonych podstrefach wyraźny wpływ ma temperatura powietrza oraz czas trwania podstrefy. Większy wpływ temperatury w strefie z droższą ceną energii zauważa się w podstrefie S Ib, zarówno w grupie G12 M2, jak i G12 M3. W strefie z tańszą ceną energii wpływ temperatury jest zauważalny w obu analizowanych podstrefach. Największe wartości energii zużywają odbiorcy z grupy G12 M3 zimą (podczas niskich temperatur powietrza) w podstrefie S IIb. Istotny wpływ temperatury na obciążenie odbiorców zaliczanych do profilu C wskazuje na konieczność uwzględniania tego czynnika podczas szacowania zużycia energii elektrycznej na

podstawie profili standardowych. Można zauważyć, że wystąpienie temperatury powietrza o 10°C niższej niż temperatura, która była podczas rejestracji danych do budowy profilu, wprowadza stosunkowo duże błędy. Względne wartości błędów, obliczone względem obciążenia przy  $\vartheta = 0^\circ\text{C}$ , znacznie przekraczają 20% we wszystkich badanych podstrefach. Największe dotyczą obciążenia odbiorców G12 M3 w strefie S II i wahają się ok. 45%.

## 5. Podsumowanie

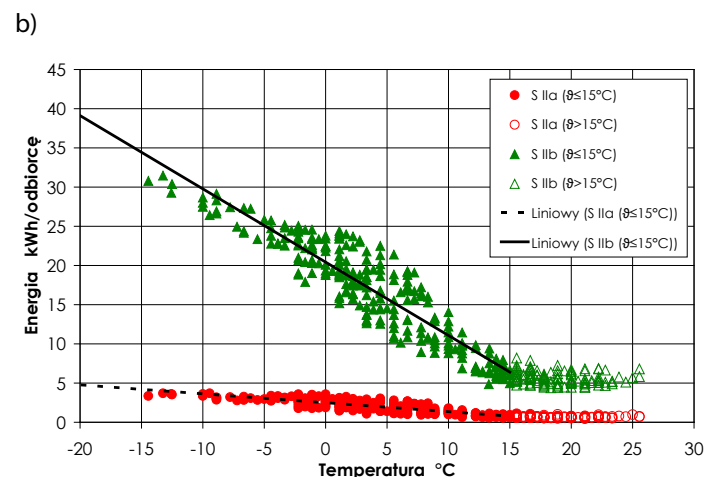
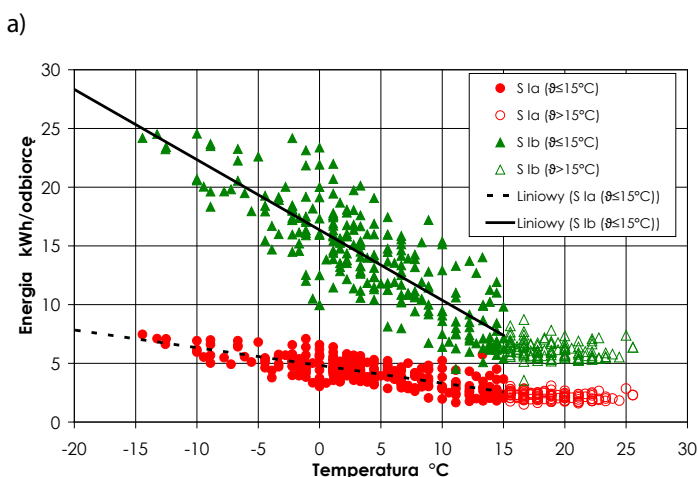
Dominującym czynnikiem zewnętrznym, mającym wpływ na zużycie energii przez odbiorców zaliczanych do profilu C, jest temperatura powietrza. Oddziaływanie jest różne w poszczególnych strefach i podstrefach taryfy G12. Największe jest w strefie z tańszą ceną energii odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania pomieszczeń. Wpływ czasu zachodu słońca na wartości pobieranej mocy (zużywanej energii) w wymienionych grupach odbiorców można uznać za pomijalnie mały.

Znaczące zwiększenie dokładności szacowania obciążenia elektrycznego na podstawie profilu standardowego C można uzyskać poprzez uwzględnienie zmian temperatury, korzystając z odpowiednio opracowanych modeli.

Opracowane przez PTPIREE przebiegi obciążeń profilowych typu C wykazują różnice w kolejnych latach ich opracowywania. W głównej mierze ma na to wpływ zróżnicowanie odbiorców indywidualnych (odbiorców kontrolnych), których dane pomiarowe posłużyły do opracowania profilu standardowego. Pewna przypadkowość, wynikająca ze zbyt ogólnych kryteriów doboru odbiorców do profilu, może być przyczyną błędów przy szacowaniu poborów mocy dla odbiorcy objętych profilem.

Zwiększenie dokładności szacowania obciążenia elektrycznego na podstawie profilu C można osiągnąć poprzez wydzielenie z tego profilu dwóch podprofilu:

- C1 – dla odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do podgrzewania wody bieżącej
- C2 – dla odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania pomieszczeń.



Rys. 9. Zależność energii zużywanej w podstrefach stref rozliczeniowych od temperatury powietrza przez odbiorców z grupy G12 M3 (2005)

## BIBLIOGRAFIA

---

1. Ustawa Prawo energetyczne, Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348, z późn. zm., 10 kwietnia 1997.
  2. W. Bieliński, Typowe wykresy obciążeń elektroenergetycznych odbiorców, Konferencja naukowo-techniczna „Rynek energii elektrycznej”, Nałęczów 1998.
  3. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Enea SA [online], <http://www.operator.enea.pl> -Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.
  4. R. Frąckowiak, T. Gałań, Analiza profili obciążenia odbiorców rozliczanych według taryfy G12 przy wykorzystaniu arkusza Excel, XIV Konferencja Naukowa Zastosowania Komputerów w Elektrotechnice, Poznań 2009.
  5. R. Frąckowiak, T. Gałań, Profile standardowe PTPIREE taryfy G w świetle badań obciążenia elektrycznego odbiorców indywidualnych, *Rynek Energii* 2012, nr 4.
  6. R. Frąckowiak, T. Gałań, Krzywe obciążenia elektrycznego odbiorców typu gospodarstwa domowe rozliczane według taryfy G12, *Przegląd Elektrotechniczny* 2009, nr 10.
  7. Starzyńska W., Statystyka praktyczna, Warszawa 2000.
  8. Projekt badawczy Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE), Badanie obciążeń i budowa katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej, Poznań 2003.
- 

### Ryszard Frąckowiak

dr inż. hab.

Politechnika Poznańska

e-mail: [ryszard.frackowiak@put.poznan.pl](mailto:ryszard.frackowiak@put.poznan.pl)

Studia ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1976). Na tym samym wydziale uzyskał stopień doktora nauk technicznych (1984) oraz doktora habilitowanego (1998). Pracę zawodową rozpoczął w 1977 roku w Instytucie Elektroenergetyki PP. Obecnie jest kierownikiem Zakładu Urządzeń Rozdzielczych i Instalacji Elektrycznych w tym Instytucie. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z analizą i modelowaniem wielkości charakteryzujących pracę sieci elektroenergetycznych, w szczególności wielkości zwarciovych.

### Tomasz Gałań

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: [tomasz\\_galan@wp.pl](mailto:tomasz_galan@wp.pl)

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (2005), realizuje pracę doktorską o tematyce związanej z kształtowaniem się krzywych obciążenia elektrycznego odbiorców indywidualnych. Pracownik Departamentu Planowania i Rozwoju w ENEA Operator sp. z o.o.

## Electric Load in the G12 Tariff for Consumers Assigned to the PTPIREE C-Profile

### Authors

Ryszard Frąckowiak  
Tomasz Gałań

### Keywords

load curves, C-profile, modeling

### Abstract

In the paper, the results of analysis of the load curves for individual consumers assigned to the C-type standard profile in the G12 tariff zone and subzones are presented. On this basis, the C-profile study has been carried out for selected years. Also, models showing the influence of the air temperature on the consumed energy quotes for the distinctive consumer groups have been developed. Conclusions on the development and application of the standard profile for consumers which use the electrical energy for heating purposes (rooms and tap water) have been drawn.



# Analiza techniczno-ekonomiczna elektrowni fotowoltaicznej średniej mocy. Studium przypadku

## Autor

Jerzy Buriak

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

elektrownia fotowoltaiczna, gospodarka energetyczna, analiza kosztów

## Streszczenie

W artykule autor przedstawił analizę budowy elektrowni fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej ok. 30 kW. Omówił zasady doboru podstawowych elementów elektrowni. Zreferował mechanizm opłacalności przedsięwzięcia w aspekcie wpływu wysokiej ceny stałej za sprzedawaną energię. Opisał również mechanizmy dotowania realizacji inwestycji.

## 1. Informacje ogólne

### 1.1. Charakterystyka budynku

Jako studium przypadku posłużyła inwestycja zabudowy dachu budynku wielorodzinnego – elektrownią słoneczną. Budynek zlokalizowany jest w województwie pomorskim. Ma płaski stropodach, 15% powierzchni dachu zajmują inne instalacje, m.in. kominy wentylacyjne i instalacje odgromowe. Zwody pionowe instalacji odgromowej chronią instalacje antenowe, ale nie zapewniają pełnego zabezpieczenia paneli elektrowni słonecznej. Z tego względu należy zmodernizować instalację ochrony odgromowej.

### 1.2. Możliwości finansowania inwestycji

Inwestycje w odnawialne źródła energii wspierają m.in. [1, 2, 3, 4]:

- Regionalny program operacyjny województwa pomorskiego na lata 2007–2013. Programem zarządza Departament Programów Regionalnych Urzędu Marszałkowskiego. Minimalna wartość projektu to 1 mln zł, maksymalny udział dofinansowania w wydatkach kwalifikowanych wynosi 75% lub maksymalny dopuszczalny pułap pomocy publicznej określony w programie pomocowym. Wsparcia w zakresie zapewnienia wkładu własnego udziela w formie pożyczki Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
- Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW) do końca 2014 roku realizuje program dla przedsięwzięć z zakresu odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji. Minimalny koszt całkowity przedsięwzięcia to 0,5 mln zł, maksymalnie 10 mln w formie pożyczki na okres 10 lat z karencją 18 miesięcy, spłatami kwartalnymi, oprocentowanie 3% w skali roku. Wysokość pożyczki stanowi do 75% kosztów kwalifikowanych. Istnieje możliwość częściowego umorzenia pożyczki.

- Bank Ochrony Środowiska oferuje kredyt pomostowy i uzupełniający na finansowanie przedsięwzięć współfinansowanych z Funduszy Europejskich w kwocie nieprzekraczającej tego finansowania (pomostowy) lub 90% inwestycji (oba kredyty łącznie).

### 1.3. Wymagania prawno-administracyjne

W przypadku budowy elektrowni PV na dachu budynku możliwe jest uzyskanie pewnych oszczędności już na etapie przygotowania inwestycji i eksploatacji elektrowni. Nie ma wymogu zgłoszenia budowy ani uzyskania pozwolenia na budowę. W efekcie urząd gminy nie wymaga tworzenia pełnej dokumentacji projektowej dla realizowanej budowy. Gdy inwestycję realizuje zewnętrzny wyspecjalizowany podmiot, ten ostatni odnotowuje niższe koszty zarządzania inwestycją. W przypadku budowy elektrowni PV na gruncie, trzeba ponieść koszty związane z dokumentacją projektową oraz zgłoszeniem budowy lub uzyskaniem pozwolenia na budowę. O tym, czy wymagane jest jedynie zgłoszenie, czy też pozwolenie na budowę, decyduje wielkość elektrowni i sposób posadowienia na gruncie konstrukcji wsporczych modułów PV. Niektóre rozwiązania nie tworzą trwałego związku z podłożem, gdyż konstrukcje wsporcze mocowane są do płyt betonowych JUMBO, które łatwo mogą być zdemonstrowane. Inne wykorzystują pale wbijane w ziemię kafarem. W rozważanym przypadku elektrownia powstanie na płaskim dachu budynku wielorodzinnego, należącego do spółdzielni mieszkaniowej. Konstrukcje wsporcze modułów PV przytwierdzone będą do bloczków betonowych ułożonych na dachu budynku. Bloczki nie będą mocowane do poszycia. Założono, że nośność dachu jest wystarczająca i nie zagraża konstrukcji stropodachu.

Instalacja wykorzystuje wyłącznie dach i nie zajmuje dodatkowego terenu, tym samym nie wzrośnie opłata związana z podatkiem od nieruchomości.

Osobnym zagadnieniem jest stworzenie warunków niezbędnych do przyłączenia mocy wytwórczej. Tej istotnej kwestii nie rozwinęto jednak w artykule, zakładając istotną ingerencję nowo opracowywanych aktów prawnych i przyjmując, że uproszczą one proces przyłączania źródeł rozproszonych do sieci dystrybucji energii elektrycznej. Kierunek tych zmian ewidentnie wytycza Dyrektywa 2012/27 WE, nakładająca na dystrybutorów energii wymóg realizacji (na przestrzeni kilku lat) następujących warunków [5]:

- umożliwienie odbiorcom dynamicznego wyboru taryf strefowych
- zapewnienie zdalnego dostępu (Internet) do danych historycznych o zużyciu i generacji (oprócz tradycyjnego dostępu przez interfejs licznika)
- zapewnienie zainteresowanym odbiorcom liczników czterokwadratowych ewidencjonujących zużycie i wytwarzanie energii.

Ponadto dyrektywa określa obowiązek odbioru energii wytworzonej w źródłach mikrogeneracji.

## 2. Dobór elementów elektrowni

### 2.1. Dobór modułów fotowoltaicznych

Dobierając panele PV pod kątem zastosowania ich w elektrowni, oprócz ceny za jednostkę mocy oraz uwzględnienia sprawności modułów powinniśmy wziąć pod uwagę jakość wykonania i wykończenia, aktualność i długość listy certyfikatów potwierdzających testy, którym poddano moduł, w szczególności uzyskanie certyfikatów poświadczających zgodność z normami, np. z serii IEC 60904, jak IEC 60904-2. Nie bez znaczenia jest także renomowana marka producenta paneli, co powinna również potwierdzać wieloletnia gwarancja, wynosząca 20–25 lat.

Mimo że elektrownia będzie zlokalizowana na wysokim budynku i nie występuje groźba zacinienia ze strony drzew, a kominy wentylacyjne są niższe od paneli, ważne jest, aby moduły paneli posiadały zabezpieczenie w postaci diod, stanowiących by-passy na wypadek zacinienia. Zacinienie może być wynikiem wzajemnego przesłaniania się paneli. Latem sytuacja taka może trwać stosunkowo krótko, ale zimą pierwsze rzędy paneli mogą przesłaniać kolejne rzędy przez dłuższy czas. Nie bez znaczenia jest także wpływ anten TV oraz zwodów odgromowych (mimo ich niewielkich przekrojów), gdyż częściowo zacięzione ogniwa, o ile nie posiadają obejścia z diody, ograniczają przepływ prądu od niezacięzionych ogniw w module. Istotny jest ponadto nie tylko fakt, czy moduł posiada diody na obejściach ogniw, ale także ich liczba. Ogniwa w module są łączone szeregowo-równolegle, co częściowo łagodzi problem przesuwającego się cienia. Ponadto producent może sugerować pionowy lub poziomy montaż modułów w zależności od tego, czy cień przesuwają się na całej wysokości panelu czy też przesłania dolną część modułu.

W ramach analizy studium przypadku założono, że dobrane zostaną panele typu najczęściej preferowanego, czyli z ogniwami z krzemu polikrystalicznego. Są one mniej sprawne od krzemowych ogniw monokrystalicznych, ale istotnie tańsze.

Dla analizowanej elektrowni dobrane zostały panele SilverLine GSP6-250-SI60 firmy GermanSolar, gdyż istniała możliwość zweryfikowania prezentowanych w artykule obliczeń, z wyliczeniami kalkulatora tej firmy dostępnego na stronie: <http://www.german-solar.de/sc/calculator.php?lang=en>.

### 2.2. Określenie liczby paneli

Dach budynku ma rozmiary 12 x 44 m, czyli 528 m<sup>2</sup>. Jednak ze względu na inne instalacje jedynie 85% powierzchni dachu można zabudować konstrukcjami elektrowni PV, co stanowi około 450 m<sup>2</sup>. Budynek dłuższym bokiem zwrócony jest w kierunku południowo-wschodnim.

Odległości między kolejnymi rzędami paneli na płaskim dachu budynku wyliczono z uwzględnieniem kąta padania promieni słonecznych w określonych porach roku dla szerokości geograficznej Gdańska, która wynosi 54,21 N.

W dniach rozpoczynających astronomiczną wiosnę i jesień (21 marca i 23 września) kąt padania promieniowania słonecznego wyznaczamy z zależności:

$$\beta = 90^\circ - \varphi = 90 - 54,21 = 35,79^\circ \quad (1)$$

gdzie:  $\beta$  – kąt padania promieni słonecznych [°],  $\varphi$  – szerokość geograficzna [°].

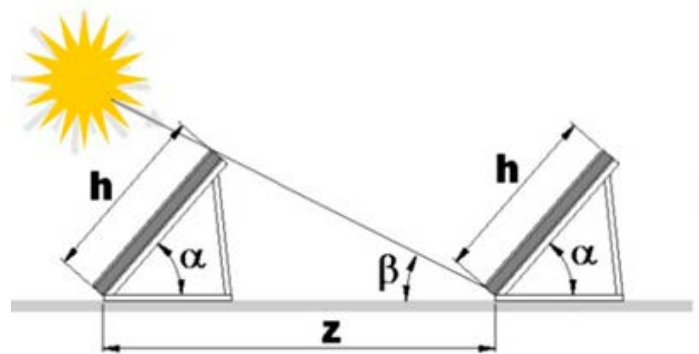
W dniu przesilenia letniego (22 czerwca) słońce znajduje się w zenicie nad zwrotnikiem Raka. Wobec tego od 90° trzeba odjąć różnicę szerokości geograficznej miejsca obserwacji i szerokości geograficznej zwrotnika Raka [6].

$$\beta = 90^\circ - (\varphi - 23,27^\circ) = 59,06^\circ \quad (2)$$

W okresie przesilenia zimowego (22 grudnia) słońce znajduje się w zenicie nad zwrotnikiem Koziorożca. Gdańsk ma w tym czasie najniższy w ciągu roku kąt padania promieni słonecznych, który liczymy ze wzoru:

$$\beta = 90^\circ - (\varphi + 23,27^\circ) = 12,52^\circ \quad (3)$$

Znając minimalny kąt padania promieni słonecznych w ciągu roku, można wyznaczyć na tej podstawie odległość między kolejnymi rzędami paneli fotowoltaicznych. Na rys. 1 przedstawiono schematyczny wykres użyty do obliczenia odległości rzędów.



Rys. 1. Schematyczna ilustracja kąta padania promieniowania, źródło: [www.slideshare.net](http://www.slideshare.net)

Odległość między rzędami wyznaczono z poniższego wzoru, uzyskanego po przekształceniach trygonometrycznych. Jako wartość odpowiednią nachylenia konstrukcji wsporczej i samego

panelu przyjęto 25°. Zalecane wartości zawarte są w przedziale 25–40°. Przyjęto wartość dolną właśnie ze względu na oczekiwany wynik znacznej odległości między rzędami. Wysokość dobranej paneli to 165 cm. Wysokość podstawy konstrukcji wsporczej, którymi są bloczki betonowe, to 25 cm. Podstawy nie uwzględniamy jednak w obliczeniach, gdyż może ona być zacieniana.

$$z = \frac{h \cdot \sin(180^\circ - (\alpha + \beta))}{\sin(\beta)} = 4,64m \quad (4)$$

gdzie:  $z$  – odległość między rzędami [m],  $\alpha$  – nachylenie panelu,  $h$  – wysokość paneli wraz z podstawą konstrukcji wsporczej [m].

Obrys budynku to 12 x 44 m, jednak budynek posiada attykę o wysokości kilkudziesięciu centymetrów. Z tego powodu rząd paneli musi być odsunięty od niej o ok. 90 cm. Attyka stanowi dodatkowe zabezpieczenie przed zrzuceniem elementów instalacji z dachu podczas silnych wiatrów. Mocowania konstrukcji i paneli muszą być sprawdzane po każdym sezonie zimowym, gdyż ewentualne zrzucenie panelu stanowi zagrożenie dla życia i zdrowia przechodniów.

Pojedynczy panel ma szerokość 99 cm. W efekcie dobrano 110 paneli: w rzędzie pierwszym i trzecim po 43 sztuki, zaś w rzędzie drugim – ze względu na konieczność uwzględnienia przeszkody w postaci innych instalacji – 23 sztuki.

### 2.3. Dobór inwertera dla elektrowni

„Moduły fotowoltaiczne są klasyfikowane wg nominalnej mocy wyjściowej, wyrażonej w Wp (peak Watt), czyli mocy wyjściowej, uzyskanej z danego modułu w warunkach STC (ang. *Standard Test Conditions*), odpowiadających temperaturze modułu 25°C, natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m<sup>2</sup> i rozkładowi spektralnemu promieniowania AM 1,5 (bezchmurne niebo w południe). Należy jednak pamiętać, że rzeczywiste warunki nasłonecznienia są zmienne i zwykle otrzymuje się wartości mocy wyjściowej równe 85–90% wartości odpowiadającej warunkom STC. Poza zmiennym nasłonecznieniem również temperatura modułu rzadko odpowiada warunkom STC, a jej wzrost redukuje otrzymywane napięcie i moc o ok. 0,5% na każdy 1°C, wskutek czego 100-watowy moduł o temperaturze 45°C wykazuje 10-procentowy spadek mocy i faktycznie dostarcza 90 W” [7].

Chcąc dobrać inwerter dla projektowanej elektrowni PV, należy uwzględnić moc będącą sumą mocy szczytowych zastosowanych modułów, chyba że planuje się użycie więcej niż jednego falownika. Należy mieć jednak na uwadze fakt, że im więcej wykorzystuje się urządzeń, tym jest wyższy ich koszt jednostkowy. Z drugiej jednak strony zastosowanie kilku inwerterów sprawia, że potencjalna awaria jednego z nich zatrzymuje pracę tylko części elektrowni. W analizowanym przypadku, w związku z tym, że mamy do czynienia z małą mocą, bardziej uzasadnione wydaje się wprowadzenie układu z pojedynczym inwerterem.

Znając moc instalacji, możemy obliczyć, czy inwerter spełnia warunek mocy [8]:

$$0,7 \cdot P_{\max MOD} < P_{nINV} < 1,2 \cdot P_{\max MOD} \quad (5)$$

gdzie:  $P_{nINV}$  – moc inwertera [W],  $P_{\max MOD}$  – suma mocy modułów [W].

Właściwsze byłoby stosowanie pojęć mocy zainstalowanej, określanej w warunkach standardowych, oraz mocy osiągalnej przez moduł czy też całą elektrownię, ponieważ w warunkach eksploatacji w Polsce obie te moce są różne. Dzieje się tak z powodu nasłonecznienia mniejszego niż standardowe albo też z racji ogrzania się ogniwa do temperatury powyżej 25°C. Takie rozróżnienie pozwoliłoby lepiej wykorzystywać warunki przyłączeniowe wydane dla elektrowni przez operatora sieci dystrybucyjnej.

W przypadku rozpatrywanej instalacji z dobranymi 110 panelami SilverLine GSP6-250-SI60 o mocy maksymalnej 250 W, warunek (5) wygląda następująco:

$$0,7 \cdot 27250 < P_{nINV} < 1,2 \cdot 27250 \\ 19075 < P_{nINV} < 32700 \quad (6)$$

Na tej podstawie wstępnie dobrano inwerter Power-One Aurora TRIO-27.6-TL, o mocy znamionowej 27,6 kW oraz maksymalnym napięciu wejściowym 1 kV.

Kolejnym krokiem jest wyznaczenie maksymalnej liczby modułów w łańcuchu [8]:

$$n_{\max} = \frac{U_{DC \max}}{U_{OC(-10^\circ C)}} = \frac{1000}{1,14 \cdot 37,60} = 23 \quad (7)$$

gdzie:  $U_{DC \max}$  – maksymalne napięcie wejściowe inwertera [V],  $U_{OC(-10^\circ C)}$  – napięcie obwodu otwartego w temperaturze  $-10^\circ C$ , przy czym jeśli nie jest podane w specyfikacji producenta, należy je obliczyć na podstawie danych dla STC ze wzoru:

$$U_{OC(-10^\circ C)} = 1,14 \cdot U_{OC(STC)} \quad (8)$$

Temperaturę STC, czyli temperaturę wykonywania normalnego testu, jest 25°C. Napięcie obwodu otwartego modułu SilverLine GSP6 wynosi 37,6 V.

Maksymalna liczba 23 modułów w łańcuchu paneli oznacza, że dobrane 110 paneli należy podzielić na minimum 5 łańcuchów. Dobry inwerter posiada 2 niezależne układy śledzenia punktu mocy maksymalnej. Pięć łańcuchów oznacza, że jeden układ będzie obciążony mocą dwóch, a drugi mocą trzech grup modułów.

Aby równomiernie obciążyć układy falownika, należy sprawdzić potencjalną możliwość podziału na większą liczbę łańcuchów. W tym celu weryfikujemy minimalną liczbę modułów w łańcuchu [8]:

$$n_{\min} = \frac{U_{DC \min}}{U_{OC(70^\circ C)}} = \frac{360}{0,82 \cdot 37,60} = 12 \quad (9)$$

gdzie:  $U_{DC\ min}$  – minimalne napięcie wejściowe inwertera [V] (dla Power-One Aurora TRIO-27.6-TL wynosi ono 360 V),  $U_{OC(70^\circ C)}$  – napięcie obwodu otwartego w temperaturze  $70^\circ C$ , przy czym jeśli nie jest podane przez producenta, należy obliczyć je na podstawie parametrów STC [V]:

$$U_{OC(70^\circ C)} = 0,82 \cdot U_{OC(STC)} \quad (10)$$

Liczba modułów w łańcuchu może więc wynosić od 12 do 23, co oznacza od 5 do 9 łańcuchów. Określając liczbę łańcuchów, należy jednak sprawdzić obciążalność niezależnego układu inwertera, dzieląc maksymalny prąd układu falownika przez prąd modułu PV w punkcie mocy maksymalnej MPP:

$$n \leq \frac{I_{\max\ INV}}{I_{MPP}} \quad (11)$$

gdzie:  $I_{\max\ INV}$  – maksymalne dopuszczalne natężenie prądu stałego inwertera [A],  $I_{MPP}$  – prąd w punkcie mocy maksymalnej modułu [A].

Na podstawie danych katalogowych dobranego modułu PV i inwertera odczytano  $I_{\max\ INV} = 32\ A$ , a  $I_{MPP} = 8,33\ A$ .

Zatem liczba łańcuchów modułów przypadających na jeden układ inwertera musi spełniać warunek:

$$n \leq \frac{32}{8,33} \quad (12)$$

$$n \leq 3$$

W efekcie 110 modułów podzielono na 6 łańcuchów po 18 i 19 sztuk w łańcuchu, po 3 łańcuchy w obwodzie każdego inwertera. Na koniec doboru inwertera weryfikujemy, czy warunki pracy jego i modułów PV będą mieściły się w akceptowalnych granicach.

Dopuszczalne natężenie prądu przypadające na każdy układ śledzenia punktu mocy maksymalnej (tzw. układ MPPT, ang. *Maximum Power Point Tracking*) wynosi 32 A. W analizowanym przypadku wartość ta nie jest przekroczona, gdyż:

$$I_n > I_{MPP} \cdot n = 8,33 \cdot 3 = 24,99\ A \quad (13)$$

gdzie:  $n$  – liczba łańcuchów na jeden układ inwertera.

Napięcie przyłożone do wejścia układu MPPT nie może przekroczyć 1000 V. Teoretycznie najgorszym wariantem jest sytuacja, w której obwód odbioru energii jest otwarty, ogniwa zmrożone i występuje silne nasłonecznienie. Dwa ostatnie czynniki nie występują razem, dlatego do sprawdzenia przyjęto napięcie modułu w temperaturze standardowego testu, czyli  $25^\circ C$ . W projektowanej elektrowni wynosi ono:

$$U_{dop} > U_{OC(STP)} \cdot l_m = 37,6 \cdot 19 = 714\ V \quad (14)$$

gdzie:  $U_{OC(STC)}$  – napięcie otwartego obwodu modułu w warunkach STC [V],  $l_m$  – liczba modułów w najdłuższym łańcuchu ( $l_m = 19$ ).

Sprawdzenia wymaga również moc przypadająca na pojedynczy układ MPPT inwertera Power-One Aurora TRIO-27.6-TL, która wg danych producenta nie powinna przekroczyć mocy znamionowej równej 16 kW.

Wartość szczytowa mocy przekształcanej przez inwerter wynosi:

$$P_s = I_B \cdot U_n = 24,99 \cdot 570 = 14244\ W \quad (15)$$

gdzie:  $I_B$  – natężenie prądu w układzie inwertera [A] (według wzoru (13) wynosi 24,99 A),  $U_n$  – napięcie znamionowe systemu [V]:

$$U_n = U_{MPP} \cdot l_m = 30 \cdot 19 = 570\ V \quad (16)$$

gdzie:  $U_{MPP}$  – napięcie znamionowe obciążonego modułu [V].

Wszystkie warunki zostały spełnione, więc konfiguracja paneli została dobrana poprawnie.

## 2.4. Dobór przewodów i zabezpieczeń

Dobry inwerter Power-One Aurora TRIO-27.6-TL ma obudowę w wersji OUTDOOR, pozwalającą na montaż na zewnątrz, w tym wypadku na dachu budynku. Przed inwerterem należy zamontować skrzynkę instalacyjną (ulożoną od strony elektrowni), w której przede wszystkim znajdą się rozłączniki pozwalające na odłączenie od elektrowni na wypadek napraw lub przeglądu inwertera. Możliwość odłączenia musi istnieć również od strony przyłącza energetycznego, w tym odłączenia wyłącznikiem przeciwpożarowym za pomocą stycznika.

Elektrownia będzie miała własne przyłącze z licznikiem rejestrującym generację i zużycie energii przez instalację elektrowni w stanie jej czuwania (ang. *stand-by*) i w trybie nocnym. Takie dodatkowe tryby pracy wyróżnia inwerter.

Rozłączniki po stronie napięcia stałego powinny zostać dobrane na prąd znamionowy układów inwertera, czyli w analizowanym przypadku 32 A. Ze względu na trwałość aparatów zalecane jest użycie aparatów dostosowanych do prądu stałego.

Mimo rozłączników i zabezpieczeń znajdujących się we wnętrzu inwertera podczas prac przy elektrowni PV należy zachować szczególną ostrożność, pamiętając, że mamy do czynienia z elektrownią modułową i że napięcie rażenia może wystąpić w wielu miejscach tej instalacji.

Dobierając przekroje przewodów łączących łańcuchy modułów z inwerterem, postępujemy nieco inaczej niż w przypadku tradycyjnych instalacji. W tradycyjnych instalacjach o doborze przewodów, oprócz obciążalności długotrwałej, często decyduje kryterium minimalnego przekroju ze względu na dopuszczalny spadek napięcia. Analizowany budynek ma dach o rozpiętości kilkudziesięciu metrów i spadki napięcia w instalacji prowadzonej po dachu mogą być kilkuprocentowe. Jednak w naszym przypadku napięcia stałe, dochodzące do inwertera, znajdują się w środku zakresu dopuszczalnych napięć wejściowych, dlatego w dążeniu do sprostania kryterium dopuszczalnych spadków

napięć można postępować mniej restrykcyjnie. Z drugiej strony należy pamiętać, że małe przekroje przewodów zwiększają rezystancję obwodu mierzoną od strony zacisków wejściowych falownika.

W ramach sprawdzania dopuszczalnych spadków napięć nierzadko popełnianym błędem jest przyjmowanie pełnego obciążenia na całej długości połączeń, tj. między ciągami paneli a inwerterem, gdzie częstym rozwiązaniem jest realizowanie połączeń w skrzynce instalacyjnej i tylko krótki odcinek jest przewodem w pełni obciążonym.

W analizowanym projekcie elektrowni PV szczególnie ważne jest sprawdzenie spadku napięcia na wewnętrznej linii zasilającej WLZ, łączącej inwerter ze złączem kablowym sieci dystrybucyjnej. WLZ prowadzony jest w kanale kablowym jednej z klatek pięciokondygnacyjnego bloku mieszkalnego, a przyłącze znajduje się po niekorzystnej stronie budynku, co sprawia, że kable mają długość ok. 45 m. Po dobraniu miedzianych przewodów o przekroju 16 mm<sup>2</sup> i obciążeniu szczytowym rzędu 28 kW otrzymujemy spadek napięcia na przewodzie WLZ wynoszący ok. 1%. Osobnym zagadnieniem jest degradacja izolacji kabli i przewodów ułożonych na dachu w wyniku działania promieniowania ultrafioletowego UV. Przewody w miarę możliwości należy zabezpieczyć przed bezpośrednim działaniem promieniowania słonecznego – połączenia należy realizować od strony północnej, a także wykorzystać zacienienie przez panele PV.

Po stronie napięcia przemiennego (AC) ochronę dodatkową tradycyjnie spełnia samoczynne wyłączenie zasilania. Natomiast po stronie napięcia stałego (DC) norma PN-HD 60364-7-712:2007 zaleca stosowanie urządzeń II klasy ze wzmocnioną izolacją [9], co współgra z odpornością na promieniowanie UV. Należy pamiętać, że częste badanie izolacji po stronie DC jest trudne i wymaga specjalnego postępowania z panelami, np. ich zakrywania przed odłączeniem. Stąd zastosowanie kabli i przewodów o zwiększonej odporności na promieniowanie słoneczne lub ich osłanianie jest uzasadnione ekonomicznie. Norma PN-HD 60364-7-712:2007 zaleca stosowanie kabli jednożyłowych w osłonie.

Norma PN-HD 60364-7-712:2007 określa wytyczne dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji, w tym fotowoltaicznych układów zasilania. Mimo że nie jest to rozbudowany dokument, dostarcza kilku cennych rad, m.in. nie zezwala na stosowanie po stronie DC jako ochrony dodatkowej izolowanego stanowiska, czy też nieuziemionych połączeń wyrównawczych.

Kolejnym problemem w instalacji z elektrownią słoneczną jest stosowanie, jako uzupełniającej ochrony przeciwporażeniowej, wyłączników różnicowoprądowych. W zależności od stopnia separacji między stroną DC a AC inwertera stosowanie wyłącznika różnicowoprądowego w instalacji przyłącza sieciowego może się okazać niemożliwe. Wielu producentów inwerterów wskazuje jednak na możliwość zastosowania wyłącznika różnicowoprądowego typu B. Natomiast jeżeli konstrukcja inwertera uniemożliwia przenoszenie na stronę AC prądów stałych przy zwarcu po stronie DC, wówczas mogą być stosowane zwykłe wyłączniki różnicowoprądowe.

Ochrona przed przeciążeniem nie jest wymagana po stronie DC, o ile przekroje przewodów są dobrane z uwzględnieniem

prądów maksymalnych, jakie teoretycznie mogą się pojawić w warunkach STC.

Ze względu na usytuowanie instalacji na dachu istotna jest ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa. Weryfikacji należy poddać rozmieszczenie i wysokości zwodów pionowych, ewentualnie należy wznieść dodatkowe. W celu ograniczenia indukowania napięć w przewodach i kablach ułożonych na dachu należy unikać tworzenia przez nie pętli, a te które wystąpią, powinny obejmować jak najmniejszy obszar.

### 3. Określenie wydajności elektrowni słonecznej

Uzysk energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej można obliczyć korzystając z mocy fotoogniwa oraz opierając się na położeniu geograficznym instalacji. Potrzebne dane statystyczne o nasłonecznieniu w danym miejscu w Polsce udostępnia Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Wodnej [10]. Niestety, dla Gdańska, konkretnie dla dzielnicy Nowy Port, dane opracowano na podstawie źródeł z lat 1987–2000. Postanowiono zatem skorzystać z aktualnych danych udostępnianych przez Komisję Europejską w projekcie PVGIS [11] (tab. 1).

Miesiąc	H <sub>h</sub>	H <sub>opt</sub>	H <sub>(25)</sub>	H <sub>(25,-45)</sub>
styczeń	580	1010	888	786
luty	1210	1900	1710	1542
marzec	2690	3770	3510	3244
kwiecień	4460	5370	5240	5004
maj	5450	5660	5780	5680
czerwiec	5720	5610	5840	5785
lipiec	5220	5200	5380	5319
sierpień	4430	4950	4950	4777
wrzesień	3190	4210	3990	3729
październik	1700	2660	2410	2177
listopad	703	1230	1080	957
grudzień	572	940	834	737
średnio	3000	3550	3480	3311

Tab. 1. Średniomiesięczne nasłonecznienie dzienne na terenie Gdańska [11]

$H_h$  – nasłonecznienie na panel ułożony horyzontalnie (Wh/m<sup>2</sup>/d)

$H_{opt}$  – nasłonecznienie na panel ustawiony pod optymalnym kątem (ok. 39°) (Wh/m<sup>2</sup>/d)

$H_{(25)}$  – nasłonecznienie na panel ustawiony pod przyjętym kątem 25° (Wh/m<sup>2</sup>/d)

$H_{(25,-45)}$  – nasłonecznienie na panel ustawiony pod przyjętym kątem 25° z azymutem -45° (Wh/m<sup>2</sup>/d)

Z tab. 1 wynika, że średnioroczna wartość dziennego nasłonecznienia panelu, przy nachyleniu optymalnym i pod kątem 25°, różni się o 70 Wh/m<sup>2</sup>, co nie jest wartością znaczącą. Jeżeli

dodatkowo uwzględnia się pokrycie paneli śniegiem przez dwadzieścia kilka dni w roku, ta różnica będzie jeszcze mniejsza. Rola azymutu również nie jest decydująca. Azymut południowy przyjmowany jest jako zerowy. W naszym przypadku występuje azymut południowo-wschodni ( $-45^\circ$ ). Odchylenie o 45 stopni od kierunku południowego nie powoduje radykalnej różnicy w nasłonecznieniu. Różnica ta to 4,9% w wartości średniorocznej nasłonecznienia.

Rozpatrywana elektrownia posiada 110 paneli o wymiarach zewnętrznych 1650 x 990 mm. Rama panelu ma szerokość 40 mm, stąd założono, że skuteczne wymiary panelu to 1560 x 900 mm. Na podstawie tego założenia określono, że w konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną bierze udział następująca powierzchnia  $A$  ogniw fotowoltaicznych:

$$A = 156\text{cm} \cdot 90\text{cm} \cdot 110\text{szt} = 154,4\text{m}^2 \quad (17)$$

W dobranych panelach zastosowane są ogniwa o wysokiej sprawności, wynoszącej 15,3%. Jest to stosunkowo wysoka sprawność dla ogniw z krzemu polikrystalicznego, bliska ogniwom z krzemu monokrystalicznego. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że sprawność istotnie zależy od temperatury pracy ogniwa i spada 0,44% na każdy stopień powyżej temperatury STC, ale i wzrasta na każdy stopień poniżej tej temperatury. Szacuje się, że wpływ temperatury zmniejsza roczną produkcję energii elektrycznej modułu o kilkanaście procent (do oszacowania rocznej produkcji przyjęto 11%).

Kolejnym zjawiskiem utrudniającym wykorzystanie energii słonecznej jest zjawisko odbicia promieni słonecznych. Ogniwa nie są ciałami idealnie czarnymi. Dla zaproponowanego panelu założono zatem, występującą z tego powodu, stratę rzędu 3%.

Wygenerowana moc w łańcuchach modułów podlega przetwarzaniu w inwerterze na przemienną napięcie i prąd. Inwerter jest istotnym elementem generacji strat mocy elektrycznej. Dobry falownik jest wysoce wydajny. Przy obciążeniu znamionowym jego sprawność jest bliska 98%, natomiast sprawność średnioważona, uwzględniająca typowy rozkład obciążenia, wynosi 96%.

Na podstawie powyższych założeń określono roczną produkcję elektrowni słonecznej o mocy 28,49 kW, zainstalowanej na dachu budynku wielorodzinnego w Gdańsku o współrzędnych geograficznych 54,21 N, 18,37 E [11], dla paneli ustawionych na stojakach o nachyleniu  $25^\circ$  oraz ekspozycji z kątem azymutu  $-45^\circ$ :

$$E = \sum_i^{12} H_{(25^\circ, -45^\circ)_i} \cdot A \cdot \eta_{STC} \cdot (1 - \varepsilon_T) \cdot (1 - \varepsilon_R) \cdot (1 - \varepsilon_{INV}) \cdot (1 - \varepsilon_W) \quad (18)$$

gdzie:  $E$  – roczna produkcja energii [Wh],  $H_{(25^\circ, -45^\circ)_i}$  – miesięczna wartość nasłonecznienia 1 m<sup>2</sup> powierzchni nachylonej pod kątem  $25^\circ$  i zwróconej na południowy-wschód,  $A$  – powierzchnia czynna ogniw PV [m<sup>2</sup>],  $\eta_{STC}$  – sprawność ogniwa w warunkach STC,  $\varepsilon_T$  – straty wynikające z temperatury ogniwa powyżej  $25^\circ\text{C}$ ,  $\varepsilon_R$  – straty odbicia promieni słonecznych,  $\varepsilon_{INV}$  – straty w inwerterze,  $\varepsilon_W$  – straty energii w instalacji elektrycznej.

Miesiąc	dni	H(25, -45)*dni	E [kWh]	Przychód [zł]
styczeń	19	14 934	289	318
luty	17	26 214	508	559
marzec	31	100 564	1949	2144
kwiecień	30	15 0120	2910	3201
maj	31	17 6080	3413	3754
czerwiec	30	17 3550	3364	3700
lipiec	31	16 4889	3196	3516
sierpień	31	14 8087	2870	3157
wrzesień	30	11 1870	2168	2385
październik	31	67 487	1308	1439
listopad	30	28 710	556	612
grudzień	31	22 847	443	487
suma	342	118 5352	22975	25272

Tab. 2. Miesięczna produkcja i przychód ze sprzedaży energii przy cenie 1,1 zł/kWh [11]

$E$  – miesięczna generacja energii elektrycznej przy 110 panelach [kWh]

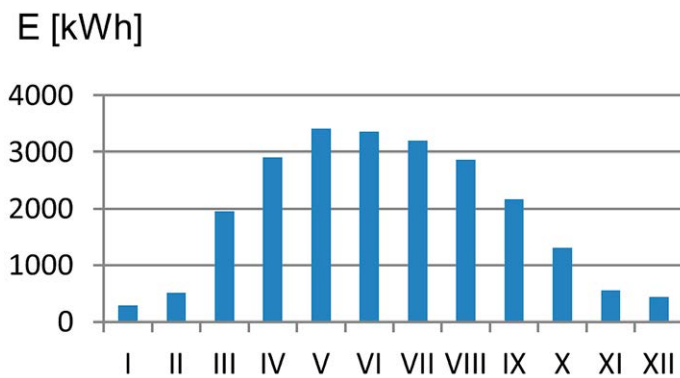
$H_{(25^\circ, -45^\circ)}$  – nasłonecznienie na panel ustawiony pod kątem  $25^\circ$  z azymutem  $-45^\circ$  (Wh/m<sup>2</sup>/miesiąc)

W tab. 2 przedstawiono wyniki obliczeń ilości wygenerowanej energii w każdym miesiącu, wynikające z uwzględnienia danych o nasłonecznieniu zawartych w bazie danych i zamieszczonych na stronie projektu PVGIS [11]. Kolejne kolumny tab. 2 zawierają średniomiesięczne dzienne wartości nasłonecznienia, liczbę dni miesiąca, uzysk energii w każdym miesiącu oraz przychód ze sprzedaży energii po stałej cenie 1,1 zł/kWh. Uzysk energii obliczony jest z uwzględnieniem sprawności i strat przedstawionych we wzorach (18, 19). Dla stycznia i lutego liczbę dni pomniejszono o przyjęte 12 i 11 dni z pokrywą śnieżną.

Roczne nasłonecznienie wyliczono, sumując dane z wszystkich miesięcy, wynosi ono 1185 kWh/m<sup>2</sup>. Poniżej przedstawiono podstawienie wartości do wzoru (18) i wyliczenie rocznego uzysku energii.

$$E = 1185 \frac{kWh}{m^2} \cdot 154,4\text{m}^2 \cdot 15,3\% \cdot (1 - 11\%) \cdot (1 - 3\%) \cdot (1 - 4\%) \cdot (1 - 1\%) = 22975\text{kWh} \quad (19)$$

Roczny uzysk energii szacowany jest więc na prawie 23 MWh. Jego roczny rozkład w sposób graficzny prezentuje poniższy rysunek.



Rys. 2. Uzysk energii z elektrowni fotowoltaicznej w poszczególnych miesiącach, źródło: opracowanie własne

Uzysk energii z przedstawionej elektrowni z roku na rok będzie mniejszy. Standardowy spadek efektywności ogniw krzemowych to 0,8%. Oznacza to, że ogniwo o początkowej sprawności 15,3% za rok ma sprawność  $15,3\% \cdot 99,2\%$ , czyli 15,18%.

## 4. Analiza opłacalności budowy elektrowni fotowoltaicznej

### 4.1. Nakłady inwestycyjne

W tab. 3 przedstawiono zestawienie głównych składników nakładów inwestycyjnych. Zamieszczona w tabeli uproszczona kalkulacja opiera się na powszechnie dostępnych cenach urządzeń wyrażanych w złotych i euro, prezentowanych na stronach WWW hurtowni i portali handlu elektronicznego. Ceny powyższe są realne, ale mają charakter wolnorynkowy, stąd zrezygnowano z podania ich w sposób precyzyjny. Na uwagę zasługuje przede wszystkim cena modułów PV. W analizach rynku określa się kilkuprocentową coroczną redukcję ceny 1 W mocy zainstalowanej w ogniwach PV, która ma nastąpić w wyniku rozwijania technologii produkcji ogniw i modułów PV. Na przykład w analizach rynku wykonywanych na potrzeby uzasadnienia wysokości cen stałych za produkowaną energię, założonych w tworzonej ustawie o odnawialnych źródłach energii (OZE), przyjęto 5-proc. coroczną redukcję kosztu w okresie do 2020 roku.

Dzieląc sumę nakładów, kosztów i opłat z tab. 3 przez moc zainstalowaną, tj. 28 488 W, uzyskujemy wskaźnik nakładów jednostkowych na poziomie 6390 zł/kW. Zakładając, że nieuwzględnione składniki nakładów, np. takie jak transport, stanowią 5% tej kwoty, otrzymujemy nakład jednostkowy 6710 zł/kW. Wartość ta jest bliska kryteriom przyjmowanym przy opracowywaniu projektu ustawy o OZE, gdzie przyjęto, że koszt 1 kW dla instalacji dachowej PV (o mocy 10–100 kW) wynosi 6600 zł.

Przedstawione w tab. 3 wartości to nakłady inwestycyjne. Po zsumowaniu ich nie uzyskamy jednak pełnych kosztów kapitałowych, gdyż te zawierają jeszcze wartość pozyskania kapitału i inne dodatkowe wydatki związane z obsługą finansową. Koszty te wystąpią w razie wykorzystania kredytu komercyjnego lub nisko oprocentowanej pożyczki z WFOŚiGW.

Urządzenie lub usługa	Jednostka	Cena jednostkowa	Nakład [zł]
Panel fotowoltaiczny o mocy PMPP = 250 W	110 szt.	$\frac{3,50}{W}$	96 250
Inwerter	1 szt.	20 000	20 000
Licznik energii elektrycznej	1 szt.	2 500	2 500
Układ zdalnego odczytu licznika	1 szt.	700	700
Kabel na instalację DC 6 mm <sup>2</sup>	250 m.b.	$\frac{8,00}{m.b.}$	2 000
Kabel WLZYKYžo 5x16 mm <sup>2</sup>	45 m.b.	$\frac{21,00}{m.b.}$	1 000
Rozłączniki Skrzynki rozłączników DC Szafki przyłącza Podstawy bezpiecznikowe Bezpieczniki Wyłącznik RCD	2 szt. 1 szt. 2 szt. 3 szt. 3 szt. 1 szt.		2 000
Wyłącznik mocy z cewką wybijakową i przyciskiem przeciwpożarowym	1 szt.	700	700
Zestaw do montażu paneli na dachu płaskim	110 szt.	250	27 500
Montaż instalacji	1 szt.	25 000 zł	25 000
Projekt elektrowni	1 szt.	4 000 zł	4 000
Opłata przyłączeniowa	29 kW	30 zł/kW	870
Suma			182 020

Tab. 3. Składniki nakładów inwestycyjnych

### 4.2. Koszty eksploatacyjne

Koszty eksploatacyjne elektrowni fotowoltaicznej stanowią wartość, która nie może być pominięta. Składają się na nie koszty serwisowania elektrowni, w szczególności serwisowej obsługi inwertera i opłaty wynikające z napraw elementów instalacji oraz obsługi handlowej, świadczonej przez przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną, jak również wydatki wynikające z opłat operatora sieci dystrybucyjnej. Razem stanowią one kilka tysięcy złotych w skali roku. W założeniach ustawy o OZE dla elektrowni PV o mocy 10–100 kW określono je na poziomie 132 zł/kW.

Koszty eksploatacyjne zmienne zależne od produkcji energii są mniej znaczące i zostały włączone do kosztów eksploatacyjnych stałych.

### 4.3. Badanie opłacalności inwestycji

W celu zbadania opłacalności inwestycji wyznaczono jej wartość bieżącą netto, czyli NPV, przy założonym 15-letnim okresie eksploatacji. Mimo że trwałość samych modułów PV określana jest na 25 lat, to ciągły spadek ich sprawności (0,8% rocznie) oraz ograniczona trwałość stojaków paneli, jak również narażonej na promieniowanie UV instalacji, uzasadnia takie założenie. Ponadto za 15 lat powierzchnia dachu będzie atrakcyjna dla inwestycji w postaci modernizacji elektrowni z zastosowaniem nowych, wydajniejszych generacji ogniw PV.

$$NPV = \sum_{t=1}^{15} \left( \frac{CF_t}{(1+p)^t} \right) - I_0 \quad (20)$$

gdzie:  $NPV$  – wartość bieżąca netto,  $CF_t$  – przepływy gotówkowe w okresie  $t$ ,  $p$  – stopa dyskonta [%],  $I_0$  – nakłady początkowe [zł],  $t$  – kolejne lata eksploatacji inwestycji.

W tab. 4 przedstawiono wyniki obliczeń przepływów finansowych związanych z obliczeniem NPV za okres 15 lat. W analizie zastosowano wiele uproszczeń dotyczących kosztów obsługi finansowej oraz podatku. W tablicy zawarto m.in. wkład własny inwestora ( $I_w$ ), który wynosi 25% nakładów początkowych – 1,05 · 182 020 zł, roczne uzyski energii ( $E$ ), przychody ze sprzedaży energii po stałej cenie 1,1 zł/kWh ( $U$ ), koszty spłaty pożyczki z WFOŚiGW, zaciągniętej na 75% wartości inwestycji, (oprocentowanie w skali roku: 3%). Dla każdego okresu oblicza się przepływy gotówkowe ( $CF$ ) równe przychodom pomniejszonym o koszty eksploatacyjne, odsetki i raty pożyczki. Różnica wartości podlega dyskontowaniu na rok zerowy. Współczynnik dyskontowy  $d$  określa wzór:

$$d = \frac{1}{(1 + p)^t} \quad (21)$$

Zsumowanie zdyskontowanych przepływów pieniężnych i pomniejszenie ich przez poniesiony na początku wkład własny daje bieżącą wartość netto. Wartość bieżąca netto to ponad 53 tys. złotych. Wartość jest dodatnia, więc wstępnie można ocenić inwestycję jako opłacalną.

W arkuszu Excel, w którym prowadzono obliczenia, dobrano również wartość stopy dyskonta, przy której NPV jest równe zero. W ten sposób wyznaczono wewnętrzną stopę zwrotu, która wyniosła 23,3%.

Istotny wpływ na opłacalność inwestycji będzie miała pożyczka z WFOŚiGW. Należy nadmienić, że inwestor, czyli spółdzielnia

mieszkaniowa, przekroczyła próg minimalnej wartości inwestycji (0,5 mln zł), łącząc inwestycję z innymi tego typu oraz przystępując do lokalnego stowarzyszenia inwestorów energetyki słonecznej. Nie bez znaczenia jest również fakt, że pożyczki z wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej posiadają okres karencji spłaty pożyczki. W okresie tym cały dochód ze sprzedaży energii jest zwrotem włożonego kapitału własnego. W analizie zaprezentowanej w tab. 4 przyjęto, że okres ten wynosi 1 rok. W rzeczywistości jest on nawet dłuższy i stanowi 18 miesięcy, czyli półtora roku.

Podobną symulację przepływów finansowych przeprowadzono przy założeniu, że inwestycja w całości pokrywana jest ze środków własnych i nie jest wspierana nisko oprocentowaną pożyczką. Wówczas NPV nadal jest dodatnie, ale wynosi jedynie 15 800 zł, a IRR to 9,4%. Dla większości inwestorów taka stopa zwrotu jest nie do zaakceptowania.

## 5. Podsumowanie

Na podstawie analizy wybranego przypadku wykazano, że proces projektowania elektrowni słonecznej jest zadaniem stosunkowo nieskomplikowanym, choć wymagającym znajomości specyfiki współpracy modułów fotowoltaicznych z inwerterem. Ustalono ponadto, że mimo założenia stałej ceny skupu energii z elektrowni PV jej budowa sytuuje się na granicy opłacalności, gdyż okres zwrotu – przy posiłkowaniu się nisko oprocentowaną pożyczką – wynosi 5 lat, a bez niej 12 lat.

Warto dodać, że wyniki analizy opierają się na założeniu, iż cała wyprodukowana energia zostanie sprzedana po wysokiej, stałej cenie. Projekt ustawy o OZE zakłada jednak, że skup energii po wysokiej cenie obejmie jedynie nadwyżkę (ponad zużycie własne) i to w limitowanej ilości, tj. 20% indywidualnego zapotrzebowania. Przy takich założeniach inwestycja jest nieopłacalna.

Lata	Uzysk energii [kWh]	Przychód ze sprzedaży [zł]	Wkład własny [zł]	Rata pożyczki [zł]	Odsetki pożyczki [zł]	Przepływy roczne CF [zł]	Stopa dyskonta $d$	D - CF [zł]
0			47 780,25			-47 780,25	1,00	-47 780,25
1	22 975	25 273				25 272,50	0,93	23 400,46
2	22 791	25 070		14 334,08	4 300,22	6 436,02	0,86	5 517,85
3	22 609	24 870		14 334,08	3 870,20	6 665,48	0,79	5 291,27
4	22 428	24 671		14 334,08	3 440,18	6 896,55	0,74	5 069,17
-	-	-		-	-	-	-	-
11	21 202	23 322		14 334,08	430,02	8 557,86	0,43	3 670,32
12	21 032	23 135				23 135,38	0,40	9 187,38
13	20 864	22 950				22 950,29	0,37	8 438,78
14	20 697	22 767				22 766,69	0,34	7 751,17
15	20 531	22 585				22 584,56	0,32	7 119,59
							NPV	53 717,56

Tab. 4. Analiza wartości bieżącej netto



## BIBLIOGRAFIA

1. Załącznik nr 2 do uchwały nr 1274/190/12 Zarządu Województwa Pomorskiego, Przewodnik Beneficjenta RPO WP 2007–2013, 30 października 2012.
2. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Programy Priorytetowe NFOŚiGW 2012, wrzesień 2012.
3. Bank Ochrony Środowiska, Europejska oferta [online], <http://www.bosbank.pl/index.php?page=2550>.
4. Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, Zasady udzielania dofinansowania [online], [http://www.wfosigw-gda.pl/page,423,Zasady\\_udzielania\\_dofinansowania](http://www.wfosigw-gda.pl/page,423,Zasady_udzielania_dofinansowania).
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. L 315 z 14.11.2012, str. 1–56.
6. [http://www.cd.geografia.vel.pl/obliczanie\\_kata\\_padania\\_promieni\\_slonecznych.html](http://www.cd.geografia.vel.pl/obliczanie_kata_padania_promieni_slonecznych.html) [dostęp: 15.01.2013].
7. Klugmann-Radziemska E., Udany projekt instalacji fotowoltaicznej – jak go zrealizować, *Czysta Energia* 2012, nr 10.
8. Klugmann-Radziemska E., Fotowoltaika w teorii i w praktyce, Legionowo 2010.
9. PN-HD 60364-7-712:2007, Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych, Część 7–712: Wytyczne dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji, Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.
10. Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Wodnej, Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków [online], <http://www.transport.gov.pl/2-48203f1e24e2f-1787735.html> [dostęp: 15.01.2013]
11. Komisja Europejska, PVGIS [online], <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.
12. Szymański B., Jak obliczyć uzysk energii z ogniw fotowoltaicznych [online], <http://solaris18.blogspot.com/2010/02/jak-obliczyc-uzysk-energii-z-ogniw.html> [dostęp: 15.01.2013].

## Jerzy Buriak

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [jburiak@ely.pg.gda.pl](mailto:jburiak@ely.pg.gda.pl)

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej (1995). Stopień naukowy doktora uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni (2001). Obecnie zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektroenergetyki PG. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: planowanie rozwoju systemów energetycznych, formułowanie modeli optymalizacji, bazy danych w energetyce.

## Technical and Economic Analysis of the Average Size Photovoltaic Power Plant. Case Study

### Author

Jerzy Buriak

### Keywords

photovoltaic power plant, energy management, cost analysis

### Abstract

Article presents an analysis of the construction of the photovoltaic power plant with an installed capacity of about 30 kW. The principles of selection of the basic elements of the plant is shown. The impact of high constant price on the profitability of the project is highlighted. Article describes also the existing mechanisms for subsidizing the investment.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

## Metody analizy energochłonności w przemyśle

### Autor

Izabela Sadowska

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

### Słowa kluczowe

gospodarka energetyczna, energochłonność, przemysł

### Streszczenie

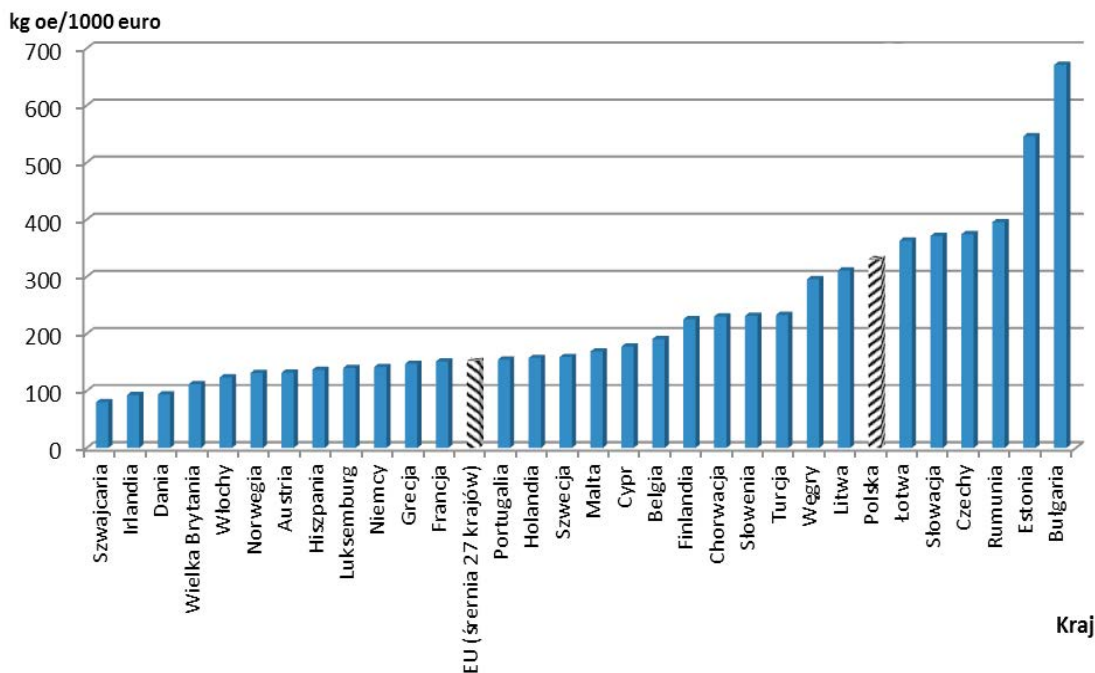
W artykule autorka zawarła przegląd metod do oceny energochłonności przemysłu. Przedstawiono najważniejsze regulacje prawne decydujące o konieczności prowadzenia efektywnej gospodarki energetycznej. Zdefiniowano podstawowe założenia do obliczeń energochłonności bezpośredniej i skumulowanej. Opiszono wady i zalety wykorzystania każdej z metod.

## 1. Informacje ogólne

Jednym z podstawowych czynników umożliwiających budowanie wspólnej europejskiej polityki energetycznej staje się zagadnienie efektywnego gospodarowania energią. W okresie rosnącego zapotrzebowania na energię, a przez to rosnących kosztów wytwarzania i zużycia, podejście do racjonalizacji jej użytkowania staje się priorytetem poprawnego rozwoju gospodarczego. Warunkiem decydującym o prowadzeniu racjonalnej gospodarki energetycznej jest podejście całościowe, obejmujące obszar gospodarki jako całość, oraz jednostkowe, traktujące każdego uczestnika osobno. Rozważania obejmujące

poprawę efektywności energetycznej należy zatem przeprowadzić równolegle do działań politycznych, technicznych i ekonomicznych, w celu weryfikacji poprawności funkcjonowania tych mechanizmów.

Unia Europejska traktuje zagadnienie energooszczędności jako jeden z trzech strategicznych celów w zakresie polityki energetycznej. Energochłonność polskiej gospodarki jest obecnie szacowana na dwa razy wyższym poziomie niż średnia w Unii Europejskiej (rys. 1.). Gospodarka polska koniecznie wymaga poprawy tego stanu. Zgodnie z ustaleniami Komisji Europejskiej i Rady, zawartymi w Dyrektywie 2006/32/WE, w sprawie



Rys. 1. Energochłonność gospodarek krajów UE w 2010 roku, wyrażona jako stosunek zużycia energii do PKB, opracowanie własne, źródło: Eurostat

efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych [1], jednoznacznie wskazano, że: „istnieje potrzeba poprawy efektywności wykorzystania energii przez użytkowników końcowych (...)” [1]. Realizacja założeń zawartych w przywołanym dokumencie ma doprowadzić do:

- a) poprawy zabezpieczenia niezawodności dostaw energii
- b) zmniejszenia zużycia energii pierwotnej
- c) zapobiegania niebezpiecznym zmianom klimatycznym
- d) wykorzystania potencjalnych oszczędności energii w sposób ekonomicznie efektywny, co miałyby doprowadzić do uniezależnienia od importu energii
- e) rozwoju innowacyjności i konkurencyjności.

Ustalony cel ogólny, jakim jest oszczędność energii na poziomie 9% w dziewiątym roku stosowania dyrektywy, ma być osiągnięty poprzez zastosowanie lepszych technologii, a nie np. ograniczenia produkcji. Sformułowanie to zawarto w art. 3 p. c): „poprawa efektywności energetycznej: zwiększenie efektywności końcowego wykorzystania energii dzięki zmianom technologicznym, gospodarczym lub zmianom zachowań” [1]. Oszczędność energii jest definiowana jako „ilość zaoszczędzonej energii ustalona poprzez pomiar oraz szacowanie zużycia przed i po wdrożeniu jednego lub kilku środków poprawy efektywności energetycznej (...)” [1]. Dyrektywa narzuca na państwa członkowskie konieczność podjęcia wykonalnych i kosztownych działań prowadzących do realizacji stawianego minimum.

Unia Europejska wskazuje również na możliwość zastosowania nowego instrumentu wsparcia działań zmierzających do faktycznych oszczędności energetycznych, a mianowicie systemu tzw. białych certyfikatów. Mechanizm funkcjonowania białych certyfikatów miałyby opierać się na uzyskiwaniu wsparcia finansowego poprzez wydawany certyfikat, świadczący o zastosowaniu środków poprawy efektywności energetycznej. Posiadanie takiego certyfikatu wiązałyby się z uzyskiwaniem wymiernych korzyści finansowych o równowartości wykazanych oszczędności.

W odpowiedzi na wymagania stawiane w Dyrektywie 2006/32/WE Ministerstwo Gospodarki opracowało w czerwcu 2007 roku Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej [2]. Zgodnie z art. 4 ww. dyrektywy w dokumencie tym założono: „osiągnięcie celu indykacyjnego oszczędności energii (...) 9% w roku 2016” [2]. Przedstawiono założenia do realizacji, obliczenia ilościowe krajowego celu, jak również zestawiono w punkcie 3.3 środki służące poprawie efektywności energetycznej w przemyśle. Opis poszczególnych środków poprawy efektywności energetycznej, zawarty w p. 3.3.2 pp. 3, wskazuje jednoznacznie na konieczność rozwijania systemu zarządzania energią i systemów audytów energetycznych w przemyśle poprzez m.in.:

- a) działania zwiększające świadomość i umiejętność zarządzania energią i urządzeniami
- b) rozwój i promocję bezpłatnych i łatwych narzędzi zarządzania energią przystosowanych dla przemysłu, w tym narzędzi dla audytorów energetycznych i benchmarkingu
- c) prowadzenie szkoleń, usług doradczych wymiany doświadczeń w zakresie informowania o możliwościach redukcji zużycia energii w zakładach przemysłowych.

Kolejnym wydarzeniem legislacyjnym było opublikowanie 10 listopada 2009 roku dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” [3]. Dokument, poddany pod dyskusję 10 września 2007 roku, uwzględnia zarówno wymogi obowiązujących unijnych regulacji, jak również formułuje kierunki rozwoju polskiej elektroenergetyki. „Kwestia efektywności energetycznej jest traktowana w polityce energetycznej w sposób priorytetowy (...)” [3] i jest jednym z nadrzędnych celów jej realizacji. Zagadnieniu temu poświęcono cały drugi rozdział opracowania, wyznaczając już na wstępie cel ilościowy oszczędności „do roku 2020 (...) zmniejszenia zużycia energii o 20% w stosunku do scenariusza *business as usual*” [3]. Za cel główny polityki energetycznej uznano:

- a) „Dążenie do utrzymania zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną
- b) Konsekwentne zmniejszenie energochłonności polskiej gospodarki do poziomu UE-15” [3].

Realizacja tych postanowień ma być osiągnięta, m.in. przez wzrost efektywności końcowego wykorzystania energii oraz zmniejszenie całkowitych kosztów za pomocą wyrównania zapotrzebowania do poziomu maksymalnych mocy w szczycie. W „Polityce energetycznej (...)” przywołuje się, m.in. wprowadzenie systemowego mechanizmu wsparcia, oznaczenie energochłonności urządzeń zużywających energię, wsparcie prac naukowo-badawczych w zakresie nowych technologii zmniejszających zużycie energii.

## 2. Metody analizy energochłonności w przemyśle

### 2.1. Stosowane metody. Uwagi ogólne

Zapewnienie zrównoważonego rozwoju gospodarczego kraju podyktowane jest prowadzeniem efektywnej gospodarki energetycznej. W obliczu rosnącego zapotrzebowania na energię ocena racjonalizacji jej użytkowania staje się niezbędna do spełnienia podstawowych celów. Ocenę stanu gospodarki energetycznej, powinno dokonywać się w ramach konkretnej branży przemysłu za pomocą określonego miernika. Wyznaczenie miernika zużycia energii umożliwia przeprowadzenie porównania energochłonności na danym poziomie zużycia. Stosowane są obecnie dwie podstawowe metody określania tych wskaźników. Ze względu na zakres badań, wyróżnia się wskaźniki energochłonności bezpośredniej oraz wskaźniki energochłonności skumulowanej [4]. Ocena efektów ekonomicznych działań racjonalizujących w ramach zdefiniowanej gałęzi przemysłu odbywa się z wykorzystaniem wskaźników zużycia energii bezpośrednio zużywanej w analizowanym procesie. Wpływ powyższych działań na całość gospodarki dyktuje konieczność przeliczenia zużycia energii bezpośredniej na zużycie energii sumarycznej w postaci przetworzonej energii pierwotnej. Realizacja tego zagadnienia sprowadza się do wyznaczenia wskaźników skumulowanego zużycia energii. Wyrażają one zużycie energii pierwotnej ogółem we wszystkich ogniach sieci technologicznej służącej do wytworzenia rozpatrywanego wyrobu.

Energia pierwotna to energia pozyskiwana bezpośrednio z zasobów naturalnych. Zasoby energii pierwotnej mają postać

odnawialną lub nieodnawialną. Odnawialne źródła energii charakteryzują się naturalną powtarzalnością procesów przyrodniczych. Energia odnawialna pochodzi m.in. z promieniowania słonecznego, wiatru, biomasy, geotermii czy przepływu naturalnego wód. Surowce nieodnawialne, takie jak paliwa kopalne, gazowe czy ropa naftowa, są przetwarzane tylko raz, a ich wykorzystanie w istotny sposób pogarsza stan przyrody, wywołując szkody ekologiczne [5]. Sumaryczne zapotrzebowanie na energię pierwotną, zestawione w tab. 1, jednoznacznie wskazuje na proporcje zużycia energii odnawialnej do nieodnawialnej oraz na prognozy zmian tych wielkości do 2030 roku. Udział energii odnawialnej w energii pierwotnej ma wzrosnąć z 5% w 2006 roku do 12,4% w 2030 roku. Prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną w 2030 roku, w odniesieniu do 2006 roku, jest na poziomie 21% [6]. Wyznaczone wielkości decydują w znacznym stopniu o konieczności przeprowadzania wielu działań, zmierzających do jak największych oszczędności nieodnawialnych zasobów energii.

Energia będąca wynikiem przemian energetycznych, stanowiąca przedmiot zakupu, posiadająca charakter użytkowy – przez odbiorców jest nazywana energią bezpośrednią. W jej obszar wchodzi m.in. energia elektryczna oraz ciepło kupowane z sieci ciepłowniczej. W wyniku przemian energii pierwotnej na energię bezpośrednią powstają nieuniknione straty, spowodowane głównie utratą ciepła, co decyduje o mniejszym zużyciu energii bezpośredniej od energii pierwotnej.

	Jedn.	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny <sup>*)</sup>	Mtoe	12,6	11,22	12,16	9,39	11,21	9,72
	mln ton	59,4	52,8	57,2	44,2	52,7	45,7
Węgiel kamienny <sup>**)</sup>	Mtoe	43,8	37,9	35,3	34,6	34,0	36,7
	mln ton	76,5	66,1	61,7	60,4	59,3	64,0
Ropa i produkty naftowe	Mtoe	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1
	mln ton	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1
Gaz ziemny <sup>***)</sup>	Mtoe	12,3	12,0	13,0	14,5	16,1	17,2
	mld m <sup>3</sup>	14,5	14,1	15,4	17,1	19,0	20,2
Energia odnawialna	Mtoe	5,0	6,3	8,4	12,2	13,8	14,7
Pozostałe paliwa	Mtoe	0,7	0,7	0,9	1,1	1,4	1,6
Paliwo jądrowe	Mtoe	0,0	0	0	2,5	5,0	7,5
Ekspozycja energii elektrycznej	Mtoe	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>RAZEM ENERGIA PIERWOTNA</b>	<b>Mtoe</b>	<b>97,8</b>	<b>93,2</b>	<b>95,8</b>	<b>101,7</b>	<b>111,0</b>	<b>118,5</b>

<sup>\*)</sup> – wartość opałowa węgla brunatnego 8,9 MJ/kg

<sup>\*\*)</sup> – wartość opałowa węgla kamiennego 24 MJ/kg

<sup>\*\*\*)</sup> – wartość opałowa gazu ziemnego 35,5 MJ/m<sup>3</sup>

Tab. 1. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na nośniki [Mtoe, jednostki naturalne], źródło: [6]

W każdej ze stosowanych metod oceny energochłonności, czy bezpośredniej, czy skumulowanej, używa się dwójakiego podejścia do przedstawienia danych liczbowych. Dane dotyczące nakładów energetycznych, ilości zużytych surowców lub ilości wykonanych produktów wyrazić można w postaci naturalnej, fizycznej, tj. w jednostkach energii, masy, objętości itp. albo w postaci wartościowej, ekonomicznej, ujętej w kategoriach kosztów lub ceny za pomocą jednostek pieniężnych. Pierwsze podejście jest analizą procesu w kontekście technologicznym, natomiast drugie oznacza podejście ekonomiczne [7].

Rozpatrywanie energochłonności bezpośredniej odpowiada badaniu poszczególnych wyrobów. Wykonywana w ten sposób analiza technologiczna jest najbardziej interesująca bezpośrednio dla wytwórcy – zakładu przemysłowego. Przedstawiane wyniki w jednostkach produkcji jednoznacznie prezentują stan procesu produkcyjnego oraz wyniki zabiegów innowacyjnych. Mogą również bezpośrednio wskazywać na celowość zmiany technologii lub sytuację wymagającą natychmiastowej interwencji. Ocena energochłonności całej gałęzi przemysłu uniemożliwia posługiwanie się bezpośrednio jednostkami w wymiarze naturalnym. Wykorzystując analizę energochłonności skumulowanej ocenia się skutki ekonomiczne wytwarzania, a nie techniczne warunki wytwarzania. Weryfikacja ekonomiczna w jednostkach pieniężnych jest uznawana za uniwersalną oraz bardziej praktyczną w porównaniu z jednostkami naturalnymi. W badaniach perspektywicznych należy jednak uwzględnić wartość pieniądza w czasie oraz trudności w przewidywaniu cen w ogóle.

W warunkach gospodarki rynkowej istnieje pewna niepewność cen, ze względu na konieczność budowania rynków konkurencyjnych. Szczególnie wielkie znaczenie ma koszt zakupu energii, podyktowany kosztami jej ekologicznego i efektywnie ekonomicznego wytworzenia. Odnosząc się do rozwoju konkurencyjnego rynku, ważnym aspektem pozostaje sprostanie potrzebom indywidualnego wytwórcy, co dodatkowo wykazuje wyższość analizy bezpośredniej nad skumulowaną. Wybór dotyczący wykorzystywanego wymiaru jest zatem podyktowany zakresem analizy oraz sposobem jej użycia. Ze względu na różną metodykę badań w pierwszej kolejności wykonuje się oceny jednostkowego zużycia energii w skali mikro, następnie przechodząc do skali makro, czyli całej gospodarki.

## 2.2. Energochłonność bezpośrednia

Zastosowanie energochłonności jednostkowej wiąże się z przeprowadzeniem pomiarów i badań struktury zużywanych nośników energii, wydatkowanych bezpośrednio w procesie wytwarzania wyrobu lub realizacji usługi. Innymi słowy jest to „energia nośników energii doprowadzonych bezpośrednio do procesu technologicznego (...) pomniejszona o energię odzyskaną” [7]. W sensie fizycznym zużycie bezpośrednie należy rozumieć jako zużycie końcowe energii w takiej postaci, w jakiej została ona doprowadzona bez dalszej przemiany na inne nośniki energii. Narzędzie to służy do określania poziomu energochłonności procesu technologicznego oraz do oceny możliwości przeprowadzenia zabiegów racjonalizacyjnych.

Energochłonność jednostkowa wyrażona jest zazwyczaj w postaci wskaźnika jednostkowego bezpośredniego zużycia energii lub wskaźnika energochłonności bezpośredniej. Wykonywana na ich podstawie ocena porównawcza ma zastosowanie lokalne [4]. Użycie tych mierników wymaga zatem wyodrębnienia ciągu produkcyjnego, określenia wielkości produkcji wyrobu oraz pomiaru zużytej w tym ciągu energii. Należy zatem rozpatrzyć nie tylko główne aspekty badanych urządzeń typu zastosowana technologia, rodzaj i sposób pracy, ale również dodatkowe informacje decydujące o wyznaczanych wielkościach. To właśnie metody produkcji, budowa obiektu technologicznego, jak

również sposoby zasilania, wykorzystania i przetwarzania energii mogą w znaczny sposób wpływać na analizowane wyniki. Nie bez znaczenia jest również sposób wykorzystania energii odpadowej i czas objęty rozważaniem.

Obliczany miernik daje informację zarówno do porównania efektów zużycia energii przez samodzielne urządzenia, jak i badane ciągi technologiczne. Analiza energochłonności bezpośredniej może odnosić się do zakładu przemysłowego w ujęciu:

- agregatu produkcyjnego – traktowanego jako pojedyncze urządzenie lub zespół urządzeń stanowiących całość pod względem technologicznym
- zespołu technologicznego – stanowiącego jeden agregat główny i wiele agregatów pomocniczych
- wydziału produkcyjnego – obejmującego jeden lub więcej zespołów technologicznych specjalizujących się w wytwarzaniu produktów podobnych
- zakładu przemysłowego – czyli całości pojmowanej jako suma wszystkich wydziałów produkcyjnych wraz z urządzeniami i obiektami pomocniczymi typu socjalne czy administracja [4].

Istnienie zależnych od siebie poziomów prowadzi do konieczności podziału wskaźników w zależności od miejsca ich rozważania. Niezbędny wydaje się podział wskaźników jednostkowych na technologiczne, produkcyjne i zakładowe. Wskaźnik technologiczny odnosi się do analizy zużycia energii w samym procesie technologicznym, realizowanym w określonym agregacie lub zespole urządzeń. Wskaźnik produkcyjny określa obok technologicznego również energię zużyta w urządzeniach pomocniczych, służących bezpośrednio procesowi technologicznemu. Indeks zakładowy wyznaczany jest dla całej jednostki, uwzględniając energię zużywaną przez wszystkie urządzenia, nawet te niezwiązane bezpośrednio z produkcją, takie jak np. oświetlenie pomieszczeń administracyjnych [8]. Zdefiniowanie poziomu odniesienia, wykonane w celu porównawczym, może w konsekwencji uniemożliwić zastosowanie aspektu konfrontacji. Fakt ten wynika z istnienia nawet niewielkich różnic wpływających na przebieg analizowanego procesu.

Korzystanie ze wskaźników zużycia energii poprzez zestawienie ich wartości do osiągniętych w podobnych zakładach wymaga ścisłego doprecyzowania. Należy zdefiniować, co dany wskaźnik oznacza oraz do jakiego poziomu przemian się odnosi. Rozpatrywanie warunków i okoliczności oddziałujących na wielkość wyznaczanego wskaźnika jest zatem podstawowym kryterium umożliwiającym zastosowanie energochłonności bezpośredniej. Dzięki temu możliwe jest efektywne zarządzanie poprzez świadome kształtowanie wyznaczanych wartości, co w następstwie prowadzi do zmniejszenia zużycia energii w danym procesie.

Stosowanie wskaźników jednostkowego bezpośredniego zużycia energii wymaga w szczególności:

- wyodrębnienia ciągu produkcyjnego
- określenia wielkości produkcji wyrobu
- pomiaru zużytej w tym ciągu energii.

Określona w ten sposób wielkość zużycia energii na jednostkę odniesienia jest zdefiniowana dla ściśle sprecyzowanych warunków techniczno-produkcyjnych oraz odnosi się do

ustalonego okresu sprawozdawczego. Końcowe zużycie energii w procesie technologicznym rozumiane jest jako zużycie poszczególnych nośników energii niepodlegających dalszemu przetwarzaniu oraz zużycie energii doprowadzonej do procesu technologicznego za pośrednictwem tzw. mediów, czyli m.in. sprężonego powietrza, tlenu, azotu, wody przemysłowej [9]. Pomiar zużycia energii elektrycznej do produkcji powinien odpowiadać warunkom jej użytkowania. Na podstawie otrzymanych wskazań różnorodnych urządzeń pomiarowych możliwe jest przygotowywanie bilansów energii, przepływu i zużycia tej energii w obrębie całego przedsiębiorstwa. Pomiar wykonany dla poszczególnych grup urządzeń energetycznych lub ciągów technologicznych dotyczy wyznaczanych norm jednostkowego zużycia.

W celu określenia wskaźników jednostkowego bezpośredniego zużycia paliw i energii należy zdefiniować podstawowe parametry charakteryzujące proces produkcyjny:

- charakterystykę wytwarzanego produktu – rozumianą jako cechy jakościowe, metodę produkcji, sposób i miejsce pomiaru oraz jednostkę miary
- ciąg technologiczny – obejmujący wyszczególnienie zespołu urządzeń i operacji produkcyjnych uczestniczących bezpośrednio w wytwarzaniu produkcji
- rodzaje, ilość i jednostki miary nośników energii dostarczanych w trakcie produkcji
- sposób obliczania wskaźników
- sposób obliczania wskaźnika sumarycznego wyrażającego łączne zużycie energii.

Sposób obliczania wskaźnika jednostkowego zużycia energii elektrycznej ogranicza się zazwyczaj do zestawienia średniego zużycia energii na jednostkę odniesienia.

$$W^E = \frac{E_{dost} - E_{odz}}{P} \quad (1)$$

gdzie:  $W^E$  – wskaźnik jednostkowego bezpośredniego zużycia energii elektrycznej [kWh/jednostkę odniesienia],  $E_{dost}$  – ilość energii elektrycznej dostarczona do procesu technologicznego [kWh],  $E_{odz}$  – ilość energii elektrycznej odzyskana w procesie i wykorzystana poza nim [kWh],  $P$  – ilość produktu wytworzonego w procesie technologicznym [jednostki odniesienia].

Powszechnie stosowanymi jednostkami odniesienia do wyrażenia ilości wytworzonego produktu są jednostki produkcyjne oraz jednostki, które określają objętość i masę. Zdefiniowane miary w Międzynarodowym Układzie Jednostek Miar ograniczają wymiary do uznawanych w obrocie międzynarodowym metrów sześciennych ( $m^3$ ), ton (tona metryczna;  $1 t = 10^3 kg$ ), a w przypadku wyrażenia energii nośnika dżul ( $1 J = 1 N \times m$ ). Oprócz jednostek międzynarodowych w analizach przyjmuje się inne jednostki uwarunkowane tradycją i historią danego kraju. Dla jednostek objętości zazwyczaj spotykane są metry sześciennie ( $m^3$ ), dekametry sześciennie ( $dam^3 = 10^3 m^3$ ), litry ( $l = 10^{-3} m^3$ ) oraz baryłki ( $bbl = 0,159 m^3$ ). Wybrane jednostki masy to: kilogram (kg), tona ( $t = 10^3 kg$ ), long tona (tona ang.:

$1t = 1016 \text{ kg}$ ) oraz short tona (tona USA:  $st = 907,2 \text{ kg}$ ). Stosowane powszechnie jednostki pracy i energii to dżul ( $J = 1 \text{ N}\times\text{m}$ ), kaloria ( $cal = 4,1868 \text{ J}$ ), tona paliwa umownego, czyli równoważnik jednej tony węgla kamiennego o wartości opałowej równej siedmiu tysiącom kilokalorii na jeden kilogram ( $tpu = 29,3076 \times 10^9 \text{ J}$ ), tona oleju ekwiwalentnego wyrażająca jedną metryczną tonę ropy naftowej o wartości opałowej równej dziesięciu tysiącom kilokalorii na kilogram ( $toe = 41,868 \times 10^9 \text{ J}$ ), kilowatogodzina ( $kWh = 3,6 \times 10^6 \text{ J}$ ) oraz brytyjska jednostka ciepła ( $Btu = 1055 \text{ J}$ ). W celu zdefiniowania mocy i strumieni energii używa się watów ( $W = 1 \text{ J} \times \text{s}^{-1}$ , s – sekunda) oraz megawatów ( $MW = 10^6 \text{ W}$ ) [9].

## 2.3. Energochłonność skumulowana

### 2.3.1. Definicja

Ilość energii niezbędnej do wykonania ostatecznego produktu jest uzależniona nie tylko od tej zużytej bezpośrednio podczas produkcji. Cały proces produkcyjny jest wzajemnie powiązaną strukturą, która przez to tworzy skomplikowaną sieć technologiczną. Zużycie energii jest zatem związane z istnieniem wielu procesów poprzedzających efekt końcowy. Istota wyznaczenia całkowitej energii oznacza konieczność określenia ilości energii na wszystkich szczeblach prowadzących do ostatecznego rezultatu.

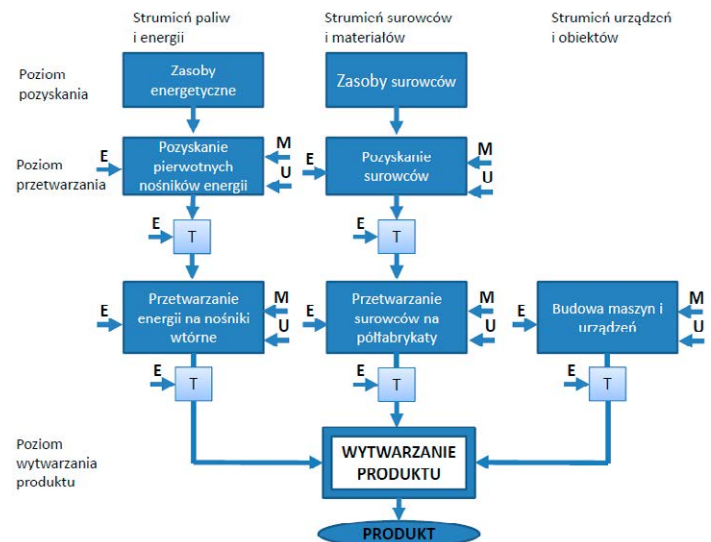
Energochłonność skumulowana obejmuje całą energię, jaka jest potrzebna do wytworzenia produktu, począwszy od energii pozyskania nośników zużywanych w procesie produkcji, transporcie i przetworzeniu tych nośników, skończywszy na energii użytej bezpośrednio w procesie produkcyjnym. Przedstawia zatem całkowitą ilość energii pierwotnej, która została rzeczywiście zużyta we wszystkich procesach. W efekcie do obliczenia energochłonności skumulowanej są uwzględniane następujące strumienie energii:

- paliw i energii, czyli procesów pozyskania pierwotnych nośników energii, przetworzenia ich na nośniki wtórne i przesłania ich do procesu wytwarzania
- surowców i materiałów, rozumiany jako proces pozyskania surowców naturalnych
- urządzeń

Rys. 2 uwzględnia tylko trzy podstawowe poziomy procesów produkcyjnych. Pierwszy to pozyskanie pierwotnych nośników energii i surowców, kolejny to przetworzenie nośników pierwotnych na wtórne oraz surowców na materiały oraz ostatni – wytwarzanie produktu [11].

W warunkach gospodarki wolnorynkowej stosowano dotychczas dwie najpopularniejsze metody określania energochłonności skumulowanej, mianowicie, metodę analizy procesu oraz przepływów międzygałęziowych. Analiza procesu rozpatruje ciąg kolejnych operacji technologicznych poprzez kumulowanie energii zużywanej na każdym z wyodrębnionych etapów produkcji. Zagadnienie to rozpoczyna się od nakładów bezpośrednich, cofając się do sumowania energii zużywanej na przetwarzanie surowców, a kończąc na samym ich pozyskaniu. Należy zatem przyjąć, że jest to sposób analizy bezpośrednio związany z samą technologią rozpatrywanego procesu produkcyjnego. Metoda przepływów międzygałęziowych ujmuje

energochłonność skumulowaną jako bilanse działalności każdej gałęzi przemysłu. Przyjęcie pewnego podziału gospodarki krajowej na gałęzie oznacza rozważanie wymiany gospodarczej między zależnymi od siebie sektorami. Ten określony sposób prowadzi do utworzenia układu równań liniowych przedstawiających bilanse rozptywu nakładów energetycznych [9].



Rys. 2. Schemat ideowy do obliczeń energochłonności skumulowanej: E – energia dostarczona bezpośrednio, M, U – energia zawarta w użytych maszynach i urządzeniach, T – transport, źródło: [4, 7]

### 2.3.2. Analiza procesu

Metoda analizy procesu wywodzi się z podstaw oceny energochłonności procesu, opartych na wskaźnikach jednostkowego zużycia energii bezpośredniej. Prowadzi ona do obliczenia wskaźników energochłonności skumulowanej przy użyciu trzech etapów. Pierwszy z nich to tworzenie wstecz siatki technologicznej. Jest ona reprezentowana za pomocą schematu ideowego, odwzorowującego kolejne fazy powstawania produktu. Rozpatruje się drogę od poziomu pierwszego, czyli produktu gotowego, do poziomu ostatniego, czyli pozyskania energii pierwotnej. Kolejną czynnością to wypełnianie siatki technologicznej danymi liczbowymi. Zestawienie liczbowe uzyskuje się, określając ilość produkcji rozpatrywanego wyrobu oraz zużycia kolejnych składników i niezbędnej do ich produkcji energii. Trzeci krok to przeliczenie wszystkich wartości na jednostkę badanego wyrobu, co jest niezbędne do sumowania po wszystkich poziomach wyznaczonej siatki [7].

### 2.3.3. Analiza przepływów międzygałęziowych

Stosowanie podejścia od strony przepływów międzygałęziowych oznacza możliwość powiązania ekonomicznego pomiędzy zdefiniowanymi branżami, np. całej gospodarki państwa. Implikacja tej metody prowadzi do wykorzystania sporządzanych statystycznie dla gospodarki tablic przepływów międzygałęziowych. Wyrażone pieniężnie zużycie produkcji jednych branż przez inne zmierza do formułowania wyników w postaci uzyskanych

wskaźników, również w jednostkach pieniężnych. Dzięki tej procedurze otrzymuje się uniwersalne oraz czytelne dla każdej gałęzi przemysłu wyniki.

Obliczenia z wykorzystaniem tej metody polegają na umiejętnym posługiwaniu się tablicami przepływów międzygałęziowych. Tablice, zawierające jednakową ilość wierszy i kolumn, którym odpowiadają kolejne branże gospodarki, mają na przecięciu  $i$ -tego wiersza i  $j$ -tej kolumny wartości produkcji  $i$ -tej gałęzi, przekazywanej dalej do gałęzi  $j$ -tej. Element wiersza  $i$ -tego na przecięciu z równoimienną  $i$ -tą kolumną zawiera wartość wyrobów  $i$ -tej branży zużytej wewnątrz niej samej do celów twórczych. Reasumując, suma elementów  $i$ -tego wiersza odpowiada wartości wyrobów  $i$ -tej branży, zużywanych na potrzeby własne branży oraz przekazywanych wszystkim innym branżom. Tablica przepływów gałęziowych zawiera, oprócz oznaczeń branż, umieszczone w odpowiednich wierszach wartości produkcji globalnej branży  $i$ -tej, oznaczonej jako  $W_i$ , oraz produkcji końcowej  $W_{ik}$ . Produkcja końcowa oznacza wyroby analizowanego sektora pozostające po pokryciu zapotrzebowania innych branż oraz potrzeb własnych. Wyznaczenie wartości globalnej  $i$ -tej produkcji sprowadza się do sumowania [7]:

$$W_i = \sum_{j=1}^n v_{ij} + W_{ik} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

gdzie:  $W_i$  – wartość globalna produkcji  $i$ -tej branży [jednostki pieniężne],  $v_{ij}$  – wartość produkcji branży  $i$ -tej przekazana branży  $j$ -tej [jednostki pieniężne],  $W_{ik}$  – wartość produkcji końcowej branży  $i$ -tej [jednostki pieniężne],  $n$  – ilość branż.

Skumulowana wartość energii w produkcji  $i$ -tej branży oblicza się sumując wartości skumulowanych energii obciążających dane sektory:

$$W_i X_i = \sum_{j=1}^n v_{ij} \cdot X_j \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

gdzie:  $W_i X_i$  – skumulowana wartość energii w produkcji  $i$ -tej branży [jednostki pieniężne],  $X_j$  – nieznaną wartość produkcji branży  $j$ -tej [wartość pieniężna energii/wartość pieniężna wyrobów  $j$ -tej branży].

### 3. Podsumowanie

Zestawienie bilansów energetycznych pozwala na ocenę stanu gospodarki energetycznej. Konieczność prowadzenia jej efektywnego zarządzania wymusza na analitykach przyjęcie odpowiedniej metody analizy. Wybór jest uzależniony głównie od zasięgu, jakim będzie objęta ocena. Stosowane obecnie analizy energochłonności mają wiele wad i zalet, co ogranicza ich możliwości zastosowania. Posługiwanie się metodą wyznaczania

wskaźników energochłonności bezpośrednio prowadziło w wielu przypadkach do wyznaczania obowiązujących wszystkich producentów norm. Poprzez ten zabieg doprowadzono do ograniczenia kontroli ilościowego zużycia energii. Przemysł dążył do zachowania stawianych priorytetów, nie różnicując stopnia zużycia i jakości wyposażenia w urządzenia energetyczne. Premiowano zakłady nowoczesne, posiadające wysokosprawne urządzenia. Należy zatem umożliwić zakładom poprawne wykorzystanie energochłonności bezpośrednio, przez odpowiednie zdefiniowanie stanu pierwotnego oraz efektów osiągniętych za pomocą działań oszczędnościowych. Żeby to zastosować, należy między innymi wyposażyć zakłady w rozbudowane systemy pomiarowe.

Decydującą wadą, uniemożliwiającą obecnie implementację energochłonności skumulowanej, jest zdaniem autorki progres w obszarze postępu technicznego. Szeroko stosowana w przemyśle automatyka i elektronika doprowadziła do zmian procesów na każdym analizowanym poziomie i przez to uniemożliwia wykorzystanie wyznaczanych historycznie wartości wskaźników energochłonności akumulowanej.

Autorka dostrzega rozwiązanie tej sytuacji w opracowaniu koncepcji wykorzystania wskaźników energochłonności do poprawy efektywności zużycia nośników energii poprzez bieżącą weryfikację ich wartości. Wykonywana w ten sposób analiza wskaźnikowa będzie narzędziem umożliwiającym systematyczną ocenę badanego procesu produkcyjnego. Ocena typowych zmienności nośników energii na podstawie danych historycznych umożliwia przeprowadzenie badań modelowych zużycia tych nośników w określonych przedziałach czasu w przyszłości.

### BIBLIOGRAFIA

1. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej, Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG.
2. Ministerstwo Gospodarki, Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej, Warszawa, czerwiec 2007.
3. Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2003 roku, projekt, Warszawa wrzesień 2007.
4. Charun H., Podstawy gospodarki energetycznej, Politechnika Koszalińska, Koszalin 2004.
5. Szargut J. i in., Racjonalizacja użytkowania energii w zakładach przemysłowych, Poradnik audytora energetycznego, Fundacja Poszanowania Energii, Warszawa 1994.
6. Ministerstwo Gospodarki, Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku, Warszawa, 10 listopada 2009.
7. Bibrowski Z., Energochłonność skumulowana, Warszawa 1983.
8. Mejro C., Podstawy gospodarki energetycznej, Warszawa 1980.
9. Główny Urząd Statystyczny, Zasady metodyczne sprawozdawczości z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć, Zakład Wydawnictw Statystycznych, Warszawa 2006.



## Izabela Sadowska

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: isadow@ely.pg.gda.pl

Absolwentka Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2007). Obecnie doktorantka oraz wykładowczyni w Katedrze Elektroenergetyki PG. Prowadzi prace badawcze w obszarze efektywności energetycznej, a szczególnie energochłonności procesów gospodarczych. Dodatkowymi zainteresowaniami są finanse i bankowość.

## Energy Consumption Analysis Methods in Industry

### Author

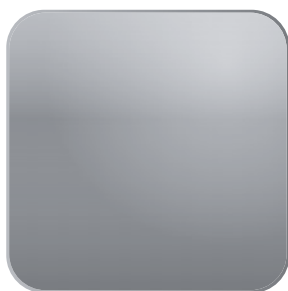
Izabela Sadowska

### Keywords

energetic economy, energy consumption, industry

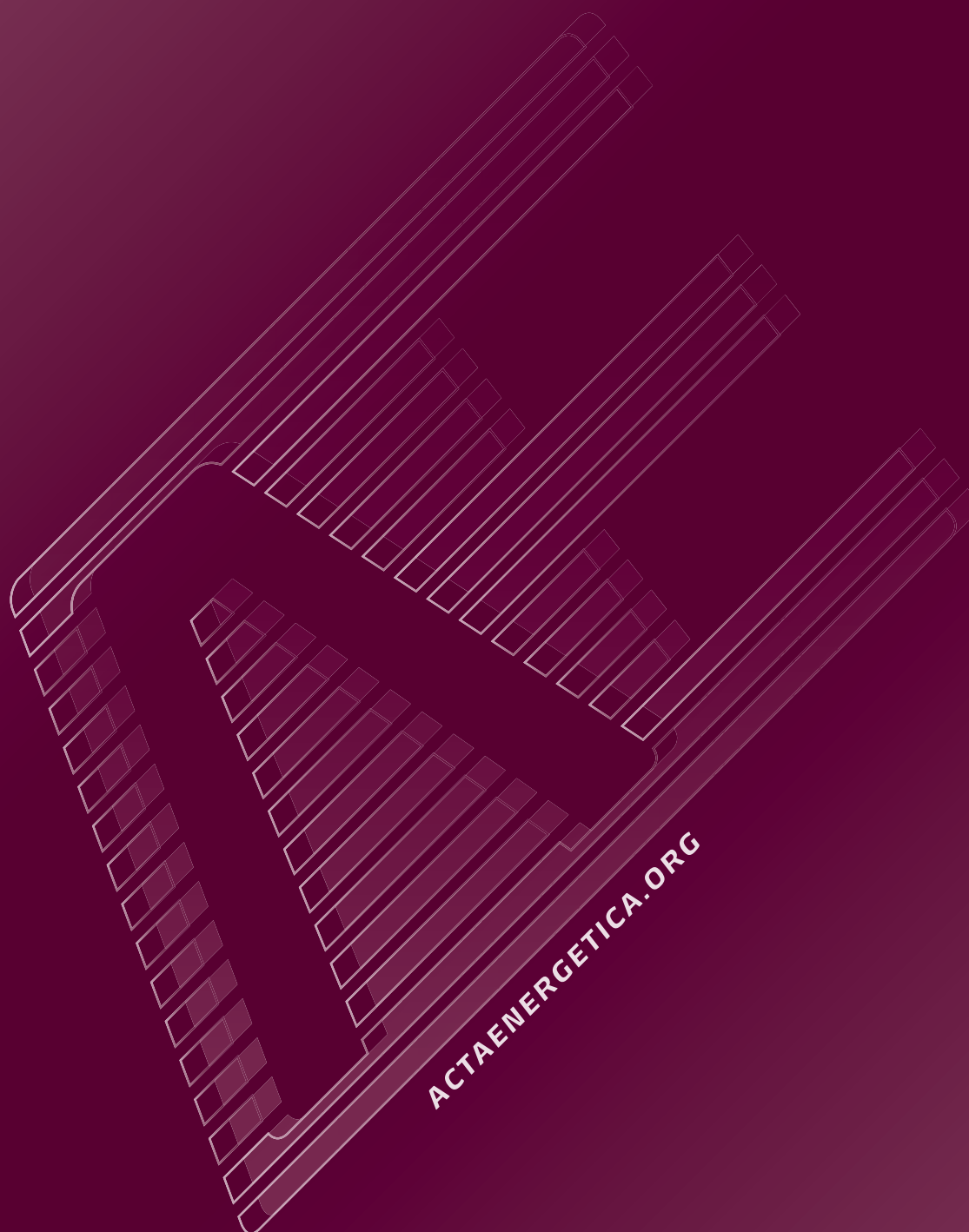
### Abstract

This paper overviews applied methods to evaluate energy consumption in industry. Most important law regulations are presented, which decide on necessity to conduct effective energetic economy. Basic assumptions are defined to calculate direct and cumulative energy consumption. Pros and cons of using each method are presented.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

Patronat	<b>ENERGA SA</b>
Rada Naukowa	<b>Janusz Biątek / Mieczysław Brdyś / Mirosław Czapiewski / Antoni Dmowski Michał Dudziak / Istvan Erlich / Andrzej Graczyk / Piotr Kacejko Tadeusz Kaczorek / Marian Kazimierowski / Jan Kiciński / Kwang Y. Lee Zbigniew Lubośny / Jan Machowski / Jan Majewski / Om Malik Jovica Milanovic / Jan Popczyk / Zbigniew Szczerba / Marcin Szpak G. Kumar Venayagamoorthy / Jacek Wańkowicz / Ryszard Zajczyk</b>
Recenzenci	<b>Stanisław Czapp / Andrzej Graczyk / Piotr Kacejko / Jan Kiciński Zbigniew Lubośny / Jan Machowski / Józef Paska / Jan Popczyk Desire Dauphin Rasolomampionona / Sylwester Robak / Marian Sobierajski Paweł Sowa / Zbigniew Szczerba / Artur Wilczyński</b>
Redaktor naczelny	<b>Zbigniew Lubośny</b>
Zastępca redaktora naczelnego	<b>Rafał Hyrzyński</b>
Redaktorzy językowi	<b>Katarzyna Żelazek</b>
Redaktorzy tematyczni	<b>Michał Karcz / Jacek Klucznik / Marcin Lemański / Paweł Szawłowski</b>
Redaktor statystyczny	<b>Sebastian Nojek</b>
Sekretarz redakcji	<b>Jakub Skonieczny</b>
Korekta	<b>Mirosław Wójcik</b>
Projekt graficzny	<b>Art Design Maciej Blachowski</b>
Skład	<b>Ryszard Kuźma</b>
Przygotowanie do wysyłki	<b>ENERGA Obsługa i Sprzedaż sp. z o.o.</b>
Redakcja	<b>Acta Energetica</b> al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, POLAND tel.: +48 58 77 88 466, fax: +48 58 77 88 399 e-mail: redakcja@actaenergetica.org www.actaenergetica.org
Media elektroniczne	<b>Anna Fibak</b> (redaktor językowy) <b>Paweł Banaszak</b> (redaktor techniczny)
Wydanie elektroniczne Acta Energetica jest wersją pierwotną pisma. Czasopismo indeksowane w Bazie danych o zawartości polskich czasopism technicznych BazTech <a href="http://baztech.icm.edu.pl">http://baztech.icm.edu.pl</a> .	
Informacje dla autorów dostępna na stronie internetowej: <a href="http://www.actaenergetica.org">www.actaenergetica.org</a>	



*Kwartalnik Naukowy  
Energetyków*