



# Rynek energii elektrycznej

## Aktualne problemy energetyki

*redakcja:*

*Paweł Pijarski*

*Zbigniew Połecki*

MONOGRAFIE

# Rynek energii elektrycznej

Aktualne problemy energetyki

# Monografie – Politechnika Lubelska



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

# Rynek energii elektrycznej

## Aktualne problemy energetyki

redakcja:  
Paweł Pijarski  
Zbigniew Połecki



Politechnika Lubelska  
Lublin 2018



Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Józef Paska

prof. dr hab. inż. Paweł Sowa

dr hab. inż. Piotr Miller

dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki

dr hab. inż. Janusz Sowiński

dr inż. Włodzimierz Bieliński

dr. inż. Szymon Ciura

dr. inż. Paweł Pijarski

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2018

ISBN: 978-83-7947-306-9

Wydawca: Politechnika Lubelska

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin

Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej

Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej

ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin

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

[www.biblioteka.pollub.pl](http://www.biblioteka.pollub.pl)

## SPIS TREŚCI

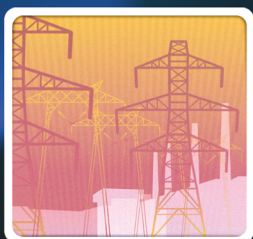
|                                                                                                                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Wykorzystanie inteligentnego opomiarowania dla oceny i kształtowania profili obciążeń odbiorców w gospodarstwach domowych .....                             | 7   |
| <i>Jerzy Andruszkiewicz, Józef Lorenc, Agnieszka Maćkowiak</i>                                                                                              |     |
| Model oceny wpływu rozwoju rozproszonych źródeł energii na wybrane systemowe usługi regulacyjne .....                                                       | 21  |
| <i>Jarosław Bogacz</i>                                                                                                                                      |     |
| Rzeczywiste i obliczeniowe obciążenia poszczególnych elementów sieci, zasilających odbiorców bytowych, przyłączonych do sieci niskiego napięcia .....       | 33  |
| <i>Szymon Ciura, Henryk Kocot</i>                                                                                                                           |     |
| Możliwości rozwoju floty samochodów elektrycznych w Polsce a stan obecny krajowego systemu elektroenergetycznego .....                                      | 43  |
| <i>Mariusz Kłos, Józef Paska, Łukasz Rosłaniec, Magdalena Błędzińska, Rafał Bielas, Krzysztof Zagrajek, Konrad Wróblewski</i>                               |     |
| Eliminacja ograniczeń przesyłowych w liniach 220 kV jako sposób zwiększenia zdolności przesyłowej KSE .....                                                 | 54  |
| <i>Paweł Kubek, Rafał Turczak</i>                                                                                                                           |     |
| Analiza wpływu rozwoju elektromobilności na zapotrzebowanie na moc i energię w krajowym systemie elektroenergetycznym .....                                 | 66  |
| <i>Piotr Marchel, Józef Paska, Łukasz Michalski</i>                                                                                                         |     |
| Nierealne plany generacji – wygaszanie formalnym sposobem zwiększania możliwości przyłączeniowych .....                                                     | 76  |
| <i>Paweł Pijarski, Piotr Kacejko</i>                                                                                                                        |     |
| Mechanizmy usług systemowych świadczonych przez energetykę wiatrową w wybranych krajach europejskich .....                                                  | 86  |
| <i>Michał Polecki, Dariusz Baczyński</i>                                                                                                                    |     |
| Optymalizacja wybranych funkcji celu w modelu rozliczeniowym klastrów energii .....                                                                         | 100 |
| <i>Maciej Sołtysik, Mariusz Kozakiewicz, Kinga Bojda</i>                                                                                                    |     |
| Analiza możliwości wykorzystania transformatora zasilającego 15/0,4 kV w celu poprawy profili napięciowych w sieciach z dużą koncentracją mikroźródeł ..... | 114 |
| <i>Marek Wancierz, Piotr Miller</i>                                                                                                                         |     |
| Analiza przyrostu mocy zainstalowanej w technologiach OZE w KSE .....                                                                                       | 129 |
| <i>Anna Wronka</i>                                                                                                                                          |     |
| Streszczenia artykułów .....                                                                                                                                | 143 |
| Indeks Autorów .....                                                                                                                                        | 154 |
| Indeks Recenzentów .....                                                                                                                                    | 155 |

# ROZWIĄZANIA INFORMATYCZNE DLA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Projektujemy, tworzymy, dostarczamy i wdrażamy systemy informatyczne dla wytwórców, dystrybutorów, sprzedawców, przedsiębiorstw obrotu i odbiorców mediów energetycznych. Strategiczne obszary działalności:



Wspomaganie udziału przedsiębiorstw w rynku energii w zakresie: pomiarów, rozliczeń, handlu energią i instrumentami pochodnymi, Rynku Mocy oraz wymiany informacji.



Wsparcie informatyczne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w zakresie: pomiarów (AMI, MDM), DSR, zarządzania urządzeniami pomiarowymi, kontaktów z klientami (CRM, eblX), rozliczeń i bilingu, księgowości i windykacji.



Wspomaganie przedsiębiorstw w zakresie: efektywności energetycznej, monitorowania energochłonności, DSR, wdrażania i recertyfikacji normy ISO 50001, obsługi grup zakupowych energii elektrycznej i gazu, zarządzania DSR na powstającym Rynku Mocy.

**INNSOFT**



+ 48 22 610 77 50



[www.innsoft.pl](http://www.innsoft.pl)



[poczta@innsoft.pl](mailto:poczta@innsoft.pl)

**Jerzy ANDRUSZKIEWICZ, Józef LORENC,**  
**Agnieszka MAĆKOWIAK**  
Politechnika Poznańska

## **WYKORZYSTANIE INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA DLA OCENY I KSZTAŁTOWANIA PROFILI OBCIĄŻEŃ ODBIORCÓW W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH**

Gospodarstwa domowe konsumują w skali rocznej około jednej czwartej energii końcowej wykorzystywanej w systemie elektroenergetycznym i w dużej mierze wpływają na przebieg obciążenia systemu w okresie wieczornym. Obecnie zdecydowana większość gospodarstw domowych w Polsce nie jest objęta inteligentnym systemem opomiarowania umożliwiającym rozliczenie godzinowe zużywanej przez nie energii. Wprowadzenie rynku energii elektrycznej spowodowało konieczność rozliczenia zakupów hurtowych energii dokonywanych przez sprzedawców energii w okresach godzinowych. Godzinowe zużycia energii odbiorców w gospodarstwach domowych, niezbędne do rozliczenia ich sprzedawców na rynku, są ustalane przez zastosowanie standardowych profili obciążenia dla poszczególnych grup taryfowych. Ponadto, znajomość przebiegów tych profili może stanowić podstawę dla zakupów energii czynionych przez sprzedawców detalicznych oraz wdrażania technik sterowania popytem tej grupy odbiorców dla uniknięcia przeciążeń elementów infrastruktury elektroenergetycznej oraz zakupów energii w okresach wysokich cen. Tak istotne zastosowania standardowych profili obciążeń stanowią podstawę stawiania im wysokich wymogów co do dokładności, a z drugiej strony ważna jest znajomość możliwych konsekwencji wynikających z ich odchylenia od przebiegów rzeczywistych i korzyści jakie mogą wynikać z zastąpienia ich pomiarami dokładnymi, opartymi o wykorzystanie systemów inteligentnego opomiarowania.

### **1. Standardowe profile obciążeń odbiorców w gospodarstwach domowych**

Standardowe profile dla poszczególnych taryf publikowane są przez regionalnych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) na podstawie pomiarów zużycia energii przez grupy typowych klientów. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne [1] OSD zobowiązani są do udostępniania informacji nt. planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, określonych przy użyciu ww. profili względem odpowiednich okresów rozliczeniowych. Standardowy profil zużycia to zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii

elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych:

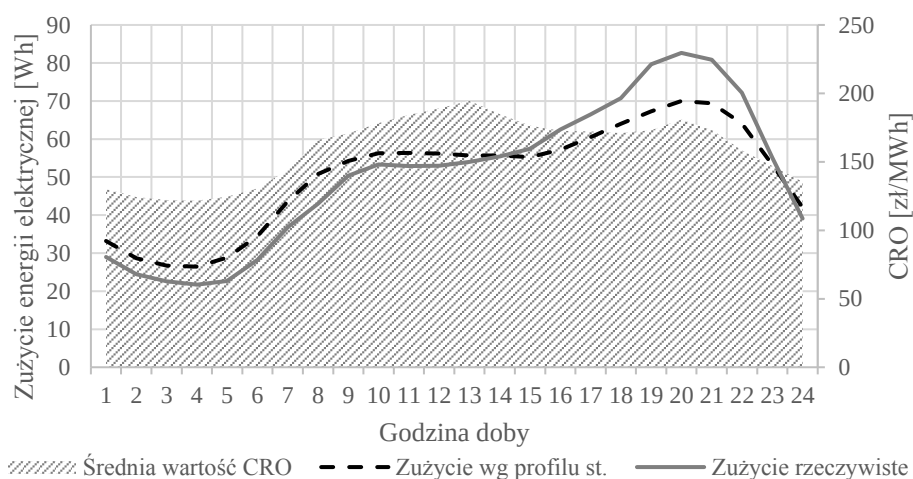
- nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych,
- o zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej,
- zlokalizowanych na obszarze działania danego OSD.

Profile mają postać zestawów danych dla poszczególnych taryf  $G_{xx}$ , zawierających wartości względnego zużycia energii w  $i$ -tych godzin roku  $HG_{xxi}$  reprezentatywnego klienta wyrażone w stosunku do rocznego zużycia  $E_a$ .

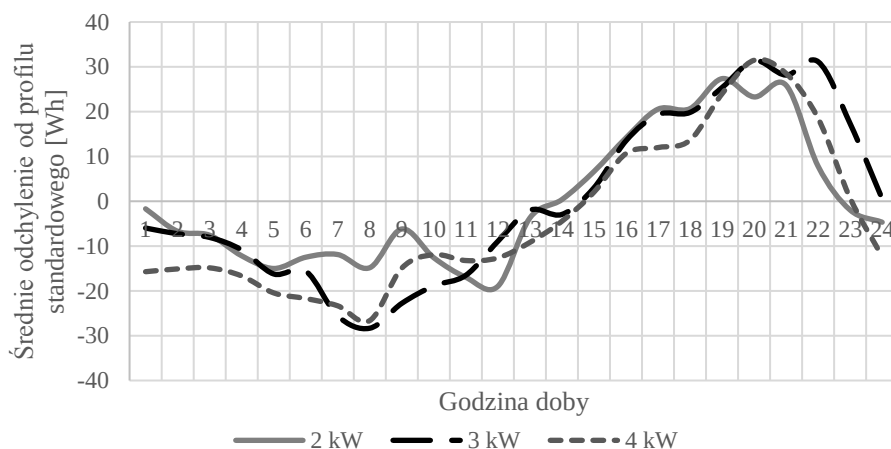
## **2. Możliwe skutki wynikające z wykorzystania standardowych profili obciążenia dla rozliczeń energii bilansującej**

Przedstawiona dalej analiza skutków wynikających z posługiwania się profilami, zamiast pomiarami rzeczywistymi pochodzącymi z systemów inteligentnego opomiarowania, oparta jest na weryfikacji przebiegów profili przy wykorzystaniu pilotażowej instalacji systemu inteligentnego opomiarowania należącej do jednego z krajowych OSD. Weryfikacji dokonano w pracy [2] przy wykorzystaniu do analiz zagregowanych 15-minutowych wartości pomiarowych zużycia energii elektrycznej pobranych z systemu za rok 2015, dla 349 odbiorców korzystających z taryfy G11 o mocach umownych z przedziału 2÷4 kW, przy czym 87% z nich miało moc umowną równą 4 kW. Średnioroczne zużycie energii na odbiorcę o mocy umownej 4 kW, które jest standardem w miejskim budownictwie wielorodzinnym niewykorzystującym energii dla celów ogrzewania, przedstawiono na rys. 1. Na rysunku tym przedstawiono również średnioroczne zużycie wynikające ze standardowych profili obciążeń oraz średnie godzinowe wartości cen rozliczeniowych odchyłeń energii (CRO) na rynku bilansującym dla roku 2015.

Różnice pomiędzy rzeczywistym zużyciem energii w poszczególnych godzinach, wyznaczonym na podstawie godzinowych odczytów licznika a zużyciem wynikającym z profilu standardowego przedstawiono na rys. 2. W postaci średniorocznych wartości odchylenia standardowego wartości pomierzonych od profilu standardowego dla podgrup odbiorców mających tę samą moc przyłączeniową.



Rys. 1. Rozkład średniorocznego rzeczywistego zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców o mocy umownej równej 4 kW według profilu standardowego [3] na tle profilu rzeczywistego a także średnich rocznych cen rozliczeniowych odchylenia CRO



Rys. 2. Średnioroczna wartość odchylenia rzeczywistego zużycia energii od profilu standardowego [3] dla poszczególnych grup odbiorców

Przy braku systemu inteligentnego opomiarowania odbiorców w gospodarstwach domowych pobór energii przez sprzedawców zaopatrujących w energię tę grupę odbiorców rozliczany jest rynku bilansującym (RB) w oparciu o standardowe profile obciążenia. Spółki obrotu (SO) rozliczane są na RB z różnic pomiędzy ilością energii zakupionej przez nie na daną godzinę dla gospodarstw domowych na rynku energii elektrycznej, a zużyciem obsługiwanych przez nich odbiorców, wynikającym ze zużycia okresowego pomierzonego przez liczniki

tradycyjne rozłożonego na godziny przy wykorzystaniu standardowego profilu obciążenia. OSD rozliczany jest z sumy różnic pomiędzy godzinowym poborem energii przez tę grupę, wyznaczonych na podstawie okresowych odczytów liczników i standardowych profili obciążeń oraz z energii wprowadzanej do sieci dla zaspokojenia potrzeb tej grupy, czyli strat energii wywołanych przepływem energii przez sieć dystrybucyjną do rozważanej grupy odbiorców. Rozliczenia finalne wyżej wymienionych spółek na rynku bilansującym zależą od ich strategii zakupowych na pokrycie zapotrzebowania odbiorców i różnicy bilansowej.

Rozpatrzmy obecnie przypadki rozliczeń godzinowych grupy odbiorców pobierających określone porcje energii pomierzone licznikami w pewnych okresach, gdy wartość energii rzeczywistej pobranej i pomierzonej w określonych godzinach  $E_{Ri}$  różni się od wynikającej dla tych godzin od standardowego profilu obciążenia  $E_{RPi}$ . Przy rozliczeniu wskazań okresowych liczników zgodnie z obowiązującymi profilami obciążeń może dojść do dwóch typów sytuacji:

- w przypadku, gdy w danej godzinie rzeczywiste zużycie energii elektrycznej przewyższa wartość wynikającą z profilu standardowego ( $E_{Ri} > E_{RPi}$ ), różnica ta musi zostać pokryta jako dodatkowa strata przez OSD,
- w przypadku, gdy w danej godzinie rzeczywiste zużycie energii elektrycznej jest niższe, niż wartość wynikająca z profilu standardowego ( $E_{Ri} < E_{RPi}$ ), część energii zakupionej przez SO pokrywa straty, za które powinien zapłacić OSD.

W niniejszej analizie rozważana jest jedynie część rozliczenia OSD na rynku bilansującym, wynikającą z sumy różnic pomiędzy  $E_{RP}$  a  $E_R$  w skali roku, które wpływają na wartość różnicy bilansowej finansowanej przez operatora. W pracy [2] porównane zostały, dla każdej z dekad rozliczeniowych w każdej godzinie, ilości energii zakupionej rozłożonej według profilu standardowego, z rzeczywistym zużyciem energii odbiorców wyznaczonym z odczytu liczników inteligentnego systemu opomiarowania.

Celem przeprowadzenia analizy poczynione zostały następujące założenia:

- rozliczenia prowadzone są w 35 okresach dziesięciodniowych (dekadach) okresu pomiędzy 11.01.2015 a 26.12.2015,
- ilość energii przypadająca na każdą godzinę rozważanej grupy odbiorców, wynikająca z profilu obciążenia  $E_{RP}^H$ , wyznaczona jest na podstawie poniższego wzoru:

$$E_{RP}^H = E_{PS}^H \frac{E_R^D}{E_{PS}^D}, \quad (1)$$

gdzie:  $E_{RP}^H$  – ilość energii grupy odbiorców wynikająca z rozliczenia wg standardowego profilu obciążenia na daną godzinę  $H$ ;  $E_{PS}^H$  – wartość względna ilości energii przewidywana przez profil standardowy G11 dla danej godziny  $H$ ;  $E_R^D$  – ilość energii wynikająca z sumowania

pomierzonego poboru energii dla tej grupy odbiorców na daną dekadę  $D$ , przyjmowana jako zakupiona;  $E_{PS}^D$  – suma wartości względnych energii godzinowych dla profilu standardowego G11 dla dekady  $D$ ,

- OSD rozliczany jest przy wykorzystaniu cen rozliczeniowych odchyłeń (CRO), przy czym ilości rozliczanej energii w każdej godzinie wyznaczane są na podstawie wielkości różnicy pomiędzy ilością energii rzeczywistej dla danej dekady rozłożonej według profilu standardowego oraz rzeczywistą ilością energii pobranej z sieci w danej godzinie, pomierzoną przy pomocy inteligentnego systemu pomiarowego,
- CRO są danymi rzeczywistymi dla poszczególnych godzin roku 2015.

Należność  $N_{OSD}$  wynikająca z różnic, sumowanych dla poszczególnych dekad, pomiędzy godzinowymi konsumpcjami energii zamodelowanymi na podstawie profili a rzeczywistymi pomierzonymi wartościami wyznacza się według poniższego wzoru (2) przy uwzględnieniu zależności (1):

$$N_{OSD} = \sum_D \sum_H \left[ \left( E_{RP}^{DH} - \sum_i E_{R_i}^{DH} \right) CRO^H \right], \quad (2)$$

gdzie:  $E_{RP}^H$  – ilość energii grupy odbiorców wynikająca z profilu obciążenia na daną godzinę  $H$ ;  $E_{R_i}^{DH}$  – godzinowa ilość energii zużyta przez  $i$ -tego odbiorcę pomierzona przez system inteligentnego opomiarowania w określonej dekadzie;  $CRO^H$  – wartość ceny rozliczeniowej odchyłeń dla danej godziny  $H$ .

Zsumowane straty dla okresu 35 rozpatrywanych dekad wynoszą  $N_{OSD} = 315,98$  zł i stanowią straty finansowe poniesione przez OSD. Straty po stronie OSD wynikają z występowania znaczących różnic pomiędzy zapotrzebowaniem rozłożonym zgodnie z profilem standardowym oraz rzeczywistym zużyciem w poszczególnych godzinach. Mimo że ilości energii reprezentowane przez obie krzywe są równe dla dekady, występują znaczące różnice dla wartości godzinowych. W rzeczywistości zużycie energii elektrycznej w okresie pozaszczytowym jest niższe, niż zakłada to profil standardowy, w okresie szczytowym zaś w pewnych godzinach znacząco wyższe. Ponadto krzywa zużycia rzeczywistego jest bardziej niekorzystna w stosunku do wyznaczonej na podstawie standardowych profili obciążeń ze względu na wzajemne rozmieszczenie szczytu zapotrzebowania oraz pasma wysokich cen energii na RB, a także doliny obciążenia z pasmem cen niskich, co zostało przedstawione na rys. 1.

Celem lepszego zobrazowania wielkości strat ponoszonych przez OSD w związku z niedokładnym rozliczaniem na RB warto określić udział wyznaczonych strat w kosztach szacunkowej różnicy bilansowej  $E_B$ , jaką OSD musi zakupić dla dostarczenia energii dla rozważanej grupy odbiorców. Przy



założeniu statystycznej różnicy bilansowej OSD wynoszącej  $\Delta E_B = 8\%$  rocznego zużycia energii przez odbiorców o zużyciu końcowym  $E_o$ , które dla rozpatrywanej grupy odbiorców osiągnęło w 2015 roku ok. 445,105 MWh, wartość bezwzględna tej różnicy przypadającej na rozważaną grupę odbiorców wynosi  $E_{Bgr} = 35,608$  MWh. Zakładając koszty pokrywania strat bilansowych na poziomie rynkowej ceny energii wynoszącej  $C_{EB} = 170$  zł/MWh, udział strat ponoszonych w związku z brakiem dokładnych informacji dotyczących rzeczywistego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców, które pokryć musi OSD wynosi:

$$D_{EB} = \frac{N_{OSD}}{E_{Bgr} \cdot C_{EB}} = 5,2\% . \quad (3)$$

W rozważanym przypadku pomierzone różnice są niekorzystne dla OSD, odpowiedzialnych za pokrycie różnicy bilansowej energii wynikającej z energii dostarczonej do sieci i zużytej przez odbiorców. Nawet gdyby dla innych przypadków OSD zyskiwało kosztem spółek obrotu to rozliczenie nie byłoby prawidłowe. Instalacja systemu inteligentnego opomiarowania powoduje likwidację tego niekorzystnego zjawiska.

### 3. Elastyczność cenowa popytu odbiorców korzystających z taryf strefowych wyznaczona na podstawie standardowych profili obciążeń

Znajomość profili konsumpcji energii przez odbiorców, które zasadniczo służą dla celów rozliczeń energii zakupionej na rynkach hurtowych, jest również bardzo istotna dla wdrażania programów sterowania popytem. Taryfy strefowe stanowią najbardziej powszechny i jedyny dostępny dla gospodarstw domowych w Polsce program sterowania popytem. Efektywność działania programów taryfowych zależy od powszechności ich użytkowania oraz od reakcji odbiorców na zmianę ceny rozliczeniowej, rozumianej jako cena za energię wraz z jej dostarczeniem. Efektywność ta może być mierzona poprzez cenową elastyczność popytu, wiążącą zmianę ceny rozliczeniowej za energię  $\Delta C$  i zmianę jej konsumpcji  $\Delta E$  przy zakładanej cenie wyjściowej  $C_w$  oraz konsumpcji wyjściowej  $E_w$  i jest definiowana poprzez poniższą zależność:

$$\varepsilon = \frac{\Delta E}{E_w} \bigg/ \frac{\Delta C}{C_w} . \quad (4)$$

Elastyczność popytu przyjmuje wartości ujemne i im większa jest jej wartość bezwzględna tym bardziej efektywnie możemy sterować popytem przy wykorzystaniu zmiany ceny energii i opłat za jej dystrybucję.

Celem wprowadzania taryf strefowych jest wykorzystanie elastyczności popytu odbiorców dla uzyskania wzrostu sprzedaży przy jednoczesnej zmianie profili użytkowania energii powodujących zwiększenie sprzedaży w okresie pozaszczytowym. Zmiana ceny średniej rozliczeniowej jest wynikiem zmiany

profilu użytkowania energii oraz zmiany wolumenu wykorzystywanej energii, przy czym bez zmiany profilu zmiana średniej ceny rozliczeniowej nie jest ona możliwa.

Taryfę dwustrefową w obszarze gospodarstw domowych wprowadza się w celu umożliwienia wykorzystania energii elektrycznej dla celów ogrzewania. Wprowadzenie obniżonych cen oraz stawek opłat dystrybucyjnych w strefie pozaszczytowej, obejmującej 8 godzin tworzących ciągły okres w godzinach nocnych od 22 do 6 oraz 2 godziny w okresie od 14 do 17, zachęca odbiorców do rozważenia energii elektrycznej jako nośnika energii dla ogrzewania pomieszczeń. Faktycznie odbiorca decydujący się na rozliczenia energii elektrycznej według taryfy dwustrefowej korzysta z obniżenia cen energii dzięki wykorzystywaniu energii elektrycznej w strefie pozaszczytowej. Cenę średnią rozliczeniową energii elektrycznej taryfy dwustrefowej  $C_2$ , można wyznaczyć jako funkcję ceny rozliczeniowej szczytowej  $C_s$ , ceny rozliczeniowej pozaszczytowej  $C_p$  oraz wartości energii pobranych w strefach cen szczytowych  $E_s$  oraz pozaszczytowych  $E_p$  w rozważanym okresie rozliczeniowym. Na cenę tę wpływają, w sposób zależny od wartości energii konsumowanej w rozważanym okresie, również opłaty stałe  $O_{st}$  związane z daną taryfą, co przedstawia poniższa zależność:

$$C_2 = \frac{(C_s E_s + C_p E_p) + O_{st}}{E_s + E_p}. \quad (5)$$

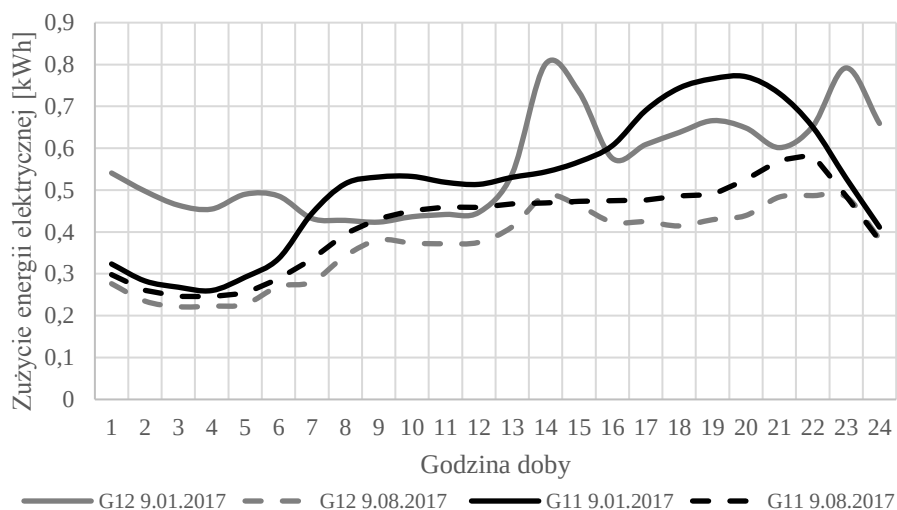
Wyznaczona zależnością (5) cena średnia służy w przypadku taryfy dwustrefowej do wyznaczenia różnicy cen rozliczeniowych w zależności (4) i jest zależna od przyrostu konsumpcji energii jak i od przesunięcia tej konsumpcji pomiędzy strefą szczytową i pozaszczytową. Jej obniżenie stanowi motywację działania odbiorców przenoszących rozliczenia pobieranej energii z taryfy jednostrefowej do dwustrefowej.

Brak systemu inteligentnego opomiarowania powoduje także brak możliwości oddziaływania na odbiorcę w krótkich okresach czasu, bowiem jego reakcja na ceny może nastąpić dopiero po zapoznaniu się z wartością rachunku za energię elektryczną, co dopiero może skutkować podjęciem działań zmierzających do obniżenia tego rachunku w przyszłych okresach rozliczeniowych. Wynik ekonomiczny wykorzystania energii elektrycznej dla celów ogrzewania można ocenić po zakończeniu okresu grzewczego, a zatem w obecnych warunkach możemy mówić tylko o wpływie długookresowej wartości cenowej elastyczności popytu na odbiorców w gospodarstwach domowych. Poniżej zostanie podjęta próba szacunkowego określenia takiej cenowej elastyczności popytu odbiorców grupy taryfowej G12 dla okresu rocznego.

Do oceny efektywności działań podejmowanych przez gospodarstwa domowe korzystające z taryf dwustrefowych potrzebne są dane dotyczące zmiany konsumpcji energii w poszczególnych strefach czasowych w stosunku do

rozliczenia jednostrefowego, które to rozliczenie można potraktować jako wyjściowe. W celu uzyskania takich danych dla grupy odbiorców taryfowych w gospodarstwach domowych możemy posłużyć się standardowymi profilami obciążeń dla tych grup.

Naturalnym profilem użytkowania energii realizowanym przez odbiorcę jest profil G11, w którym odbiorca pokrywa swoje zapotrzebowanie w czasie stosownie do potrzeb, nie będąc narażonym na zróżnicowanie strefowe cen w obrębie doby. Obniżenie ceny w strefach jest interesujące dla odbiorcy, gdy dysponuje on obciążeniem, którego użytkowanie można przesunąć do stref niskich cen. Odbiorca grupy taryfowej G11 decyduje się najczęściej na przejście do grupy G12 gdy zamierza wykorzystywać energię elektryczną również do ogrzewania pomieszczeń. Następuje wówczas zwiększenie użytkowania energii w strefie pozaszczytowej i przesunięcie części energii ze strefy wysokich cen do strefy niskich cen. Oba te czynniki charakteryzowane są poprzez pojęcie elastyczności popytu.



Rys. 4. Przebiegi dobowe standardowych profili obciążeń grup taryfowych G11 oraz G12 dla wybranych dni sezonu grzewczego i pozagrzewczego [5]

Na podstawie standardowych profili obciążeń, pokazanych na rys. 4 dla wybranych dob sezonu zimowego oraz letniego, na rys. 5 przedstawiono roczne przebiegi obciążeń odbiorcy w taryfie G11 oraz G12 w podziale na okres szczytowy i pozaszczytowy. Wyznaczenie elastyczności popytu odbiorców grupy taryfowej G12 w okresie rocznym wymaga analizy zmian konsumpcji energii w poszczególnych strefach czasowych standardowych profili G11 i G12 w tym okresie czasu.

Na podstawie przedstawionych wykresów można stwierdzić względnie większe użytkowanie energii w okresach szczytowych poza okresem grzewczym przez klientów grupy G11 oraz zasadnicze zwiększenie konsumpcji energii w okresie pozaszczytowym w grupie taryfowej G12 w stosunku do konsumpcji odbiorców grupy G11. Poza sezonem grzewczym obserwujemy większe użytkowanie energii w taryfie G11 w strefie szczytowej w porównaniu do G12, a w okresie grzewczym zwiększające się użytkowanie energii w okresie szczytowym w profilu G12 w stosunku do profilu G11 w okresach krótkich dni, którym zazwyczaj towarzyszą niskie temperatury zewnętrzne. Biorąc pod uwagę powyższe obserwacje w procedurze określania elastyczności odbiorcy taryfy G12 przyjęto następujące założenia:

- a) dniami zakończenia i rozpoczęcia sezonu grzewczego są dni wyznaczone jako punkty przecięcia linii trendu spadku konsumpcji energii pozaszczytowej  $E_{pG12}$  w okresie wiosennym oraz wzrostu konsumpcji energii pozaszczytowej  $E_{pG12}$  w okresie jesiennym ze średnią zużycia energii  $E_{pG12}$  poza szczytem, poza okresem grzewczym,
- b) w okresie pozagrzewczym obniżenie konsumpcji energii w strefie szczytowej odbiorców taryfy G12 w stosunku do konsumpcji odbiorców taryfy G11 jest równoważone przyrostem konsumpcji odbiorców G12 w stosunku do konsumpcji odbiorców G11 w strefie pozaszczytowej – zjawisko to jest spowodowane przenoszeniem użytkowania odbiorników gospodarstwa domowego przez odbiorców taryfy G12 do strefy pozaszczytowej i występuje równomiernie w jednakowym stopniu we wszystkich dniach roku,
- c) zasadniczym przyrostem obciążenia odbiorców w taryfie G12 w stosunku do taryfy G11 jest przyrost wywołany użytkowaniem energii elektrycznej do ogrzewania pomieszczeń w strefie pozaszczytowej w sezonie grzewczym,
- d) w okresie grzewczym w taryfie G12 odnotowujemy niewielki wzrost użytkowania energii dla celów ogrzewania również w okresie szczytowym, równoważący ubytek tej energii w tym okresie na skutek przenoszenia użytkowania urządzeń gospodarstwa domowego do strefy pozaszczytowej – wynika to z występowania mroźnych dni i wykorzystywania przez odbiorców tej taryfy energii elektrycznej jako podstawowego źródła dogrzewania pomieszczeń.

Założmy roczne zużycie energii odbiorcy grupy G11 na poziomie 4,0 MWh oraz wartość konsumpcji energii rocznej według profilu G12 taką, aby zgodnie z założeniem (b), przebieg tego profilu dla okresu szczytowego w sezonie pozagrzewczym leżał poniżej przebiegu profilu G11. Do analizy przyjęto wartość konsumpcji G12 równą 4,5 MWh, która może być następnie weryfikowana. Sytuację taką dla profilu z roku 2017 przedstawia rys. 5. Analiza linii trendu konsumpcji energii elektrycznej w strefie pozaszczytowej odbiorców G12 w roku 2017, pozwala, na podstawie standardowych profili obciążeń dla tej grupy

taryfowej, na wyznaczenie daty końca sezonu grzewczego na  $L_k = 125$  dzień roku, czyli 5 maja 2017. Analogiczna analiza dla przyrostu konsumpcji w strefie pozaszczytowej G12 dla celów ogrzewania w okresie jesienno-zimowym pozwala na ustalenie początku okresu grzewczego na  $L_p = 268$  dzień roku, czyli 25 września 2017.

Korzystając z podanego powyżej założenia (b) do prowadzonych obliczeń, można sformułować równanie pozwalające na wyznaczenie konsumpcji rocznej odbiorcy o profilu grupy taryfowej G12 stanowiącej przekształcenie z standardowego profilu odbiorcy grupy G11, na skutek wykorzystania strefy cen obniżonych głównie w sezonie pozagrzewczym. Dla spełnienia powyższego założenia różnica pomiędzy konsumpcją energii w okresie szczytowym  $E_{sG11}$  a konsumpcją energii w okresie szczytowym  $E_{sG12}$  powinna być taka sama jak różnica pomiędzy konsumpcją energii w okresie pozaszczytowym  $E_{pG12}$  i konsumpcją w tym okresie  $E_{pG11}$ . Możemy zatem dla sezonu pozagrzewczego roku 2017 zapisać:

$$E_{aG12} \sum_{L_k}^{L_p} \sum_s (H_{G12i} - H_{G11i}) = E_{aG11} \sum_{L_k}^{L_p} \sum_s (H_{G11i} - H_{G12i}), \quad (6)$$

gdzie:  $s, p$  – oznaczają godziny okresy szczytowego i pozaszczytowego,  $H_{Gxxi}$  – oznaczają „i-te” wartości godzinowe względne konsumpcji energii dla rozważanych profili standardowych grup taryfowych G.

Powyższe równanie dla  $E_{aG11} = 4,0$  MWh pozwala wyznaczyć wartość  $E_{aG12}$  spełniającą postawione założenie wynoszącą 4,520 MWh.

Kolejnym krokiem będzie wyznaczenie średniego dziennego przesunięcia obciążenia urządzeń gospodarstwa domowego do strefy pozaszczytowej. Dokonamy tego w oparciu o różnicę zużycia energii w sezonie pozagrzewczym w taryfie G12 i G11 dla założonej konsumpcji rocznej  $E_{aG11}$  i wyznaczonej powyżej  $E_{aG12}$  z uwzględnieniem liczby dni sezonu pozagrzewczego, zgodnie z zależnością:

$$\Delta E_{ds \rightarrow p} = \frac{\sum_{L_k}^{L_p} \sum_s E_{aG11} H_{G11i} - \sum_{L_k}^{L_p} \sum_s E_{aG12} H_{G12i}}{L_p - L_k + 1}. \quad (7)$$

Uznajemy, że odbiorcy grupy G12 realizują takie przesunięcie każdego dnia w roku. Dla rozważanych przykładowo wartości liczbowych i profili obciążeń wartość ta wynosi  $\Delta E_{ds \rightarrow p} = 0,477$  kWh.

W celu wyznaczenia dodatkowej energii konsumowanej przez odbiorców G12 dla celów ogrzewania  $\Delta E_{ogG12}$  odejmiemy od konsumpcji energii w strefie pozaszczytowej  $E_{apG12}$  wartość analogicznej konsumpcji energii dla taryfy jednostrefowej  $E_{apG11}$  równocześnie uwzględniając dla każdego dnia korektę wynikającą ze zwiększonej konsumpcji dniowej energii pozaszczytowej określonej równaniem (7), zgodnie z zależnością:

$$\Delta E_{ogpG12} = (E_{apG12} - E_{apG11}) - (L_k + 365 - L_p + 1) \Delta E_{ds \rightarrow p}, \quad (8)$$

gdzie:

$$E_{apGxx} = E_{aGxx} \left( \sum_{1}^{L_k} \sum_p H_{Gxx} + \sum_{L_p}^{365} \sum_p H_{Gxx} \right). \quad (9)$$

Pozostaje jeszcze uwzględnienie wzrostu konsumpcji energii obserwowanej w okresach szczytowych sezonu grzewczego na rys. 5 dla odbiorców taryfy G12. Dodatkową wartość energii z tym związaną wyznaczymy jako różnicę konsumpcji energii w strefie szczytowej  $E_{asG11}$  i wartości analogicznej konsumpcji energii dla taryfy dwustrefowej  $E_{asG12}$  przy uwzględnieniu korekty wynikającej z obniżenia zużycia dziennego w szczycie dla taryfy G12 określonej poprzez (7), co prowadzi do poniższej zależności:

$$\Delta E_{ogpG12} = (E_{asG11} - E_{asG12}) - (L_k + 365 - L_p + 1) \Delta E_{ds \rightarrow p}, \quad (10)$$

gdzie:

$$E_{asGxx} = E_{aGxx} \left( \sum_{1}^{L_k} \sum_s H_{Gxx} + \sum_{L_p}^{365} \sum_s H_{Gxx} \right). \quad (11)$$

Dla rozważanych przykładowo wartości liczbowych i profili obciążeń wartość ta wynosi  $\Delta E_{ogsG12} = 89,522$  kWh.

Wyznaczenie cenowej elastyczności popytu odbiorców taryfy G12 wymaga dokonania bilansu przyrostu energii w poszczególnych strefach. Przyrosty konsumpcji energii odbiorcy reprezentatywnego na skutek przejścia z rozliczenia taryfowego zużycia energii z G11 na G12 przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Bilans konsumpcji energii w strefach odbiorców taryfy G12 w stosunku do odbiorców taryfy G11

| Zużycie energii elektrycznej | Sumaryczne, kWh     | Szczytowe, kWh                          | Pozaszczytowe, kWh                     |
|------------------------------|---------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|
| G11 konsumpcja wyjściowa     | $E_{aG11} = 4\,000$ | $E_{asG11} = 2\,720$                    | $E_{apG11} = 1\,280$                   |
| G12 ogrzewanie pozaszczytowe | -                   | -                                       | $\Delta E_{ogpG12} = 396$              |
| G12 ogrzewanie szczytowe     | -                   | $\Delta E_{aogsG12} = 90$               | -                                      |
| G12 przesunięcie obciążeń    |                     | $\Delta E_{ds \rightarrow pG12} = -174$ | $\Delta E_{ds \rightarrow pG12} = 174$ |
| G12 konsumpcja wynikowa      | $E_{aG12} = 4\,486$ | $E_{asG12} = 2\,635$                    | $E_{apG12} = 1\,850$                   |

Sumaryczne zużycie energii dla odbiorców taryfy G12 przedstawione w tabeli 1 jest nieznacznie mniejsze od obliczonego wcześniej zużycia  $E_{aG12} = 4520$  MWh. Różnica ta wynika z błędu metody oraz niedokładności odwzorowania przebiegów obciążeń za pomocą standardowych profili obciążenia, jednak błąd ten stanowi mniej niż 1% rozpatrywanych wielkości, więc może zostać pominięty.

Wyznaczenie elastyczności cenowej popytu wymaga również określenia cen energii z uwzględnieniem stawek opłat za usługę dystrybucji. Z uwagi na występowanie opłat stałych w cennikach za usługę dystrybucji, takich jak opłata mocowa, przejściowa czy abonamentowa, cena rozliczeniowa za energię z jej dostarczeniem w niewielkim stopniu zależy także od ilości energii konsumowanej. Biorąc pod uwagę wszystkie pozycje cennikowe występujące w taryfach jednego z OSD [6] i sprzedawcy zobowiązanego [7] działającego na jego terenie, ceny rozliczeniowe dla zakładanych konsumpcji rocznych w roku 2017 wynoszą:

- dla taryfy G11 całodobowo  $C_{RG11} = 0,4198 + 155,88/E_a = 0,4588$  zł/kWh,
- dla taryfy G12 strefa szczytowa  $C_{RG12s} = 0,5023 + 182,4/E_a = 0,5430$  zł/kWh,
- dla taryfy G12 strefa pozaszczytowa  $C_{RG12p} = 0,2166 + 182,4/E_a = 0,2573$  zł/kWh.

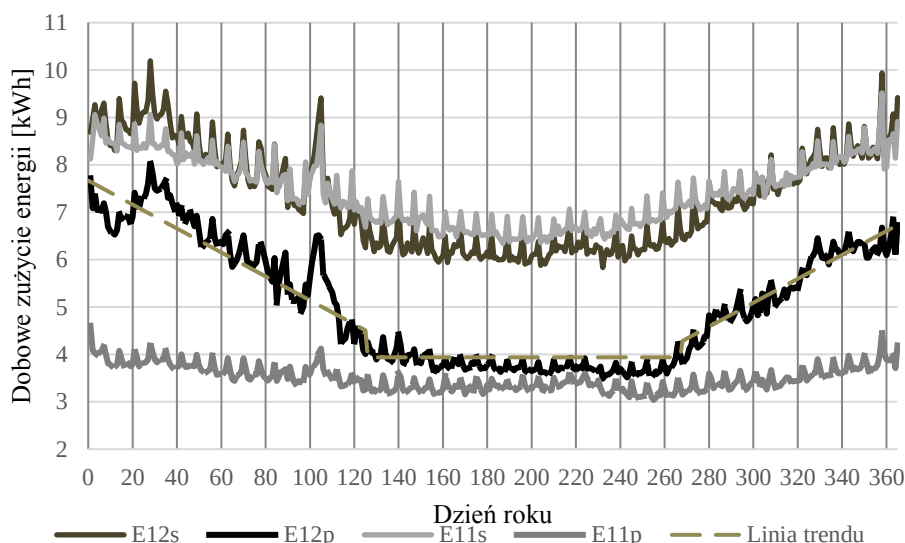
Cena wynikowa odbiorcy w taryfie G12 zależy od wartości energii zużytej w poszczególnych strefach, a jej wartość znajduje się pomiędzy ceną dla strefy szczytowej i pozaszczytowej i można ją wyznaczyć korzystając z (5) jako:

$$C_{RG12sr} = \frac{C_{RG12s} E_{asG12} + C_{RG12p} E_{apG12}}{E_{aG12}} = 0,4251 \text{ zł/kWh.} \quad (12)$$

Na podstawie wyżej wyliczonych danych możemy wyznaczyć elastyczność cenową popytu, która dla analizowanego przypadku odbiorcy przechodzącego z taryfy G11 do G12, zgodnie z zależnością (4) i wyznaczonymi powyżej czynnikami, wynosi:

$$\varepsilon = \frac{E_{aG12} - E_{aG11}}{E_{aG11}} \bigg/ \frac{C_{RG12sr} - C_{RG11}}{C_{RG11}} = -1,66. \quad (13)$$

Zatem wprowadzenie taryfy G12 spełnia swą rolę umożliwiając szersze wykorzystanie energii elektrycznej dla celów ogrzewania przy znaczącej elastyczności popytu o wartości bezwzględnej przekraczającej 1. Korzystanie z energii dla celu ogrzewania jest zasadniczo realizowane w okresie pozaszczytowym, ale dwie godziny tego okresu, od 14 do 17, zbiegają się w okresie zimy ze szczytowym obciążeniem systemu elektroenergetycznego, co może stanowić czynnik pogarszający bezpieczeństwo pracy tego systemu.



Rys. 5. Konsumpcja energii w okresie szczytowym i pozaszczytowym w poszczególnych dniach w roku dla odbiorców grup taryfowych jednostrefowej G11 oraz dwustrefowej G12 zgodnie ze standardowymi profilami obciążeń dla roku 2017 dla przyjętego rocznego zużycia  $E_{aG12}$  i  $E_{aG11}$  [4]

Przy niewielkich zmianach w stosunku do analizowanych cen w stosunku do obecnie obowiązujących można określać  $\Delta E_a = E_{aG12} - E_{aG11}$  przy wykorzystaniu zależności (13). Przy większych zmianach należy liczyć się z brakiem liniowości wartości cenowej elastyczności popytu  $\varepsilon$ . Otrzymana wartość elastyczności różni się w porównaniu do danych z literatury [8], gdzie podaje się wartości bezwzględne elastyczności cenowej popytu dla gospodarstw domowych od 0,3 do 0,8. Wydaje się, że w analizowanym przypadku taryfy G12 do wykorzystania energii elektrycznej dla celów ogrzewania skłania odbiorców nie tylko różnica cen w rozliczeniach taryfowych G11 i G12, lecz także inne czynniki takie jak brak możliwości wykorzystania innych nośników energii dla celów ogrzewania.

#### 4. Podsumowanie

Weryfikacja powszechnego zastosowania standardowych profili obciążeń dla odbiorców w gospodarstwach domowych pozwala na stwierdzenie ich względnie dużej dokładności, jednak niewykluczającej błędów skutkujących stratami finansowymi w procesie rozliczeń zakupów energii na rynku bilansującym. Stwierdzone możliwości wystąpienia strat, sięgających kilku procent różnicy bilansowej powodowanej przez analizowaną grupę odbiorców, nie są groźne dla grup odbiorców o niskiej konsumpcji energii. W przypadku większych odbiorców straty mogą być znaczące. Standardowe profile dla grup odbiorców taryfowych w gospodarstwach domowych pozwalają również na



ocenę elastyczności popytu odbiorców decydujących się na korzystanie z taryf strefowych. Znajomość takiej elastyczności pozwala bardziej efektywnie planować strefowe ceny energii i stawki opłat dystrybucyjnych w celu wypełnienia zadań w zakresie sterownia popytem stojących przed spółkami sprzedającymi energię na rynku detalicznym oraz operatorami systemów dystrybucyjnych zapewniających dostawę energii do odbiorców. Długookresowa elastyczność popytu ma znaczenie dla sterowania popytem przy zastosowaniu taryf. Sterowanie popytem dla ograniczenia zużycia energii w krótszych okresach wymaga szybszego przekazywania informacji do odbiorców i szybszej oceny ich reakcji na sygnały od organizatorów takich programów, co możliwe jest tylko w przypadku korzystania z systemu inteligentnego opomiarowania.

Efektywne zastosowanie standardowych profili obciążeń jest ograniczone do odbiorców o małych konsumpcjach energii, a w przypadkach większych odbiorców uniknięcie strat i pozyskanie nowych możliwości biznesowych jest możliwe dzięki zastosowaniu systemów inteligentnego opomiarowania.

## Literatura

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, 791, 1089, 1387 i 1566 oraz z 2018 r. poz. 9, 138 i 317)
- [2] Piasecki Piotr, Wykorzystanie inteligentnego opomiarowania dla oceny profili obciążeń odbiorców w gospodarstwach domowych. Praca dyplomowa magisterska; promotor J. Andruszkiewicz; Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej 2016 r.
- [3] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Enea Operator Sp. z o.o.: Standardowe profile zużycia energii na 2015 rok, <http://www.operator.enea.pl/21/instrukcje/instrukcje-iriesd-883.html> [dostęp: 31.01.2016 r.]
- [4] Ceny i ilość energii na Rynku Bilansującym, portal PSE S.A., <http://www.pse.pl/index.php?dzid=83> [dostęp: 31.01.2016 r.]
- [5] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Enea Operator Sp. z o.o.: Standardowe profile zużycia energii na 2017 rok, <https://www.operator.enea.pl/dladomu/uslugidystrybucyjne/iriesd> [dostęp 25.02.2018 r.]
- [6] Taryfa ENEA Operator Sp. z o.o., Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE.WRE.4211.47.8.2017.KKu z dnia 14 grudnia 2017 r.
- [7] Taryfa ENEA S.A., Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE.WRE.4211.44.10.2017.KKu z dnia 14 grudnia 2017 r.
- [8] Lijesen Mark G., The real-time price elasticity of electricity, *Energy Economics*, vol. 29, pp. 249–258, March 2007

**Jarosław BOGACZ**  
Politechnika Śląska

## **MODEL OCENY WPLYWU ROZWOJU ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII NA WYBRANE SYSTEMOWE USŁUGI REGULACYJNE**

Rozwój źródeł odnawialnych wykorzystujących do produkcji energii elektrycznej energię wiatru i promieniowania słonecznego powoduje obecnie zmniejszanie całkowitych kosztów zmiennych funkcjonowania systemów elektroenergetycznych (SE). Prognozuje się, że w perspektywie lat, zostanie pokonana kolejna bariera i uśrednione koszty energii elektrycznej (zawierające koszty inwestycyjne) dla ww. technologii odnawialnych będą niższe niż budowa nowych mocy wytwórczych w konwencjonalnych technologiach wytwarzania energii elektrycznej. Międzynarodowa Agencja Energii prognozuje, że połowa mocy odnawialnych, która powstanie i zostanie zadeklarowana do budowy w okresie 2017-2022 nie będzie wymagała mechanizmów wsparcia, a decyzje inwestycyjne zostaną podjęte na podstawie warunków określonych w kontraktach bilateralnych [2]. Z drugiej strony, wzrost udziału źródeł niesterowalnych w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną w SE powyżej pewnego poziomu może spowodować wzrost kosztów rezerw mocy [4]. Obszar zasobów, które będą dostarczały rezerwy w określonej jakości i ilości powinien podlegać procesowi optymalizacji, który będzie pozwalał na dopasowanie wymaganych rezerw mocy do struktury bazy wytwórczej w SE z minimalnym obciążeniem kosztowym.

### **1. Rozporządzenie ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej [5]**

Opublikowane w sierpniu 2017 r. rozporządzenie Komisji UE stanowi szczegółową wykładnię wymogów, zasad i mechanizmów dotyczących funkcjonowania SE w krajach należących do UE. Zawarta w niniejszym artykule synteza rozporządzenia przedstawia w stopniu ogólnym zapisy właściwe dla wszystkich usług regulacyjnych, szczegółowo traktując zagadnienia związane z rezerwą wtórną i trójną zdefiniowaną jak w [1, 3].

W rozporządzeniu przypisuje się istotne znaczenie usługom zapewniającym właściwą niezawodność oraz jakość regulacji mocy i częstotliwości w procesie utrzymywania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy SE. Podkreśla się,

że skuteczność działań w obszarze zapewnienia przedmiotowych usług jest uzależniona w dużej mierze od koordynacji pomiędzy operatorami sieciowymi oraz od ustalenia jednolitych kryteriów dla wszystkich podmiotów zapewniających usługi regulacyjne (zarówno wytwórców, jak i odbiorców). Ma się to przyczynić do braku dyskryminacji i wprowadzania zasad efektywnej konkurencji i wzrostu sprawnego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej. W szczególności rozporządzenie ustanawia procedury ruchowe, kryteria, cele w zakresie jakości, wielkości wymaganych rezerw, zasady wymiany, współdzielenia i dystrybucji oraz zasady monitorowania zapewniania poszczególnych rodzajów rezerw.

Rezerwy mocy są zdefiniowane w [5] jako:

- rezerwy utrzymania częstotliwości (*frequency containment reserves* – skrót FCR), rozumiane jako rezerwy mocy czynnej dostępne w celu utrzymania częstotliwości systemu po wystąpieniu niezbilansowania,
- rezerwy odbudowy częstotliwości (*frequency restoration reserves* – skrót FRR), określane jako rezerwy mocy czynnej dostępne w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej oraz w celu przywrócenia salda wymiany transgranicznej do wartości grafikowej,
- rezerwy zastępcze (*replacement reserves* – skrót RR), rozumiane jako rezerwy mocy czynnej dostępne dla potrzeb odbudowy lub uzupełniania wymaganego poziomu rezerw FRR, tak aby poziom rezerw FRR był odpowiedni dla dodatkowych niezbilansowań systemu, uwzględniając niepewności po stronie rezerw generacji.

Definiuje się również pojęcie jednostki zapewniającej rezerwę jako moduł wytwarzania energii lub jednostkę odbiorczą, bądź zespół modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych, które są przyłączone w tym samym punkcie sieciowym oraz spełniają wymogi w zakresie zapewnienia rezerw FCR, FRR lub RR.

Każdy OSP ma prawo do wdrożenia procesu transgranicznego wykorzystania aktywacji usług FRR i RR w ramach tych samych obszarów synchronicznych lub pomiędzy różnymi obszarami synchronicznymi. W przypadku aktywacji usług w ramach tych samych obszarów synchronicznych, obszary te muszą posiadać fizycznie wydzielone punkty pomiarowe w połączeniach wzajemnych z innymi obszarami synchronicznymi, dla których co najmniej jeden OSP realizuje obowiązki regulacji mocy i częstotliwości (LFC skrót od *Load-Frequency Control Block*). Działania te nie mogą prowadzić do naruszenia stabilności częstotliwościowej obszarów synchronicznych, procesu odbudowy częstotliwości lub procesu zastępowania rezerw.

Dodatnia i ujemna rezerwa mocy FRR musi być utrzymywana na poziomie co najmniej dodatniego i ujemnego incydentu wymiarującego, który jest określany na podstawie incydentu referencyjnego. Incydent ten jest największym niezbilansowaniem wynikającym z chwilowej zmiany mocy czynnej generowanej przez jeden moduł wytwarzania, jedną instalację odbiorczą lub połączenie transgraniczne. Określane są również ograniczenia geograficzne zapewnienia

rezerwy FRR oraz jej współdzielenia. Wszyscy OSP z danego bloku gwarantują, aby dodatni i ujemny zakres rezerw mocy FRR lub kombinacji rezerw mocy FRR i RR był wystarczający do pokrycia odpowiednio dodatnich i ujemnych niebilansowań bloku LFC przez co najmniej 99% czasu bazując na danych historycznych. Operatorzy systemów przesyłowych mogą zmniejszyć dodatni i/lub ujemny zakres rezerwy FRR poprzez współdzielenie rezerwy mocy FRR. Owo zmniejszenie może być zastosowane maksymalnie do wartości wynikającej z różnicy (o ile jest ona dodatnia w przypadku dodatniego zakresu rezerwy i ujemna w przypadku ujemnego zakresu) wartości odpowiednio dodatniego oraz ujemnego incydentu wymiarującego oraz rezerwy mocy FRR potrzebnej do pokrycia niebilansowania bloku LFC przez 99% czasu bazując na danych historycznych. Dodatkowo przyjmuje się, że zmniejszenie dodatniej rezerwy mocy nie może przekroczyć 30% wartości dodatniego incydentu wymiarującego.

Wymagane jest, aby jednostka bądź grupa zapewniająca FRR aktywowała FRR zgodnie z nastawą otrzymaną od OSP oraz była przyłączona tylko do jednego OSP. Maksymalna zwłoka dla jednostki lub grupy automatycznej FRR nie może przekraczać 30 s. Dostawca ma obowiązek dostarczenia do OSP danych pozwalających na monitorowanie aktywacji i działania FRR dla jednostek lub grup jednostek o mocy maksymalnej nie mniejszej niż 1,5 MW. Dane te obejmują moc czynną planowaną i chwilową ze znacznikiem czasu dla każdej jednostki i grupy zapewniającej FRR oraz każdego modułu wytwarzania energii lub każdej jednostki odbiorczej. Dodatkowo dostawca musi mieć zdolność do aktywowania całego swojego zakresu rezerwy mocy FRR w czasie określonym oddzielnie dla automatycznej i nieautomatycznej FRR. Dostawca FRR musi spełnić wymogi dotyczące szybkości zmian mocy oraz dostępności FRR. W przypadku ograniczeń lub braku dostępności jest zobligowany informować o tym fakcie właściwego OSP.

Operatorzy systemów przesyłowych są zobligowani do wdrożenia procesu odtworzenia rezerw. Dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej, wielkość dodatniej i ujemnej RR jest ustalana na poziomie pozwalającym na odbudowę wymaganej wielkości dodatnich i ujemnych FRR. Dodatkowo uwzględnia się konieczność utrzymania wystarczającej rezerwy RR, w przypadku kiedy uczestniczy ona w procesie określania rezerw FRR w celu dotrzymania parametrów jakości uchybu regulacyjnego odbudowy częstotliwości w danym okresie (FRCE skrót od *frequency restoration control error*). Wszyscy OSP z danego bloku LFC mogą zmniejszyć dodatnią lub/i ujemną rezerwę RR współdzieląc rezerwę RR z innymi blokami LFC. Operator odbierający rezerwę musi ograniczyć zmniejszenie swojej rezerwy mocy RR tak, aby: spełniać parametry docelowe FRCE, zapewnić bezpieczeństwo pracy SE oraz zapewnić, aby zmniejszenie dodatniej lub/i ujemnej rezerwy mocy RR nie przekraczało pozostałej dodatniej lub/i ujemnej rezerwy mocy RR bloku LFC.

Dostawca rezerwy mocy RR musi być przyłączony do jednego OSP, zapewniać aktywację RR zgodnie z poleceniami OSP oraz aktywować i dezaktywować RR w czasie określonym przez OSP. Ponadto powinien on

umożliwiać monitorowanie aktywacji RR OSP przyłączającemu rezerwy i OSP wydającemu polecenie regulacyjne. Dostawca RR dla każdej jednostki (o mocy maksymalnej co najmniej 1,5 MW) uczestniczącej w RR, musi przekazywać w czasie rzeczywistym planowaną i chwilową generację mocy czynnej ze znacznikiem czasu.

Wymiana i współdzielenie FRR i RR są możliwe w ramach tego samego bloku LFC i pomiędzy obszarami synchronicznymi. Wymiana pomiędzy obszarami synchronicznymi jest możliwa przy pokryciu co najmniej 50% całkowitej rezerwy mocy dla FRR i oddzielnie dla RR przed zastosowaniem możliwych zmniejszeń wynikających ze współdzielenia rezerw przez bloki rezerw należące do obszaru LFC. Limity wymiany rezerw mocy FRR i RR dla OSP należących do tego samego obszaru synchronicznego są ustanawiane w umowie operacyjnej dla bloku LFC.

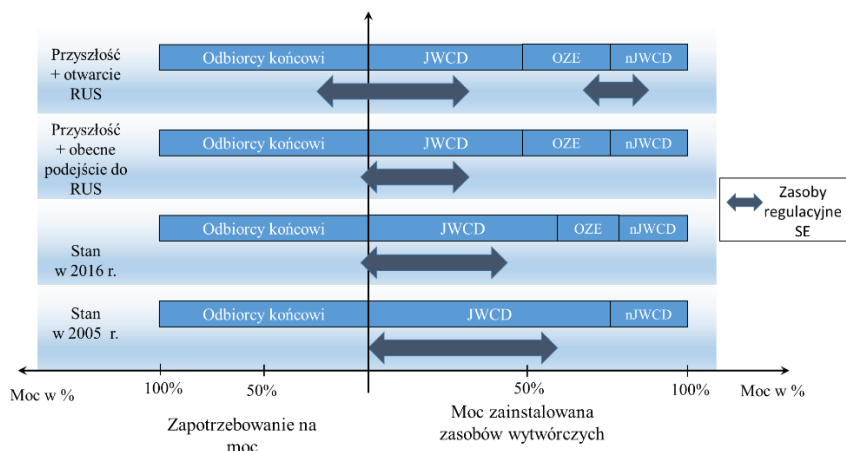
## **2. Wpływ niesterowalnych źródeł odnawialnych na wymaganą podaż usług systemowych**

Historycznie, przewidywalny i sezonowy charakter pracy jednostek wytwórczych nie będących centralnie dysponowanymi (nJWCD) w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) pozwalał OSP na zapewnienie właściwej regulacyjności SE (z dotrzymaniem wskaźników niezawodności pracy) przy wykorzystaniu jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) (rys. 1). Co istotne, przed 2005 r. wielkość mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych wynosiła 1 157 MW, z czego jedynie 83 MW stanowiły źródła wykorzystujące energię wiatru. Z danych publikowanych przez OSP dla 2005 r. [6] moc osiągalna JWCD stanowiła 25 330 MW, a nJWCD (obejmująca elektrownie wodne) 9 027 MW.

Pomniejszenie możliwości regulacyjnych zasobów SE jest widoczne dla stanu z 2016 r., w którym moc osiągalna JWCD i nJWCD nie będących źródłami odnawialnymi wynosiła odpowiednio 25 489 MW i 9090 MW, a moc zainstalowana w energetyce odnawialnej niesterowalnej wynosiła 6 698 MW [7]. Szczytowe zapotrzebowanie na moc wzrosło do 25 054 MW z poziomu 23 377 MW w 2005 r. Powoduje to obecnie znaczące wykorzystanie regulacyjności JWCD, w szczególności w zakresie usługi regulacyjności w dół. W 2015 r. występowała konieczność obniżenia mocy produkowanej przez JWCD do poziomu 6 GW i niższego przez około 100 godzin w roku [1].

Dalsze powiększanie mocy zainstalowanej w energetyce odnawialnej niesterowalnej i wzrost obserwowanego w ostatnich latach zapotrzebowania na energię elektryczną przy kontynuacji obecnego podejścia może spowodować brak wystarczających zasobów regulacyjnych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu (zmniejszający się udział procentowy mocy zainstalowanej JWCD w stosunku do całkowitej mocy zainstalowanej w SE).

Poszerzenie grupy podmiotów świadczących US, o którym mowa również w [5], przyczyni się do zwiększenia zasobów regulacyjnych oraz pozwoli na optymalne wykorzystanie istniejących, a obecnie nie wykorzystywanych rynkowo zasobów w SE. W kolejnych latach pozwoliłoby to na uniknięcie problemów związanych z wystarczalnością regulacyjności SE i zapewnienie wymaganej jakości rezerw mocy przy optimum kosztowym.



Rys. 1. Możliwy rozwój podaży usług systemowych

### 3. Optimalizacja usług systemowych

Wzrastający udział źródeł niesterowalnych powoduje, że funkcja celu, którą można się posłużyć w procesie łączonym optymalizacji zapewnienia wystarczalności produkcji energii elektrycznej oraz dostaw rezerw mocy, powinna uwzględniać:

- Zwiększenie liczby: grup i podmiotów świadczących usługi systemowe. Rezerwy mocy mogą być zapewniane zarówno przez JWCD, jak i: nJWCD, źródła odnawialne, odbiory energii, magazyny energii i dedykowane zasoby projektowane jedynie do zapewnienia rezerw mocy. W celu uwzględnienia powyższego w funkcji celu (3) wprowadzono pojęcie zasobu z, rozumianego jako zbiór ww. grup uczestników rynku mogących dostarczać energię i/lub rezerwy mocy. Otworzenie rynku usług systemowych na szerszą grupę podmiotów (obecnie własność wszystkich JWCD jest skupiona w rękach kilku podmiotów) spowoduje również znaczące zmniejszenie możliwości wykorzystywania siły rynkowej podmiotów oferujących US;
- Traktowanie łącznej optymalizacji rezerw mocy i zapewnienia określonej wystarczalności dostarczania energii elektrycznej. Stąd funkcja celu uwzględnia:

- $K_{I(e+RM)_{lz}}$  – nakład inwestycyjny ponoszony na budowę w roku  $l$  zasobu  $z$ , zapewniającego produkcję lub zmniejszenie poboru energii elektrycznej i dostarczanie rezerwy mocy, wyrażony w zł,
  - $K_{I(RM)_{lz}}$  – nakład inwestycyjny ponoszony na budowę w roku  $l$  zasobu  $z$ , zapewniającego rezerwy mocy, wyrażony w zł;
- c) W zagadnieniu doboru nowych zasobów do pokrycia zapotrzebowania na energię lub rezerwy mocy, powinna ujmować strukturę kosztów stałych i zmiennych produkcji. Jest to szczególnie ważne przy malejącym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych konwencjonalnych, a co z tym powiązane – wzrastającej liczbie uruchomień bloków konwencjonalnych. W funkcji celu uwzględniono zatem:
- $K_{slz}$  – koszt stały utrzymania w roku  $l$  zasobu  $z$ , zapewniającego produkcję lub zmniejszenie poboru energii elektrycznej oraz/lub świadczącego usługi regulacyjne, wyrażony w zł,
  - $k_{zmtlz}$  – jednostkowy koszt zmienny produkcji energii elektrycznej przez jednostkę wytwórczą lub zmniejszenia poboru energii elektrycznej przez jednostkę odbiorczą dla przedziału czasowego  $t$  w roku  $l$  dla zasobu  $z$ , wyrażony w zł/MWh,
  - $I_{ltz}$  – liczba całkowita z przedziału  $[0;1]$ , przyjmująca wartość 1 w przypadku uruchomienia w przedziale czasowym  $t$  w roku  $l$  zasobu  $z$  i wartość 0 jeżeli nie występuje przedmiotowe uruchomienie,
  - $k_{ultz}$  – koszt uruchomienia zasobu  $z$  w przedziale czasowym  $t$  w roku  $l$ , wyrażony w zł;
- d) Ograniczenie obszaru możliwych wyników procesu optymalizacji: moc produkowana w SE przez zasoby  $z$  musi być w każdej chwili równa zapotrzebowaniu netto. Jest to ograniczenie obszaru rozwiązań w optymalizacji prezentowane zależnością (1):

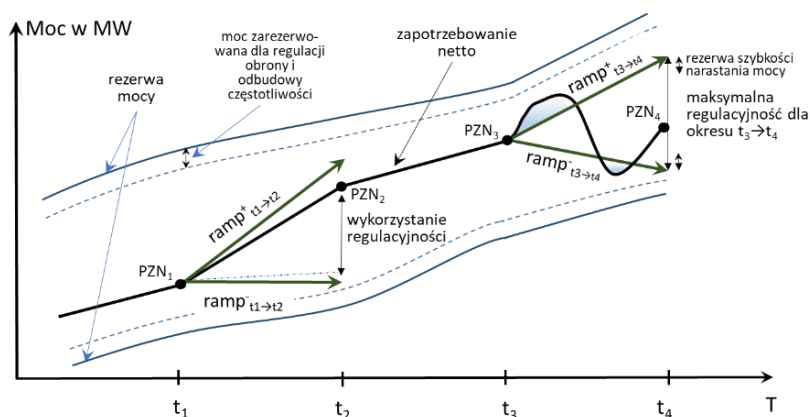
$$\Lambda_t \sum_{z=1}^Z p_{tlz} = PZN_{tlz}, \quad (1)$$

- $p_{tlz}$  – moc produkowana przez jednostkę wytwórczą lub zmniejszenie mocy przez jednostkę odbiorczą dla przedziału czasowego  $t$  w roku  $l$  dla zasobu  $z$ , wyrażona w MW. Moc  $p_{tlz}$  produkowana przez jednostkę wytwórczą lub zmniejszana przez jednostkę odbiorczą znajduje się w przedziale mocy minimalnej i maksymalnej jednostki wytwórczej lub odbiorczej,
- $PZN_t$  – zapotrzebowanie netto na moc w przedziale czasowym  $t$ .

Zapotrzebowanie netto jest określone dla każdej chwili czasowej  $t$  zależnością (2), gdzie  $P_z$  to zapotrzebowanie odbiorców końcowych,  $P_{s,s}$  to moc strat sieciowych,  $P_{p,e}$  to moc potrzeb własnych jednostek wytwórczych,  $P_E$  i  $P_I$  reprezentują odpowiednio eksport i import mocy do kraju, a moc generowaną przez nJWCD i źródła odnawialne niesterowalne oznaczono przez  $P_{GnJWCD}$  i  $P_{GnOZE}$ . Moc ładowania magazynów energii oznaczono jako  $P_M$ .

$$PZN = P_z + P_{s,s} + P_{p,e} + P_M + P_E - P_I - P_{G_{nJWCD}} - P_{G_{noZE}}. \quad (2)$$

- e) Zapewnienie w wyniku optymalizacji określonej szybkości narastania lub zmniejszania produkcji energii w SE. Potrzeba uwzględnienia powyższego wyniku ze wzrastającej zmienności zapotrzebowania netto w SE. Na rysunku 2 przedstawiono poglądową sytuację, w której dla czterech chwil czasowych przedstawiono zmiany zapotrzebowania netto  $PZN$ , istniejącą w SE rezerwę mocy utrzymywaną w celu zapewnienia usług regulacyjnych oraz graficzne przedstawienie maksymalnych możliwości narastania lub zmniejszenia mocy zasobów będących w operacyjnej dyspozycji OSP ( $ramp^+$  i  $ramp^-$ ).

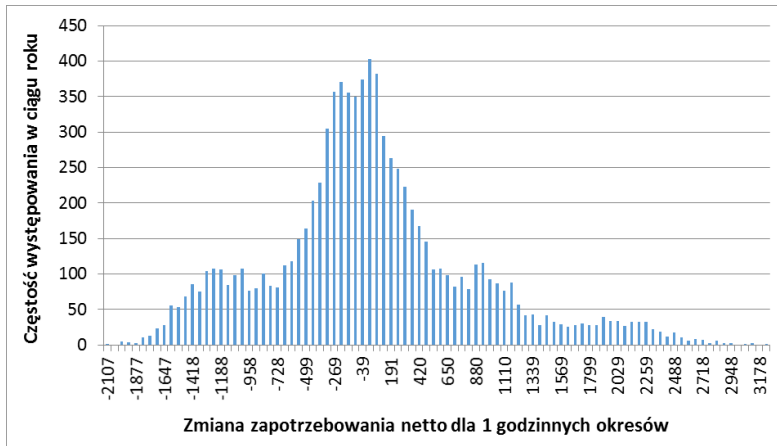


Rys. 2. Znaczenie zagadnienia szybkości zmian mocy w SE

Pasmo mocy, które może być wykorzystywane do reakcji zmian w  $PZN$  jest ograniczone o moc zarezerwowaną dla usług pozwalających na obronę i restytucję częstotliwości (usługa regulacji pierwotnej i wtórnej). W całym rozpatrywanym okresie występuje wystarczająca rezerwa mocy zapewniająca regulacyjność pozwalającą na zmianę punktów pracy zasobów SE w celu podążania za zmieniającym się  $PZN$ , z utrzymywaniem określonych rezerw mocy. Występowanie wystarczającej szybkości narastania i zmniejszania mocy SE jest spełnione przy zmianach  $PZN$  mających charakter bardziej statyczny – jak występuje w czasie od  $t_1$  do  $t_3$ . Dla tego okresu przejście  $PZN$  pomiędzy znacznikami czasu nie powoduje wykraczania krzywej  $PZN$  poza obszar maksymalnych szybkości zmian mocy SE. Inaczej jest w przypadku okresu przejścia zapotrzebowania od chwili  $t_3$  do  $t_4$ , dla którego występuje dynamiczna zmiana  $PZN$ . W pewnych momentach czasowych ww. okresu występują niewystarczające zasoby szybkości zmian mocy w SE, aby pokryć dynamikę zmian  $PZN$ . Funkcja celu i sformułowane ograniczenia muszą więc uwzględniać parametry: szybkości narastania i zmniejszania mocy dostępnej w SE dla kilku wymiarów czasowych.



Analizując dane przedstawione na histogramie (rys. 3) można stwierdzić, że występuje duże zróżnicowanie częstości wykorzystania określonych poziomów regulacyjności trójnej w KSE. Wykorzystanie dużych wartości regulacji jest stosunkowo rzadkie, a regulacja w granicach do  $\pm 700$  MW jest wystarczająca dla 65% przypadków.



Rys. 3. Zmiana zapotrzebowania netto dla 1 godzinnych okresów w KSE dla 2015 r.

W zakresie regulacyjności trójnej i szybkości zmian mocy, efektywnym jest zróżnicowanie poziomu zakupu przedmiotowych usług w zależności od prognozowanego przez OSP zapotrzebowania na te usługi w perspektywie dnia następnego lub bieżącego. Przykładem w tym zakresie są połączone aukcje prowadzone dla systemów: niemieckiego, belgijskiego, holenderskiego, austriackiego i szwajcarskiego, gdzie usługi regulacji trójnej są kupowane w sześciu czterogodzinnych blokach na dzień następny [1]. Operator CAISO działający w USA od listopada 2016, oprócz typowych usług regulacyjnych kupuje dwa produkty dla rynku 15 minutowego w zakresie szybkości zmian mocy SE, tj.: *Flexible Ramp Up* i *Flexible Ramp Down*.

Reasumując, w funkcji celu (3) uwzględniono:

- $r_{tz}^+, r_{tz}^-$  - wymagana szybkość zmian produkcji dla chwili czasowej  $t$  przez zasób  $z$  odpowiednio w kierunku narastania oraz zmniejszania produkcji, wyrażona w MW/1 przedział czasowy  $t$ ,
  - $k_{tz}^{RT+}, k_{tz}^{RT-}$  - koszt zakupu zasobu szybkości zmian produkcji dla chwili czasowej  $t$  przez zasób  $z$  odpowiednio w kierunku narastania oraz zmniejszania produkcji, wyrażona w zł/MW/1 przedział czasowy  $t$ ;
- f) Urynkowienie usług systemowych. Stroną określającą wymaganą dla okresu czasowego podaż instrumentarium usług systemowych jest OSP. Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach niestabilnych spowoduje konieczność rozbudowy usług regulacji trójnej (obecnie wykonywanej przez zmianę generacji JWCD w ramach podążania za Bieżącymi Punktami Pracy). Jest to

również zgodne z wymaganiami stawianymi przez KE w [5]. Sformułowanie dopasowanych do wymagań zmieniającego się rynku produktów i wyraźne wydzielenie usług regulacyjnych w rynku bilansującym, działających na zasadach gry rynkowej, doprowadzi da możliwości uzyskania przez OSP najniższych możliwych do osiągnięcia kosztów zapewnienia określonego poziomu usług regulacyjnych. W funkcji celu znajdują się zatem rozróżnione składniki kosztowe OSP zapewnienia poszczególnych rodzajów rezerw:

- $P_l^{RP}$ ,  $P_l^{RW}$  – rezerwa mocy wymagana do zapewnienia regulacji pierwotnej i wtórnej w SE dla roku  $l$ , wyrażone w MW,
- $k_l^{RP}$ ,  $k_l^{RW}$  – koszty zakupu regulacji pierwotnej i wtórnej w SE dla roku  $l$ , wyrażone w zł/MW/1 rok,
- $P_{tz}^{RT+}$ ,  $P_{tz}^{RT-}$  – rezerwa mocy wymagana do zapewnienia regulacji trójnej odpowiednio dla zwiększania i zmniejszania mocy przez zasób  $z$  dla przedziału czasowego  $t$ , wyrażone w MW,
- $k_{stz}^{RT+}$ ,  $k_{stz}^{RT-}$  – koszty zakupu regulacji trójnej odpowiednio dla zwiększania i zmniejszania mocy przez zasób  $z$  dla przedziału czasowego  $t$ , wyrażone w zł/MW/1 przedział czasowy  $t$ .

Rozpatrując zagadnienie optymalizacji usług systemowych pomija się ograniczenia przesyłowe (rozpatruje się stan idealnej sieci tzw. miedzianej płyty) oraz nie uwzględnia się niezbędnego rozwoju, modernizacji i odtworzenia infrastruktury sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Funkcja celu pozwalająca na:

- i. realizację optymalizacji tzw. metodą dokładną, tj. metodą uwzględniającą w zadaniu UC i rozdziale obciążeń na jednostki wytwórcze zagadnienia zapewnienia odpowiedniej regulacyjności w SE [1],
- ii. spełnienie uwarunkowań, przedstawionych w pkt. 3a–3f, ma postać przedstawioną zależnością (3)

$$\min \left\{ \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T \sum_{z=1}^Z [K_{I(e+RM)_{lz}} + K_{I(RM)_{lz}} + K_{s_{lz}} + k_{zm_{tlz}} p_{tlz} + I_{ltz} k_{u_{ltz}} + P_l^{RP} k_l^{RP} + P_l^{RW} k_l^{RW} + P_{tz}^{RT+} k_{tz}^{RT+} + P_{tz}^{RT-} k_{tz}^{RT-} + r_{tz}^+ k_{tz}^{RT+} + r_{tz}^- k_{tz}^{RT-}] \right\}. \quad (3)$$

Wymagana szybkość narastania lub zmniejszania produkcji energii w SE dla okresu od chwili czasowej  $t_1$  do chwili  $t_2$ , składająca się z sumy szybkości narastania lub zmniejszania produkcji energii elektrycznej przez poszczególne zasoby  $z$  będące dostępne operacyjnie dla OSP w przedmiotowym okresie, powinna być określona na podstawie:

- różnic zapotrzebowania netto w chwilach czasowych  $t_1$  i  $t_2$ ,

- rezerwy szybkości narastania i zmniejszania produkcji odzwierciedlającej niepewność prognozowania zapotrzebowania netto widzianą z perspektywy chwili czasowej  $t_1$  (oznaczono symbolem  $\Delta r_{ZN}$ ); wielkość  $\Delta r_{ZN}$  może być określona na podstawie obserwacji historycznych dla okresów podobnych,
- rezerwy szybkości narastania i zmniejszania produkcji odzwierciedlającej ryzyko pomniejszenia zasobów zapewniających wymaganą szybkość zmian mocy widziane z perspektywy chwili czasowej  $t_1$  (oznaczono symbolem  $\Delta r_{ZB}$ ); pomniejszenie zasobów zapewniających wymaganą szybkość zmian mocy SE można określić poprzez symulację wyłączenia awaryjnego zasobu z o największej wartości iloczynu regulacyjności oraz szybkości zmian mocy.

Przyjmując, że dla każdego okresu czasowego przejścia z chwili czasowej  $t-1$  do chwili  $t$ , musi zostać spełniony warunek posiadania w SE sumy zasobów z pozwalających na uzyskanie szybkości narastania lub zmniejszania produkcji energii powyżej wartości wymaganej. W procesie optymalizacji dla określonej wzorem (3) funkcji celu musimy uwzględnić ograniczenia, które po przekształceniach można zapisać zależnościami: (4) dla spełnienia warunku szybkości narastania produkcji i (5) dla spełnienia warunku szybkości zmniejszania produkcji:

$$\Lambda_{t_1 \rightarrow t_2} \wedge \Lambda_{PZN_{t_2} > PZN_{t_1}} \frac{\sum_{z=1}^Z r_{t_1 z}^+}{\frac{(PZN_{t_2} - PZN_{t_1})}{t_2 - t_1} + \Delta r_{ZN_{t_1}}^+ + \Delta r_{ZB_{t_1}}^+} - 1 \geq 0, \quad (4)$$

$$\Lambda_{t_1 \rightarrow t_2} \wedge \Lambda_{PZN_1 > PZN_{t_2}} \frac{\sum_{z=1}^Z r_{t_1 z}^-}{\frac{(PZN_{t_1} - PZN_{t_2})}{t_2 - t_1} + \Delta r_{ZN_{t_1}}^- + \Delta r_{ZB_{t_1}}^-} - 1 \geq 0. \quad (5)$$

Podobnie jak w przypadku wystarczalności szybkości zmian mocy w SE, wielkości mocy rezerwowane przez OSP dla usług regulacji trójnej w poszczególnych przedziałach czasowych mogą mieć różne wartości. Wielkości te będą uzależnione głównie od prognozowanego poziomu produkcji w źródłach niestabilnych i poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną. Wielkość rezerw mocy dla generacji trójnej musi uwzględniać rezerwę na błędy prognozowania  $\Delta PZN$  oraz ryzyko wystąpienia awarii zasobu dostarczającego rezerwę trójną  $\Delta PZB$ . Po przekształceniach otrzymujemy kolejne ograniczenia funkcji celu (6):

$$\Lambda_{t_1 \rightarrow t_2} \wedge \Lambda_{PZN_{t_2} > PZN_{t_1}} \frac{\sum_{z=1}^Z P_{tz}^{RT+}}{(PZN_{t_2} - PZN_{t_1}) + \Delta PZN_{t_1}^+ + \Delta PZB_{t_1}^+} - 1 \geq 0, \quad (6)$$

$$\Lambda_{t_1 \rightarrow t_2} \wedge \Lambda_{PZN_{t_1} > PZN_{t_2}} \frac{\sum_{z=1}^Z P_{tz}^{RT-}}{(PZN_{t_1} - PZN_{t_2}) + \Delta PZN_{t_1}^- + \Delta PZB_{t_1}^-} - 1 \geq 0. \quad (7)$$

Miarą wystarczalności szybkości zmian mocy SE może być np. *Insufficient Ramping Resource Expectation* (IRRE) [1], przy czym będzie on określony jako

oczekiwane prawdopodobieństwo wystąpienia stanów, dla których nie będzie wystarczającej podaży zasobów szybkości zmian mocy w SE. Wystarczająca podaż zasobów szybkości zmian mocy w SE jest określana na podstawie: przewidywanych zmian w zapotrzebowaniu netto oraz niepewności wynikających z błędów prognozowania tego zapotrzebowania oraz ryzyka awarii zasobów dostarczających szybkość zmian mocy. Jeżeli oznaczyć przez  $Ramp_{Post}^+$  i  $Ramp_{NEgt}^+$  odpowiednio spełnienie i brak spełnienia warunku określonego zależnością (4) w zakresie szybkości przyrostu mocy w SE w określonej chwili czasowej  $t$ , to wskaźnik *IRRE* można zapisać w postaci zależności (8)

$$IRRE^+ = 1 - \sum_{t=1}^T \frac{Ramp_{NEgt}^+}{Ramp_{Post}^+ + Ramp_{NEgt}^+}. \quad (8)$$

Podobną zależnością będzie określony wskaźnik *IRRE* w kierunku szybkości zmniejszania produkcji mocy w SE.

#### 4. Wnioski

1. Utrzymanie mocy osiągalnej zasobów dostarczających usługi regulacyjne w KSE (JWCD) w okresie ostatnich 13 lat na stałym poziomie ok. 25 GW, przy wzroście mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł niesterowalnych o ok. 6 GW i wzroście zapotrzebowania na moc o ok. 2 GW, powoduje znaczące powiększanie wykorzystania regulacyjności zasobów KSE. W 2015 r. występowała konieczność produkcji JWCD na poziomie 6 GW i poniżej przez około 100 godzin w roku [1].
2. Komisja Europejska nakłada rozporządzeniem [5] obowiązki otwarcia rynku usług systemowych dla mniejszych, agregowanych jednostek wytwórczych. Dodatkowo nakazuje równoważne traktowanie strony popytowej oraz usystematyzowanie mechanizmów wprowadzania, organizacji procesu zapewniania i kontroli rezerw mocy. Kładzie się nacisk na potencjalne możliwości zmniejszenia kosztów rezerw mocy poprzez wykorzystanie aktywacji i świadczenia usług systemowych za pomocą połączeń transgranicznych i współdzielenia zasobów świadczących usługi systemowe pomiędzy krajami członkowskimi.
3. Rozwój niesterowalnych odnawialnych źródeł energii powoduje zmniejszanie kosztów zmiennych produkcji energii elektrycznej, ale może również prowadzić do wzrostu kosztów zapewnienia rezerwy mocy. Koszty te będą zależały od mocy i struktury mocy instalowanej w źródłach odnawialnych niesterowalnych i zasobów regulacyjnych SE. Powyższe tworzy obszar, który powinien podlegać optymalizacji łącznej (energia plus rezerwy mocy) polegającej na określeniu zestawu zasobów  $z$ , które mogą być wykorzystane do zapewnienia odpowiedniej wystarczalności SE w obszarze dostaw energii i odpowiedniej regulacyjności.

4. Zmienność zapotrzebowania netto dla dużej saturacji SE źródłami niesterowalnymi powoduje konieczność uwzględniania w procesie optymalizacyjnym nie tylko zagadnienia wystarczalności rezerw mocy, ale również dostępnej dla usług regulacyjnych szybkości zmiany mocy w SE. Ograniczenia przestrzeni możliwych rozwiązań zagadnienia optymalizacyjnego przedstawionego w postaci funkcji celu (3) sformułowano w równaniach opisanych zależnościami (4)-(7).

## Literatura

- [1] Bogacz J.: Wpływ rozwoju rozproszonych źródeł energii na wybrane systemowe usługi regulacyjne, REE 2017, Maj 2017.
- [2] International Energy Agency: Renewables 2017. Analysis and forecast to 2022, OECD/IEA, 2017.
- [3] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, tekst obowiązujący od 1 lutego 2017 r.
- [4] Malko J.: Narastający dylemat: OZE vs elastyczność i wystarczalność generacji. „Rynek Energii”, nr 5/2013.
- [5] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej.
- [6] Raport z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego za rok 2005, źródło – strona internetowa [www.pse.pl](http://www.pse.pl) z dnia 7.03.2018 r.
- [7] Raport z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego za rok 2016, źródło – strona internetowa [www.pse.pl](http://www.pse.pl) z dnia 7.03.2018 r.

**Szymon CIURA, Henryk KOCOT**  
Politechnika Śląska w Gliwicach

## **RZECZYWISTE I OBLICZENIOWE OBCIĄŻENIA ELEMENTÓW SIECI, ZASILAJĄCYCH ODBIORCÓW BYTOWYCH, PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA**

Przy projektowaniu parametrów technicznych elementów sieci na drodze przepływu energii do odbiorców, zasilanych z sieci nN (przyłącza nN, linie nN, transformaty SN/nN, ewentualnie również linie SN) niezbędna jest znajomość przewidywanych obciążeń szczytowych tych elementów. Obciążenia te zależą zarówno od liczby zasilanych odbiorców przez każdy z ww. elementów, jak i od przewidywanych obciążeń szczytowych pojedynczych odbiorców. W przypadku odbiorców bytowych, zasilanych z sieci nN na etapie projektowania zakłada się, że są to odbiorcy jednakowi w obrębie grupy, do której można ich zakwalifikować ze względu na wyposażenie w odbiorniki o dużym poborze mocy, czyli że obciążenia szczytowe każdego z tych odbiorców w danej grupie również są jednakowe. Określa to norma [1], zakładająca 3 grupy odbiorców o mocach szczytowych odpowiednio 7 kW, 12,5 kW oraz 30 kW, powiązanych z wyposażeniem mieszkania odpowiednio w pralkę automatyczną (grupa C) i dodatkowo w kuchnię elektryczną (grupa B) oraz jeszcze w przepływowy podgrzewacz wody (grupa A) jako największe odbiorniki. Wyznaczenie obciążenia szczytowego  $P_s(N)$  danego elementu sieci, zasilającego  $N \geq 1$  odbiorców, należących do tej samej grupy, charakteryzującej się założonym na etapie projektowania obciążeniem szczytowym  $P_{s1}$  pojedynczego odbiorcy, odbywa się zgodnie ze wzorem:

$$P_s(N) = k_j(N) N P_{s1}, \quad (1)$$

przy czym  $k_j(N) \leq 1$  jest współczynnikiem jednoczesności występowania obciążeń szczytowych o założonej wartości  $P_{s1}$  dla każdego z  $N$  odbiorców z danej grupy (A, B lub C), zasilanego przez określony element sieci jw. Wartości tych współczynników dla ww. grup odbiorców, zasilanych z sieci nN podane zostały w [1] w postaci tabelarycznej dla  $1 \leq N \leq 100$ .

W opracowaniach [2, 4] wykazano, że norma [1] i zawarte w niej przepisy w zakresie wyznaczania obciążenia szczytowego przy  $N \leq 100$  pozostawiają wiele do życzenia, zwłaszcza jeśli chodzi o wartości współczynników  $k_j(N)$ , podanych w ww. normie. Centralna Komisja Norm i Przepisów Elektrycznych SEP podjęła na początku 2016 r. inicjatywę nowelizacji tej normy zgodnie z aktualnymi zasadami wiedzy technicznej [3], zaniechaną jednak wraz z upływem czasu. Zarówno w [2], jak również np. w [4, 6] przedstawiane były

„podwaliny” pod metodę wyznaczania wartości ww. współczynników, oparte na znanej w matematyce metodzie sumowania wartości losowych, skorelowanych ze sobą, za jakie można uważać wartości średnich obciążeń 15-minutowych (ewentualnie 30- i 60-minutowych) pojedynczych odbiorców bytowych, zasilanych z sieci nN. Problem w tym, że do tej pory – poza stosunkowo starą już pracą [5] – nikt nie próbował wyznaczyć wielkości ww. korelacji, określanej w matematyce współczynnikiem korelacji liniowej  $\rho$ , a wartości tej korelacji są istotne dla zaproponowanej metody wyznaczania wartości współczynników  $k_j(N)$  i w konsekwencji – do wyznaczania obciążeń szczytowych  $P_s(N)$  elementów sieci rozdzielczych, zasilających  $N$  odbiorców. Niniejsza praca ma za zadanie zweryfikowanie przyjętych założeń na podstawie analizy rzeczywistych przebiegów czasowych obciążeń odbiorców bytowych w horyzoncie 1 roku.

### 1. Opis proponowanej metody wyznaczania wartości współczynników $k_j(N)$

Dla przypomnienia, w niniejszym rozdziale omówione zostaną podstawowe założenia zaproponowanej m.in. w [2, 4, 6] metody wyznaczania wartości współczynników jednoczesności  $k_j(N)$  występowania obciążeń szczytowych  $P_{s1}$  dla jednorodnej grupy  $N$  odbiorców.

Wartości chwilowe obciążenia każdego z odbiorców, wchodzących w skład charakterystycznej grupy odbiorców, wyodrębnionej np. zgodnie z [1] można traktować jako wynik działania wielu losowych czynników. Zatem również uśrednione wartości obciążenia w kolejnych przedziałach 15, 30 lub 60 minut w ciągu całego roku, a szczególnie czasy (pory) występowania obciążenia szczytowego będą różne dla poszczególnych odbiorców, mimo że daną grupę odbiorców można traktować jako jednorodną. Można przyjąć, że moc pobierana przez pojedynczego, „modelowego” odbiorcę, będącego przedstawicielem jednorodnej grupy odbiorców, dla uproszczenia analizy – uśredniona w jednakowych przedziałach czasowych, zmienia się losowo w horyzoncie czasowym 1 roku od wartości minimalnej do wartości szczytowej  $P_{s1}$ , lecz nie jest znany czas wystąpienia tego obciążenia. Nie jest również znane sumaryczne obciążenie szczytowe  $P_s(N)$  elementu sieci, zasilającego  $N$  jednorodnych odbiorców. Dla każdego odbiorcy można wyznaczyć wartość obciążenia średniego  $P_{sr}$  w ciągu roku ze wszystkich uśrednionych – dla uproszczenia analizy – w przedziałach 60-minutowych obciążeń  $P_i$ :

$$P_{sr} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_i}{8760} \approx \frac{A_r}{8760}, \quad (2)$$

przy czym  $A_r$  jest tutaj energią czynną, pobraną w ciągu roku przez rozpatrywanego odbiorcę z danej grupy. Ponadto można wyznaczyć wartość

odchylenia standardowego  $\sigma$  dla przyjętych wg założenia obciążeń 60-minutowych względem obciążenia średniego  $P_{sr}$ :

$$\sigma = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{8760} (P_i - P_{sr})^2}}{8760} . \quad (3)$$

Obciążenie szczytowe  $P_{s1}$  można wtedy przedstawić w oczywistej postaci:

$$P_{s1} = P_{sr} + (P_{s1} - P_{sr}) = P_{sr} + P_{nad} , \quad (4)$$

w której  $P_{nad}$  oznacza nadwyżkę obciążenia ponad obciążenie  $P_{sr}$ .

Z probabilistycznego punktu widzenia nadwyżkę tę można zapisać jako:

$$P_{nad} = \beta \sigma , \quad (5)$$

gdzie  $\beta$  jest współczynnikiem liczbowym, zależnym m.in. od postaci rozkładu wartości pobieranej mocy  $P$  (dla rozkładów addytywnych zachodzi  $\beta = const$ ).

Założmy, że między czasami występowania i wartościami uśrednionego obciążenia 60-minutowego  $P$  dla odbiorców „modelowych”, zakwalifikowanych do tej samej grupy brak jest jakiegokolwiek korelacji. Wtedy wartość szczytową obciążenia 60-minutowego  $P_s(N)$  elementu sieci, zasilającego  $N$  ww. odbiorców „modelowych” – przy założeniu takiej samej wartości współczynnika  $\beta$  dla rozkładu wartości mocy  $P$  pojedynczego odbiorcy jw., jak i dla rozkładu wartości mocy, obciążającej element, który zasila  $N$  „modelowych” odbiorców – można wyznaczyć z uwzględnieniem wzoru (4) i (5) jako:

$$P_s(N) = \sum_{k=1}^N P_{srk} + \beta \sigma(N) , \quad (6)$$

Wartość odchylenia standardowego  $\sigma(N)$  wyznacza się z sumarycznej wariancji odchylen obciążenia od wartości średnich dla każdego z  $N$  odbiorców:

$$\sigma(N) = \sqrt{\sum_{k=1}^N \sigma_k^2} \approx \sqrt{N} \sigma . \quad (7)$$

Jeśli oprócz przybliżonej równości wartości  $\sigma_k \approx \sigma$  dla każdego z  $N$  odbiorców zachodzi również  $P_{srk} \approx P_{sr}$ , wyrażenie (6) upraszcza się do postaci, zawierającej wartości obciążenia  $P_{s1}$  i  $P_{sr}$ , właściwe dla „modelowego” odbiorcy:

$$P_s(N) \approx N P_{sr} + \sqrt{N} \beta \sigma . \quad (8)$$



Po uwzględnieniu wyrażenia (4) i (5) otrzymuje się:

$$P_s(N) \approx N P_{s1} \left[ \left( \frac{P_{sr}}{P_{s1}} \right) + \frac{\left( 1 - \frac{P_{sr}}{P_{s1}} \right)}{\sqrt{N}} \right]. \quad (9)$$

Zawartość nawiasu kwadratowego we wzorze (9) nosi nazwę współczynnika jednoczesności występowania obciążeń szczytowych o wartościach  $P_{s1}$  dla elementu, zasilającego  $N$  odbiorców i oznacza się go jako  $k_j(N)$ . Iloraz  $P_{sr}$  i  $P_{s1}$  zwykle oznacza się przez  $m$  i nazywa się najczęściej średnim rocznym stopniem obciążenia dla rozpatrywanego odbiorcy:

$$m = \frac{P_{sr}}{P_{s1}} = \frac{T_s}{8760} = \frac{A_r}{8760 P_{s1}}, \quad (10)$$

przy czym  $T_s$  jest zastępczym rocznym czasem użytkowania mocy szczytowej  $P_{s1}$  dla pojedynczego odbiorcy z danej grupy.

Wtedy wartości współczynników  $k_j(N)$  na poziomie dowolnego elementu sieci, zasilającego  $N$  odbiorców jednego rodzaju, można wyznaczyć wg wzoru:

$$k_j(N) = m + \frac{1-m}{\sqrt{N}}. \quad (11)$$

Warto zauważyć, że dla dużej liczby  $N$  odbiorców wartości współczynników  $k_j(N)$  wyznaczone wg wzoru (11) dążyć będą do  $m$ , zaś wartość obciążenia szczytowego  $P_s(N)$  wyliczona wg wzoru (8) będzie bardzo bliska sumy wartości średnich obciążenia wszystkich  $N$  odbiorców, czyli  $P_s(N) \approx N P_{s1, sr}$ , a to oznacza „wypłaszczenie” czasowych przebiegów obciążenia. W rzeczywistości w przebiegach dobowych, miesięcznych i rocznych obciążenia, pochodzących od dużych pod względem liczebności jednorodnych grup odbiorców, wyraźnie jest widoczna różnica między okresami wysokiego i niskiego obciążenia. Oznacza to, że obciążenia odbiorców charakteryzują się wspomnianą już wyżej korelacją (współbieżnością czasową obciążenia), w dodatku – o wartości dodatniej. Z praktycznego punktu widzenia wystarczy znajomość średniego poziomu tej korelacji, występującej między obciążeniami poszczególnych par odbiorców, stanowiących grupę o liczebności  $N$ . Jeśli przez  $\rho_{sr}$  oznaczyć średnią wartość współczynnika ww. korelacji, to wyrażenie (11) można zapisać jako:

$$k_j(N) = m + \frac{1-m}{\sqrt{N}} \sqrt{1 + \rho_{sr}(N-1)}. \quad (12)$$

Oznacza to, że szczytowe obciążenie danego elementu sieci jest przy  $\rho_{sr} > 0$  większe, niż to wynika z określonych zasad matematyki, dotyczących sumowania wartości *stricte* losowych. Należy tu jeszcze dodać, że dla dużych wartości  $N$  wyrażenie (11) przyjmie postać wyraźniej zależną od  $\rho_{sr}$ :

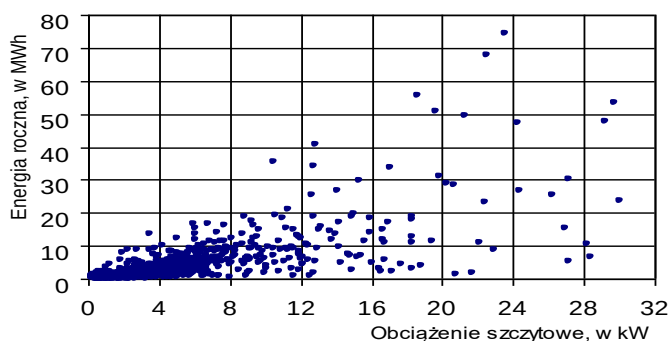
$$k_j(N) \approx m + (1-m)\sqrt{\rho_{sr}}. \quad (12a)$$

Wtedy obciążenie  $P_s(N)$  wyznacza się wg wzoru (1) lub (9) z wartością współczynnika  $k_j(N)$  wyznaczanego wg wzoru (12) lub (12a).

Dla średnich obciążeń 15- oraz 30-minutowych wartości ze wzorów (1) i (2) wyznacza się w identyczny sposób, lecz z sumowaniem odpowiednio  $4 \times 8760$  oraz  $2 \times 8760$  wartości odpowiednich obciążeń, występujących w ww. wzorach.

## 2. Wyniki obliczeń charakterystycznych parametrów obciążeń i ich ocena

Jak już wyżej podano, wyznaczenie istotnych dla zaproponowanej metody wartości  $\rho_{sr}$  jest możliwe jedynie na podstawie analizy przebiegów czasowych wielu odbiorców w długim horyzoncie czasowym. W referacie [6] podjęto próbę analizy pod tym kątem zestawu średnich obciążeń 15-minutowych dla 1600 odbiorców, zasilanych z sieci nN pewnego OSD. Na rys. 1 przedstawiona została zależność  $A_r = f(P_{s1})$  dla wszystkich ww. odbiorców.



Rys. 1. Zależność energii rocznej od mocy szczytowej (wg [6]) dla wszystkich rozpatrywanych odbiorców przy czasie uśredniania obciążeń, równym 15 min.

Nawet bez dokładniejszej analizy uzyskanych wyników można z rys. 1 wywnioskować, że analizowana grupa odbiorców nie spełniała ściśle założeń, określonych w rozdz. 2. Przede wszystkim grupa ta charakteryzowała się znacznym rozrzutem zarówno zarejestrowanych wartości mocy szczytowych  $P_{s1}$ , jak i pobranych energii  $A_r$  przez poszczególnych odbiorców w ciągu roku. Jedną z przyczyn tego stanu może być to, że „obróbce” poddano tzw. surowe dane, dotyczące obciążeń odbiorców, o których nic więcej nie wiadomo oprócz tego, że zasilani są oni z sieci nN. W takiej sytuacji jest duże prawdopodo-

bieństwo, że nie były to tylko gospodarstwa domowe (lokale mieszkalne), lecz również inni odbiorcy, zasilani z tej sieci. Jednakże bez pełnego dostępu do danych źródłowych i ich analizy na obecnym etapie są bardzo ograniczone możliwości wyodrębnienia z ww. danych tylko grupy gospodarstw domowych.

Drugą przyczyną może być również to, że poszczególni odbiorcy, nawet *stricte* z grupy gospodarstw domowych, w rzeczywistości zużywać mogą bardzo różne ilości energii  $A_r$  w ciągu roku, a ich obciążenia szczytowe  $P_{s1}$  i stopnie obciążenia  $m$  – mimo być może podobnego zestawu odbiorników energii u każdego z nich – również mogą być mocno zróżnicowane.

W tabeli 1 przedstawiono na podstawie [6] charakterystyczne parametry, właściwe dla utworzonych zgodnie z [1] trzech grup odbiorców, potwierdzające w określony sposób powyższą tezę.

Tabela 1

Charakterystyczne parametry obciążeń 15-min. odbiorców, zasilanych z sieci nN (wg [6])

| $P_{s1}$ wg [1]                  | 0,1÷7 kW (C) | 7÷12,5 kW (B) | 12,5÷30 kW (A) |
|----------------------------------|--------------|---------------|----------------|
| Liczba odb.                      | 1413         | 117           | 70             |
| $P_{s1, \text{sr}}$ , kW         | 3,41         | 9,21          | 18,39          |
| $P_{s1, \text{min}}$ , kW        | 0,18         | 7,01          | 12,52          |
| $P_{s1, \text{max}}$ , kW        | 6,98         | 12,48         | 30,00          |
| $A_{r, \text{sr}}$ , kWh         | 2207,2       | 8116,6        | 18852,6        |
| $A_{r, \text{min}}$ , kWh        | 53,1         | 413,4         | 930,9          |
| $A_{r, \text{max}}$ , kWh        | 16658,0      | 35199,4       | 74433,3        |
| $T_{s, \text{sr}}$ , h/a wg (10) | 647,3        | 881,3         | 1025,0         |
| $T_{s, \text{min}}$ , h/a        | 41,7         | 51,7          | 55,7           |
| $T_{s, \text{max}}$ , h/a        | 3857,4       | 3353,6        | 3164,7         |

Mimo uzasadnionych wątpliwości, dotyczących danych wejściowych, a raczej – jednorodności odbiorców, których ww. dane dotyczą, wyznaczono wartości współczynników korelacji  $\rho_{x,y}$  między obciążeniami wszystkich par odbiorców, oznaczonych umownie przez  $x$  oraz  $y$ , zakwalifikowanych do grupy A, B i C wg [1] oraz średnich wartości  $\rho_{\text{sr}}$  ww. współczynników, dotyczących danej grupy odbiorców. Kolejnym krokiem było wyznaczenie współczynników  $k_j(N)$  oraz obciążeń szczytowych  $P_s(N)_{\text{obl}}$  zgodnie z metodą przedstawioną w rozdz. 2 przy założeniu, że  $P_{s1} = P_{s1, \text{sr}}$  oraz  $A_r = A_{r, \text{sr}}$  i ich porównanie z obciążeniami  $P_s(N)_{\text{norm}}$ , wyznaczonymi zgodnie z [1] przy  $P_{s1} = P_{s1, \text{sr}}$ , a także z  $P_s(N)_{\text{zm}}$ , pochodzącymi z zarejestrowanych pomiarów obciążenia. Wyniki tych obliczeń wraz z niektórymi wartościami „wejściowymi” zawiera tabela 2.

Tabela 2

Charakterystyczne parametry obciążeń 15-min. odbiorców, zasilanych z sieci nN (wg [6])

| Podział odb.<br>wg mocy $P_{s1}$ | $N$  | $m$   | $\rho_{sr}$ | $k_j(N)_{obl}$ | $P_s(N)_{obl}$<br>kW | $P_s(N)_{norm}$<br>kW | $P_s(N)_{zm}$<br>kW |
|----------------------------------|------|-------|-------------|----------------|----------------------|-----------------------|---------------------|
| 0,1÷7 kW (C)                     | 1413 | 0,074 | 0,0349      | 0,2486         | 1197,8               | 660,1                 | 712,6               |
| 7÷12,5 kW (B)                    | 117  | 0,101 | 0,1323      | 0,4368         | 470,8                | 92,7                  | 367,1               |
| 12,5÷30 kW (A)                   | 70   | 0,117 | 0,0744      | 0,3784         | 487,2                | 115,9                 | 431,9               |

Z tabeli 2 wynika generalnie, że wartości  $P_s(N)_{obl}$  dla każdej grupy odbiorców są wyższe od  $P_s(N)_{zm}$  aż do ok. 68% dla grupy C, natomiast wartości  $P_s(N)_{norm}$  są jeszcze niższe w porównaniu z  $P_s(N)_{zm}$ , aż prawie 4-krotnie dla odbiorców z grupy A i B. Przy tak dużej rozbieżności między teorią a praktyką w następnym kroku z grupy C, charakteryzującej się najmniejszymi różnicami ww. trzech wartości mocy  $P_s(N)$ , wyodrębniono podgrupę, która w przybliżeniu spełniać miała określone założenia co do jednorodności odbiorców.

### 3. Analiza jednorodnej grupy odbiorców

Dla wyodrębnienia podgrupy w założeniu jednorodnych odbiorców, przyjęto, że odbiorcy ci powinni się charakteryzować:

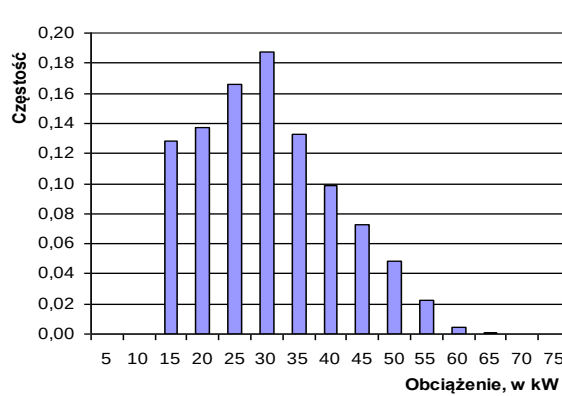
- zarejestrowaną mocą szczytową  $P_{s1}$  każdego z odbiorców:  $P_{s1,i} \in (4, 5)$  kW,
- zastępczym rocznym czasem  $T_s$  użytkowania mocy  $P_{s1,i}$ :  $T_{s,i} \in (400, 800)$  h/a,
- stosunkiem mediany do wartości średniej obciążenia dla każdego z odbiorców:  $\frac{Me(P_i)}{P_{sr,i}} > 0,5$  (w celu uzyskania rozkładu z asymetrią

dotadnią, lecz najbardziej zbliżonego do rozkładu symetrycznego).

Przy powyższych założeniach wyodrębniono grupę 93 odbiorców, z histogramem ich obciążenia, przedstawionym na rys. 2.

Dla ww. odbiorców uzyskano wartości  $P_{s1,sr} = 4,41$  kW,  $T_{s,sr} = 593,5$  h/a ( $m = 0,0677$ ),  $\rho_{sr} = 0,0098$  oraz  $k_j(93) = 0,201$  i  $P_{s,obl}(93) = 82,51$  kW. Największe zarejestrowane obciążenie 15-minutowe, wyznaczone spośród 35040 zsumowanych wartości obciążeń dla wszystkich rozpatrywanych odbiorców, wynosiło natomiast  $P_{s,zm}(93) = 70,66$  kW, zaś obciążenie

wyznaczone wg [1] było tylko równe  $P_{s, \text{norm}}(93) = 59,06 \text{ kW}$  (przy wartości  $k_j(93) \approx 0,144$ ).



Rys. 2. Histogram obciążeń dla wyodrębnionej grupy 93 odbiorców jednorodnych

W tym przypadku wyniki są jakościowo podobne, jak dla  $N = 1413$  odbiorców z grupy C (tabela 2), choć różnice poszczególne wartości obciążenia  $P_s$  są w tym przypadku procentowo mniejsze, niż tych samych wartości w tabeli 2.

Dla zweryfikowania nasuwającej się tezy, że przy mniej licznych grupach odbiorców procentowa różnica wartości  $P_{s, \text{obl}}$  oraz  $P_{s, \text{zm}}$  będzie maleć, grupę powyższych 93 odbiorców podzielono losowo na 3 podgrupy o liczbie 23 odbiorców oraz jedną podgrupę o liczbie 24 odbiorców. W tabeli 3 zestawione zostały charakterystyczne dane dla tych podgrup odbiorców oraz wyznaczone dla nich obciążenia szczytowe  $P_{s, \text{obl}}$  oraz  $P_{s, \text{zm}}$ .

Tabela 3

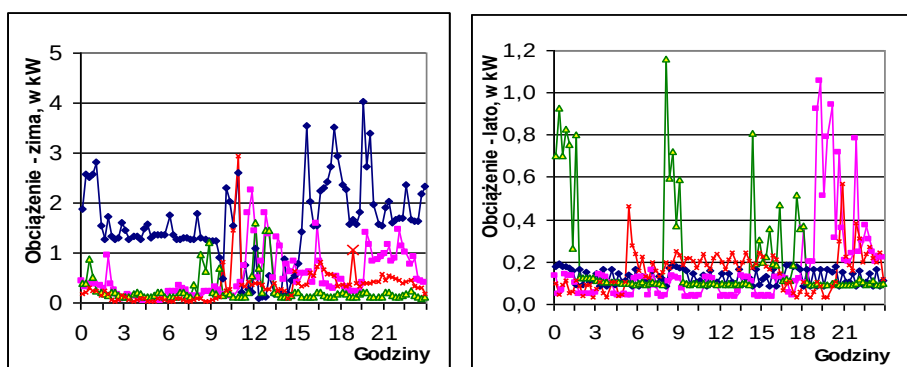
Charakterystyczne parametry obciążeń dla 4 grup odbiorców jednorodnych

| Liczba odb.<br>w grupie | $m$    | $P_{s1, \text{sr}}$<br>kW | $\rho_{sr}$ | $k_j(N)_{\text{obl}}$ | $P_{s, \text{obl}}$<br>kW | $P_{s, \text{zm}}$<br>kW |
|-------------------------|--------|---------------------------|-------------|-----------------------|---------------------------|--------------------------|
| 23                      | 0,0681 | 4,39                      | 0,0200      | 0,3012                | 30,39                     | 23,02                    |
| 23                      | 0,0645 | 4,43                      | 0,0110      | 0,2819                | 28,72                     | 22,98                    |
| 23                      | 0,0694 | 4,42                      | -0,0095     | 0,2420                | 24,59                     | 20,99                    |
| 24                      | 0,0690 | 4,42                      | 0,0510      | 0,3492                | 37,00                     | 21,71                    |

W tym przypadku również uzyskano wyższe wartości obciążenia szczytowego, obliczonego wg metody zaprezentowanej w rozdz. 2 w porównaniu do wartości maksymalnego obciążenia, zmierzonego w poszczególnych podgrupach. Względna różnica dla podgrupy z 24 odbiorcami jest nawet wyższa (70,4%), niż dla całej grupy C z tabeli 2 (68,1%), a tylko w 3. wg kolejności podgrupie różnica ta (17,2%) jest porównywalna z analogiczną różnicą ww. obciążeń dla grupy 93 odbiorców (16,8%). Należy tu zwrócić uwagę na ujemną wartość współczynnika korelacji  $\rho_{sr}$  w tej pod-

grupie, zmniejszającej obciążenie  $P_{s,obl}$  w porównaniu z pozostałymi podgrupami. Skoro podgrupa ta stanowiła część analizowanej grupy z 93 odbiorcami, spowodowała ona dość znaczne zmniejszenie współczynnika  $\rho_{sr}(93) = 0,0098$  w porównaniu z wartościami  $\rho_{sr}$  dla pozostałych podgrup z tabeli 3, ale prawdopodobnie nie miała ona zbyt dużego wpływu na wartość  $\rho_{sr}(1413) = 0,0349$  dla grupy C z tabeli 2.

Pozostaje do wyjaśnienia, skąd się wzięła ujemna wartość współczynnika korelacji  $\rho_{sr}$  dla ww. podgrupy odbiorców. Otóż może to wyjaśnić rys. 3, na którym przedstawione zostały przebiegi czasowe obciążenia dla wybranej jednej tylko doby z okresu zimowego oraz jednej doby z okresu letniego dla 4 wybranych, podobnych do siebie odbiorców z podgrupy 3 (tabela 3).



Rys. 3. Przykładowe przebiegi dobowe obciążenia 4 odbiorców, charakteryzujących się ujemną wartością współczynników korelacji  $\rho_{x,y}$  między ich obciążeniami

Na rys. 3 dla obciążenia zimowego można zaobserwować okresy stosunkowo dużego poboru mocy (prawdopodobnie na dogrzewanie mieszkania) przez jednego z odbiorców w okresie nocnym, kiedy obciążenie pozostałych odbiorców jest bardzo małe, a dla okresu letniego – stosunkowo dużą moc pobierało dwu innych odbiorców, kiedy pozostali pobierali małą moc. To całkiem naturalne zachowanie pojedynczych odbiorców potwierdza możliwość wystąpienia ujemnych wartości  $\rho_{sr}$  między analizowanymi obciążeniami niezbyt licznych grup odbiorców, praktyczne takich samych pod względem ich mierzalnych parametrów. Jednakże na etapie projektowania sieci uwzględnia się najmniej korzystne zachowanie się odbiorców, kiedy  $\rho_{sr} > 0$  i wartość ta może być w miarę wiarygodnie wyznaczona dla dużej populacji podobnych do siebie odbiorców.

#### 4. Podsumowanie

Przeprowadzona analiza obciążeń 15-minutowych w ciągu jednego roku dla dużej grupy odbiorców zasilanych z sieci nN wykazała dość istotne różnice

między założeniami, przyjętymi w teorii a rzeczywistymi zachowaniami odbiorców. Przede wszystkim średnia wartość mocy szczytowej 15-minutowej analizowanej, najliczniejszej grupy C odbiorców (tabela 1) była o ponad 50% niższa, niż zakładana wg [1] obliczeniowa moc szczytowa pojedynczych odbiorców z tej grupy. Jest to zjawisko bardzo korzystne z punktu widzenia wystarczalności krajowego systemu elektrycznego, rozumianego jako zapewnienie określonej przepustowości mocowej elementów sieci nN. Z drugiej strony zaobserwowane zachowanie odbiorców odbiegające od „modelowego” znacznie utrudnia projektowanie parametrów technicznych ww. elementów.

Zaproponowana metoda wyznaczania obciążenia szczytowego elementów sieci, zasilających  $N > 1$  odbiorców nie dała oczekiwanych wyników w postaci zbieżnych wartości obciążenia wyznaczonego wg tej metody z obciążeniem zmierzonym, czyli wyznaczonym poprzez zsumowanie wartości pobieranych średnich mocy 15-minutowych przez każdego z odbiorców: praktycznie w każdym przypadku obciążenie zmierzone było istotnie mniejsze od obciążenia wyznaczonego analitycznie. Prawdopodobna przyczyna tego zjawiska wiąże się z dużą lewostronną (dodatnią) asymetrią histogramów obciążenia pojedynczych odbiorców, zmniejszającą się wraz ze wzrostem liczby  $N$  tych odbiorców. Z tego powodu nie jest utrzymana stała wartość współczynnika  $\beta$  (wzór (7)) wraz ze zmianą  $N$ . Będzie to przedmiotem dalszych badań w tym zakresie.

Przeprowadzone badania wykazały ponadto niezbicie, że wartości  $P_s$  wyznaczone wg [1] są znacznie niższe, niż wartości zmierzone tych mocy.

## Literatura

- [1] N SEP-E-002 Wytyczne. Komentarz: Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych. SEP-COSiW, Warszawa 2003.
- [2] Ciura Sz., Kubek P.: Wyznaczanie obciążeń maksymalnych w sieciach nN – teoria i praktyka. W: Rynek energii Elektrycznej. Rozwój i funkcjonowanie rynków energii. Politechnika Lubelska, s. Monografie. Lublin 2016.
- [3] Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych. Biuletyn SEP INPE, nr 196-197 (Rok XXII), SEP-COSiW Bełchatów, styczeń-luty 2016 r.
- [4] Ciura Sz.: Wyznaczanie obciążenia szczytowego elementów sieci rozdzielczych zasilających budynki mieszkalne. Biuletyn SEP INPE, nr 196–197 (Rok XXII). SEP-COSiW Bełchatów, styczeń–luty 2016 r.
- [5] Siwy E.: Wielokryterialna ocena zamkniętych sieci miejskich. Praca doktorska. Politechnika Śląska, Gliwice 1997.
- [6] Ciura Sz., Kocot H.: Estymacja parametrów obciążeń poszczególnych Elementów sieci, zasilających odbiorców bytowych, przyłączonych do sieci niskiego napięcia. W: Materiały konferencji „Szacowanie i prognozowanie obciążeń w sieciach elektroenergetycznych”, Wisła, 5–6 grudnia 2017.

**Mariusz KŁOS, Józef PASKA, Łukasz ROSŁANIEC,  
Magdalena BŁĘDZIŃSKA, Rafał BIELAS,  
Krzysztof ZAGRAJEK, Konrad WRÓBLEWSKI**  
Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej,  
Politechnika Warszawska

## **MOŻLIWOŚCI ROZWOJU FLOTY SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH W POLSCE A STAN OBECNY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

Dzięki rozwojowi technologii obecność pojazdów elektrycznych (EV) na drogach nie jest już zagadnieniem czysto teoretycznym. Również w Polsce samochody elektryczne są już widoczne na ulicach, a stacje służące do ich ładowania (EVCS) są coraz częściej instalowane w pobliżu nowo powstających budynków i osiedli mieszkaniowych. Pojazd elektryczny przestaje być postrzegany jako nowinka techniczna. Obserwując globalny rynek elektromobilności w ujęciu technicznym i formalno-prawnym, można zaobserwować wyraźny trend, zgodnie z którym rozwój elektromobilności w najbliższej dekadzie będzie przebiegał bardzo dynamicznie [1, 2]. W związku z tym, że sektor pojazdów elektrycznych oraz stacji ładowania znajduje się dopiero w początkowym etapie rozwoju, jest on atrakcyjny dla potencjalnych inwestorów. W Polsce proces modernizacji i rozwoju sektora transportu samochodowego, który ma być oparty o pojazdy elektryczne również przyspieszył [4]. W tak dynamicznej sytuacji jest konieczne opracowanie oraz konsekwentna realizacja długofalowej strategii modernizacji i rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE), który jest kluczowy dla krajowej gospodarki w ogólności i zaważy na tempie wprowadzania floty pojazdów elektrycznych w Polsce. Podstawą planów modernizacji KSE, powinna być szczegółowa analiza wystarczalności technicznej wszystkich jego podsystemów: wytwórczego, przesyłowego, i dystrybucyjnego, na podstawie której będzie można ocenić potencjalny wpływ pracy infrastruktury EVCS na KSE. W niniejszej publikacji przedstawiono przykład takiej analizy dla podsektora dystrybucyjnego, najbardziej narażonego na potencjalne, negatywne interakcje z przyszłą, rozległą infrastrukturą EVCS [6-8].



## 1. Założenia definiujące analizowany obszar

Kluczowym działaniem przy budowie modelu sieci dystrybucyjnej jest techniczno-społeczne zdefiniowanie obszaru reprezentatywnego, na którym analizowano pracę systemu elektroenergetycznego. Do badań przyjęto obszar gminy o populacji liczącej 40 tysięcy osób. Założono, że gmina jest zlokalizowana w województwie mazowieckim, nieopodal dużej aglomeracji miejskiej. Powyższe założenie jest istotne w celu scharakteryzowania stylu życia mieszkańców, co zostało przełożone na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej, jak również zaprojektowanej i rozlokowanej infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych. Ze względu na identyfikację lokalnych odbiorców energii elektrycznej, obszar gminy został podzielony na następujące strefy: mieszkalna, przemysłowa, centrum miasta, centrum handlowe, podmiejskie strefy mieszkalne. Wyróżniono także dwie strefy specjalne: Główny Punkt Zasilania (GPZ) oraz Centrum Spedycyjne powstałe w późniejszej fazie rozwoju elektromobilności na analizowanym obszarze. Ponadto wyróżniono punkty pracy analizowanej sieci, odpowiadające różnym porom dnia, które przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Charakterystyczne punkty pracy sieci [6–7]

| Pora dnia  | Opis                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| DP Praca   | Stan funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w dni powszednie, w trakcie typowych godzin pracy (godz. 9:00–17:00). Charakteryzuje się zwiększonym poborem mocy przez odbiorców biurowych, przemysłowych, na stacjach benzynowych i w szkołach oraz mniejszym poborem mocy większości odbiorców mieszkalnych.                                                  |
| DP Wolne   | Stan funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w dni powszednie, w godzinach szczytu porannego (godz. 6:00–9:00) oraz popołudniowego (godz. 17:00–22:00). Charakteryzuje się zwiększonym poborem mocy przez odbiorców mieszkalnych i ośrodek sportowy, w centrach handlowych oraz zmniejszonym poborem mocy w szkołach, biurach i wśród odbiorców przemysłowych |
| DP Noc     | Stan funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w dni powszednie, w godzinach nocnych (godz. 22:00–6:00). Największy pobór mocy występuje wtedy wśród dużych odbiorców przemysłowych, na dworcach autobusowych oraz w wybranych lokalizacjach w centrum. Występuje wtedy najniższe zapotrzebowanie odbiorców mieszkalnych.                                       |
| SbNd Noc   | Stan funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w weekendy, w godzinach nocnych (godz. 21:00–6:00). Największy pobór mocy występuje na dworcach autobusowych oraz w wybranych lokalizacjach w centrum. Występuje wtedy najniższe zapotrzebowanie odbiorców mieszkalnych i przemysłowych.                                                                         |
| SbNd Dzień | Stan funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w weekendy, w godzinach dziennych (godz. 6:00–21:00). Założono, że zwiększony pobór mocy występuje w sklepach i centrach handlowych, na stacjach benzynowych oraz w ośrodku sportowym, a także wśród większości odbiorców mieszkalnych. Zmniejsza się zapotrzebowanie większości zakładów przemysłowych.         |

Tabela 1 cd.

| Pora dnia | Opis                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| X         | Scenariusz przedstawia działanie systemu elektroenergetycznego w skrajnie niekorzystnych warunkach – w trakcie dnia powszedniego, w okresie szczytu popołudniowego (godz. 17:00–19:00), przy wysokich temperaturach powietrza (powyżej 25 °C), zwiększonym zapotrzebowaniu odbiorców mieszkalnych związanym z pracą klimatyzatorów oraz zwiększoną produkcją w zakładach przemysłowych. |

Przyjęto również, że w gminie nie funkcjonuje publiczna komunikacja zbiorowa. Gmina posiada dobre połączenie kolejowe z dużą aglomeracją miejską. W okolicach dworca kolejowego i autobusowego znajduje się parking typu Parkuj i Jedź (P&R). Gmina znajduje się na skrzyżowaniu dwóch drogowych szlaków tranzytowych, przez co w ciągu dnia, w godzinach szczytu, występuje duże natężenie ruchu samochodowego prowadzące do zatorów w mieście oraz na drogach wylotowych.

## 2. Scenariusze rozwoju elektromobilności na analizowanym obszarze

Na potrzeby opracowania przygotowano trzy scenariusze rozwoju elektromobilności – scenariusz zachowawczy, scenariusz umiarkowany i scenariusz agresywny [1-7]. Każdy ze scenariuszy badano w trzech horyzontach czasowych – rok 2020, 2025 i 2030. Łączna liczba pojazdów elektrycznych na terenie gminy została określona na podstawie danych opracowanych przez Instytut Ochrony Środowiska w ramach realizacji projektu „Efektywność energetyczna przez rozwój elektromobilności w Polsce”. Analizując poszczególne scenariusze przyjęto jako punkt startowy stan obecny (rok 2017) z zerową liczbą pojazdów elektrycznych na terenie gminy. Należy zauważyć, że teoretyczne oszacowanie liczby punktów ładowania EVCS, bazujące wyłącznie na łącznej liczbie pojazdów, nie jest wystarczająco dokładne oraz nie oddaje charakteru i sposobu ładowania różnego typu pojazdów elektrycznych. Do zobrazowania różnic pojazdy podzielono na trzy segmenty: samochody osobowe, autobusy, pojazdy spedycyjne [3]. Szczegółowy podział przedstawiono w tabeli 2. Trendy rozwoju elektromobilności przedstawiono na rysunku 1, na którym krzywe są wyznaczone przez trzy punkty czasowe.

Badane scenariusze scharakteryzowano w sposób następujący:

- Scenariusz Zachowawczy – scenariusz rozwoju, w którym nie przygotowano zachęt do kupna i korzystania z EV, w związku z czym infrastruktura EVCS była rozwijana z powodu oczekiwań mieszkańców, którzy zdecydowali się na kupno EV, wobec władz lokalnych. Na terenie gminy od roku 2020 funkcjonują elektryczne autobusy transportu publicznego.
- Scenariusz Umiarkowany – przygotowano w nim zachęty mające nakłonić część mieszkańców do kupna EV. Wraz ze zwiększającą się

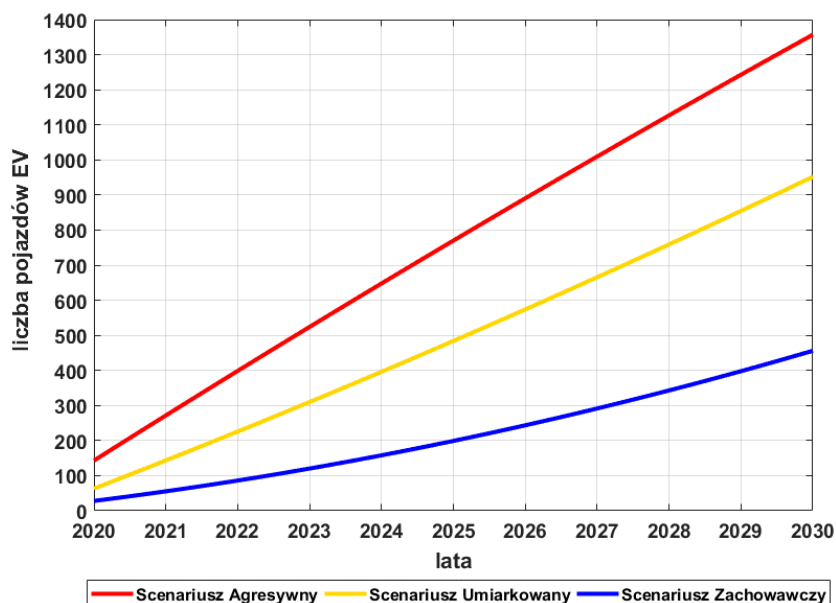
liczbą EV, w związku z oczekiwaniami mieszkańców, na obszarze gminy powstają kolejne punkty ładowania, umożliwiające wygodniejsze korzystanie z EV. Na obszarze gminy jest rozwijany transport publiczny oparty na autobusach elektrycznych.

- Scenariusz Agresywny – scenariusz zakładający aktywny udział władz krajowych i lokalnych oraz OSD i producentów EV i EVCS w promowaniu elektromobilności. Przygotowane zostały zachęty do kupna – ekonomiczne oraz w postaci przywilejów dla korzystających z EV. Infrastruktura EVCS jest dynamicznie rozwijana od początku procesu, tak by swoją dostępnością i przyjaznością zachęcała mieszkańców do korzystania z EV. Przeprowadzone zostały skuteczne kampanie informacyjne oraz akcje promujące korzystanie z elektromobilności. Transport publiczny na obszarze gminy został w całości oparty na pojazdach elektrycznych.

Tabela 2

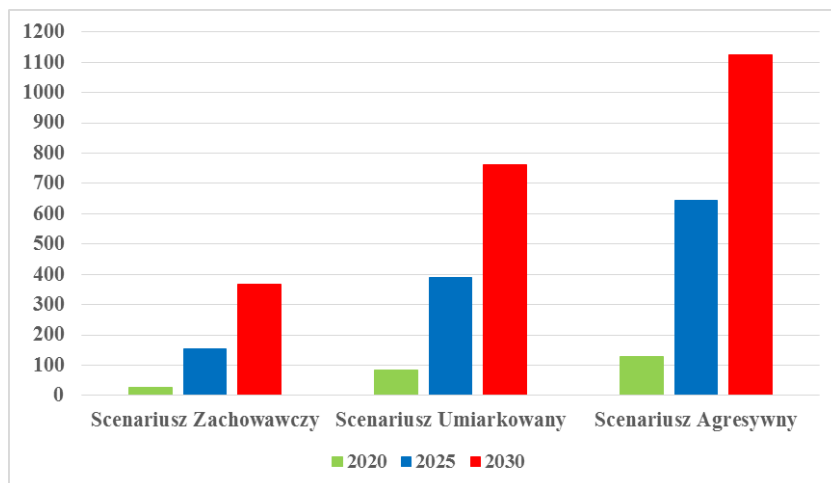
Zestawienie liczbowe pojazdów elektrycznych w analizowanych scenariuszach

| Nazwa scenariusza      | Typ pojazdu       | lata |      |      |
|------------------------|-------------------|------|------|------|
|                        |                   | 2020 | 2025 | 2030 |
| Scenariusz Zachowawczy | Samochody osobowe | 17   | 129  | 350  |
|                        | Autobusy          | 10   | 30   | 40   |
|                        | Pojazdy ciężarowe | 1    | 40   | 66   |
|                        | SUMA              | 28   | 199  | 456  |
| Scenariusz Umiarkowany | Samochody osobowe | 53   | 410  | 800  |
|                        | Autobusy          | 8    | 25   | 40   |
|                        | Pojazdy ciężarowe | 2    | 49   | 112  |
|                        | SUMA              | 63   | 484  | 952  |
| Scenariusz Agresywny   | Samochody osobowe | 136  | 693  | 1150 |
|                        | Autobusy          | 5    | 20   | 45   |
|                        | Pojazdy ciężarowe | 2    | 57   | 162  |
|                        | SUMA              | 143  | 770  | 1357 |



Rys. 1. Krzywe rozwoju elektromobilności w analizowanej gminie w latach 2020–2030 [6]

Do zdefiniowania przybliżonej liczby punktów ładowania konieczne było wyznaczenie potencjalnej, maksymalnej liczby ładujących się pojazdów dla danego scenariusza. Te wielkości zostały określone szacunkowo, na podstawie analizy trybu życia mieszkańców i zdefiniowania profilu potencjalnych użytkowników EV. Łączną liczbę punktów ładowania w poszczególnych scenariuszach i latach przedstawiono na rysunku 2 [6].



Rys. 2. Liczba ładowarek do współpracy z zakładaną liczbą pojazdów elektrycznych dla wszystkich scenariuszy

Typ stacji EVCS w danym miejscu został dobrany tak, by odpowiadał potrzebom ładowanych pojazdów oraz oczekiwaniom użytkowników (np. na stacjach paliw zostały umieszczone urządzenia umożliwiające szybkie ładowanie samochodów osobowych oraz stacje dostosowane do ładowania elektrycznych pojazdów ciężarowych). Rodzaje zamodelowanych stacji ładowania zestawiono w tabeli 3 [6, 8].

Tabela 3

Charakterystyka analizowanych stacji ładowania

| Rodzaj stacji ładowania | Moc, kW | Opis                                                                                      |
|-------------------------|---------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| LV1                     | 3       | Ładowarka małej mocy, umożliwiająca ładowanie z gniazdka jednofazowego 230 V (prąd 16 A). |
|                         | 7       | Ładowarka małej mocy, umożliwiająca ładowanie z gniazdka jednofazowego 230 V (prąd 32 A). |
| LV2                     | 11      | Mała stacja wolnostojąca zasilana z obwodu trójfazowego 400 V (prąd 16 A).                |
|                         | 22      | Mała stacja wolnostojąca zasilana z obwodu trójfazowego 400 V (prąd 32 A).                |
| FDC                     | 42      | Wolnostojąca stacja szybkiego ładowania prądem stałym lub przemiennym.                    |
|                         | 93      |                                                                                           |
| XFDC                    | 135     | Ładowarka dużej mocy umożliwiająca szybkie ładowanie samochodów osobowych.                |
| BFDC                    | 20      | Stacjonarne ładowarki przeznaczone do ładowania autobusów oraz pojazdów ciężarowych.      |
|                         | 40      |                                                                                           |
|                         | 60      |                                                                                           |
|                         | 80      |                                                                                           |
|                         | 200     |                                                                                           |
| BUFDC                   | >300    | Pantografowy punkt szybkiego ładowania autobusów.                                         |

### 3. Sieć dystrybucyjna – model i metodyka prowadzenia analiz wystarczalności technicznej

Model sieci dystrybucyjnej został przygotowany na podstawie analizy typowych struktur i topologii funkcjonujących obecnie w Polsce. Przy budowaniu modelu sieci dystrybucyjnej przyjęto, że obszar analizy w całości jest pokryty siecią średniego napięcia. Zamodelowana sieć dystrybucyjna jest zbudowana w układzie promieniowym. Gmina jest zasilana z jednego GPZ-u, w którym znajdują się dwa transformatory o mocy 40 MVA. Na zurbanizowanym terenie gminy połączenia między węzłami sieci są wykonane za pomocą linii kablowych, zaś na terenach wiejskich liniami napowietrznymi. Założono również, że rozbudowa sieci elektroenergetycznej na obszarze analizowanej gminy była prowadzona wraz ze wzrastającymi potrzebami wynikającymi z rozwoju gminy, w ramach prowadzenia procesu elektryfikacji, poprzez dołączanie nowych linii SN i nN oraz transformatorów rozdzielczych bez

uwzględnienia elektromobilności (w ramach procesu elektryfikacji nie przeprowadzano pełnej modernizacji struktury sieci). Na potrzeby opracowania zdefiniowano strefy funkcjonowania odbiorcy końcowego przedstawione w tabeli 4 [6-8].

Tabela 4

Strefy funkcjonowania odbiorcy końcowego

| Typ strefy                    | Odbiorcy energii elektrycznej                                                                                   |
|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Centrum Handlowe              | sklepy, galeria handlowa, kina                                                                                  |
| Centrum Miasta                | biura, osiedla mieszkaniowe, szkoła, zakłady przemysłowe                                                        |
| Centrum Spedycyjne            | magazyny, biura                                                                                                 |
| Główny Punkt Zasilający (GPZ) | stacja elektroenergetyczna łącząca gminną sieć dystrybucyjną 15 kV z KSE na poziomie 110 kV                     |
| Miejska Strefa Mieszkalna     | osiedla mieszkaniowe, szkoły, sklepy, stacje benzynowe, zakłady przemysłowe, pętla autobusowa, dworzec kolejowy |
| Podmiejska Strefa Mieszkalna  | osiedla domków jednorodzinnych, stacja benzynowa, pętla autobusowa, jeden zakład przemysłowy                    |
| Strefa Przemysłowa            | zakłady przemysłowe, sklepy, hotel, pojedyncze budynki mieszkalne                                               |

Przeprowadzone analizy były ukierunkowane na zdiagnozowanie potencjalnych zmian i zaistnienia zjawisk w następujących obszarach technicznych funkcjonowania sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zakładanej w poszczególnych scenariuszach liczby stacji ładowania i charakteru ich pracy w okresie doby:

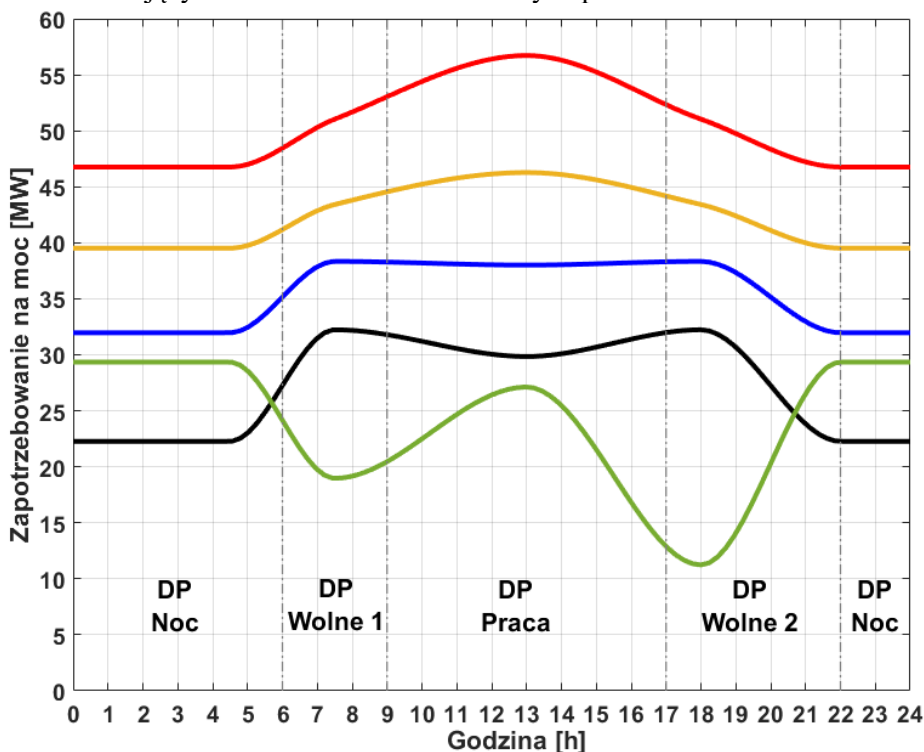
- zapotrzebowanie na moc czynną,
- profil obciążenia dobowego analizowanego obszaru,
- poziomy obciążeń transformatorów,
- poziomy obciążeń linii elektroenergetycznych,
- możliwości występowania spadków napięć w sieci dystrybucyjnej,
- możliwości wystąpienia wzrostu zapotrzebowania na moc bierną,
- możliwości wystąpienia wzrostu poziomów odkształceń harmonicznych napięć i prądów.
- wpływ generacji rozproszonej (GR) na pracę analizowanej sieci wraz z dodaną infrastrukturą ładowania pojazdów elektrycznych.

#### 4. Analizy wystarczalności technicznej zamodelowanej sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych

Niezależnie od obranej strategii, stwierdzono, że najczęściej instalowanym typem EVCS są ładowarki typu LV2 o mocy ładowania od 11 kW do 22 kW – są to stacje słupkowe przy domach, biurach i w miejscach publicznych. Liczba stacji ładowania pojazdów ciężarowych i autobusów jest zależna od rodzaju zachęty dla przedsiębiorców oraz planów rozwoju elektrycznego transportu publicznego. Na podstawie przeprowadzonych analiz stwierdzono istnienie

potencjalnych zagrożeń w funkcjonowaniu sieci dystrybucyjnej przy założeniu dynamicznego rozwoju floty samochodów elektrycznych w ujęciu lokalnym, przejawiających się [6-8]:

- Znaczącym dociążeniem istniejących elementów sieci dystrybucyjnej, głównie istniejących transformatorów rozdzielczych. Najczęstsze przeciążenia pojawiają się w godzinach dziennych w weekendy i wynikają z faktu, że EVCS obciąża w tym okresie głównie transformatory zasilające obiekty mieszkalne. W mieście i miejscach publicznych operatorzy OSD będą częściej decydowali się na dodanie transformatora na potrzeby EVCS. Dociążenia linii elektroenergetycznych mają miejsce w porach porannej i popołudniowej oraz w dni wolne. Jest to efekt rozwijania transportu publicznego z wykorzystaniem autobusów elektrycznych. Zaobserwowany niski procent przeciążonych linii wskazuje na znaczące przewymiarowanie istniejących linii w stosunku do obecnych potrzeb.



Rys. 3. Przykładowy dobowy profil obciążenia mocą czynną stacji 110 kV/15 kV dla typowego dnia powszedniego dla rozpatrywanego horyzontu czasowego 2030 (czarny – stan obecny; niebieski – scenariusz zachowawczy; żółty – scenariusz umiarkowany; czerwony – scenariusz agresywny; zielony – scenariusz umiarkowany z GR)

- Lokalnym zwiększeniem zapotrzebowania na moc czynną i bierną oraz zmianą profilu obciążenia dobowego, co wynika z liczby pojazdów elektrycznych na danym obszarze oraz liczby działających tu EVCS. Niezależnie od analizowanego scenariusza, pory najwyższego i najniższego zapotrzebowania występują w tych samych okresach, ponieważ wynikają z zachowania odbiorców i profilu użytkowników pojazdów elektrycznych. Przykładowy dobowy profil obciążenia mocą czynną GPZ 110 kV/15 kV zasilającego analizowany obszar dla typowego dnia powszedniego dla horyzontu czasowego 2030 przedstawiono na rysunku 3.
- Znaczącym wpływem infrastruktury EVCS na jakość energii elektrycznej w tym: zwiększeniem spadków napięcia w sieci dystrybucyjnej i wzrostem odkształceń napięcia wynikającym ze wzrostu liczby odbiorników nieliniowych i quasiliniowych przyłączonych do KSE na poziomie sieci średniego napięcia.

## 5. Wnioski

Przygotowanie scenariuszy rozwoju infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych z uwzględnieniem krajowych planów rozwoju elektromobilności, przeprowadzone symulacje pracy sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem lokalizacji i profilu działania stacji ładowania pojazdów elektrycznych dla opracowanych scenariuszy oraz analiza otrzymanych wyników pozwoliły na sformułowanie ogólnych wniosków co do możliwości rozwoju elektromobilności w Polsce [6-8].

1. Przygotowanie długofalowych planów dotyczących rozwoju infrastruktury EVCS pozwoli na przygotowanie przez OSD odpowiedniej strategii modernizacji sieci dystrybucyjnej, która ma tę infrastrukturę zasilać. W ten sposób będą możliwe znaczne oszczędności wynikające z optymalizacji stosowanych rozwiązań.
2. W procesie tworzenia infrastruktury EVCS dla danego obszaru jest konieczny aktywny udział przedstawicieli władz samorządowych. Ich znajomość regionu oraz zachowań i potrzeb mieszkańców jest istotna dla prawidłowego dostosowania projektów infrastruktury ładowania do potrzeb potencjalnych użytkowników EV.
3. Problemy związane z wpływem EVCS na jakość energii elektrycznej w sieci narastają wraz ze zwiększeniem się liczby stacji ładowania w kolejnych latach. Pokrycie zapotrzebowania na moc wynikającego z pracy EVCS w latach 2017-2030 nie będzie stanowiło krytycznego problemu dla KSE przy założeniu planowanego rozwoju w sektorze wytwórczym, przesyłowym i dystrybucyjnym.



4. W celu pokrycia zapotrzebowania na moc wynikającego z pracy EVCS, wraz z rozwojem elektromobilności należy rozwijać generację rozproszoną (GR), co w znaczący sposób odciąża istniejącą infrastrukturę KSE
5. W celu regulacji przepływu mocy w KSE z rozwiniętą generacją rozproszoną, w tym z OZE, należy wraz ze źródłami wytwórczymi GR instalować zasobniki energii elektrycznej usprawniające funkcjonowanie zarówno OZE (poprawa dyspozycyjności), jak i sieci dystrybucyjnych (odciążanie istniejącej infrastruktury w szczytach zapotrzebowania na energię).
6. Praca GR kompensuje spadki napięcia w sieciach dystrybucyjnych poprawiając parametry jakościowe energii elektrycznej na danym obszarze.
7. Należy określić minimalne wymagania techniczne dla EVCS. Stacja przed dopuszczeniem do użytku powinna przejść odpowiednią inspekcję potwierdzającą, że nie wpływa negatywnie na funkcjonowanie sieci dystrybucyjnej. Należy przygotować dostępną dla wszystkich metodykę działań związanych z instalowaniem oraz dopuszczaniem do użytku stacji EVCS, uwzględniającą potrzebne dokumenty, badania techniczne oraz działania organów odpowiedzialnych za rozwój elektromobilności.
8. Rozbudowana infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych pozwala na wykorzystanie możliwości związanych z technologią V2G (*Vehicle to Grid*) – interfejsem pojazd – sieć elektroenergetyczna, umożliwiającym dwukierunkowy przepływ energii między pojazdem elektrycznym a siecią elektroenergetyczną, co znacznie zwiększa obszary aplikacyjne stacji ładowania w KSE.
9. Rozwój elektromobilności w Polsce wymusi wprowadzanie układów diagnostycznych i urządzeń wykonawczych (filtrów wyższych harmonicznych, kompensatorów mocy biernej, transformatorów rozdzielczych z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów i automatyczną regulacją napięcia SN/nN, aparatury kontrolno-pomiarowej), które w połączeniu z zaawansowanymi systemami akwizycji i analizy danych oraz systemami telekomunikacyjnymi, pozwolą OSD na efektywne zarządzanie siecią. Zmodernizowana sieć dystrybucyjna stanie się siecią inteligentną (*Smart Grid*).

Artykuł powstał na podstawie raportów cząstkowych z zadań realizowanych przez Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej w ramach projektu „Efektywność energetyczna przez rozwój elektromobilności w Polsce” dofinansowanego z środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego 2009-2014 w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej. Projekt został zrealizowany we współpracy z Instytutem Ochrony Środowiska PIB, Instytutem Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej, Wydziałem Elektrycznym Politechniki Częstochowskiej oraz partnerem norweskim, firmą Green Business Norway. W ramach projektu wykonano również analizy wystarczalności technicznej systemu przesyłowego i podsektora wytwórczego KSE.

## Literatura

- [1] Dyrektywa parlamentu europejskiego i rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.
- [2] Dyrektywa parlamentu europejskiego i rady 2014/94/UE. z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.
- [3] Transport drogowy w Polsce w latach 2014 i 2015. GUS 2017.
- [4] Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Dz.U. 2018 poz. 317.
- [5] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Dz.U. 2016 poz. 925.
- [6] Kłós M., Roślaniec Ł., Bielas R., Błędzińska M., Paska J., Zagrajek K., Wróblewski K.: Analizy rozpyłowe systemu elektroenergetycznego uwzględniające scenariusze ilościowe i obszarowe wprowadzania na szeroką skalę floty samochodów elektrycznych do Polski. Rozpoznanie wystarczalności istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej KSE i mogących tu zaistnieć negatywnych interakcji pomiędzy rozproszoną infrastrukturą ładowania a KSE. Analiza wpływu wzrostu generacji rozproszonej (OZE) na infrastrukturę KSE wraz z infrastrukturą ładowania. Podsektor dystrybucyjny KSE. IEn PW, Warszawa, listopad 2017.
- [7] Roślaniec Ł., Michalski Ł., Zagrajek K., Wróblewski K.: Analizy rozpyłowe systemu elektroenergetycznego uwzględniające scenariusze ilościowe i obszarowe wprowadzania na szeroką skalę floty samochodów elektrycznych do Polski. Rozpoznanie wystarczalności istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej KSE i mogących tu zaistnieć negatywnych interakcji pomiędzy rozproszoną infrastrukturą ładowania a KSE. Analiza wpływu wzrostu generacji rozproszonej (OZE) na infrastrukturę KSE wraz z infrastrukturą ładowania. Podsumowanie. IBS PW, Warszawa, listopad 2017.
- [8] Baczyński D., Helt P., Piotrowski P., Pyza D., Robak S., Kapler P., Wójtowicz T.: Ocena poziomu potencjalnych zakłóceń mogących negatywnie wpłynąć na sieć elektroenergetyczną na poziomie niskiego napięcia związanych z zaprojektowaną infrastrukturą ładowania samochodów elektrycznych w wybranych lokalizacjach. Analiza wybranych aspektów ekonomicznych. IEn PW, Warszawa, listopad 2017.

**Paweł KUBEK<sup>1)2)</sup>, Rafał TURCZAK<sup>2)</sup>**

<sup>1)</sup> Politechnika Śląska

<sup>2)</sup> PSE Innowacje

## **ELIMINACJA OGRANICZEŃ PRZESYŁOWYCH W LINIACH 220 KV JAKO SPOSÓB ZWIĘKSZENIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWEJ KSE**

Jednym z podstawowych parametrów linii napowietrznej (oprócz napięcia znamionowego) jest jej obciążalność prądowa (*ampacity*). Odpowiednio wysoki poziom przepustowości termicznej linii tworzących sieć przesyłową, w połączeniu z uzyskaniem wymaganej wielokrotności zamknięć tej sieci, zapewniają bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego. W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) rolę sieci przesyłowej tworzą linie o napięciu 220 kV oraz 400 kV, a także transformatory sprzęgające te poziomy napięciowe oraz transformatory NN/110 kV [1].

Wyznaczanie obciążalności prądowej linii WN i NN jest zadaniem wielokryterialnym, w którym należy uwzględnić zmienność warunków atmosferycznych wzdłuż linii, parametry techniczne przewodów roboczych oraz temperaturę graniczną roboczą linii. Określanie maksymalnych poziomów dopuszczalnych prądów obciążenia dla linii napowietrznych jest szczególnie istotne w przypadku wystąpienia stanów awaryjnych, w trakcie których, w wyniku działań automatyki zabezpieczeniowej lub działań dyspozytorów następuje wyłączenie części linii, co powoduje zwiększenie poziomu obciążenia pozostałych pracujących linii [2]. W ostatnich latach można zaobserwować zwiększenie maksymalnych prądów obciążenia, które jest szczególnie widoczne w sieci 110 kV oraz w niektórych liniach NN. Wzrost ten jest spowodowany pojawieniem się w sieci nowych źródeł wytwórczych takich jak farmy wiatrowe, które cechują się zarówno losowością pracy jak i poziomem mocy generowanej. Wysoki stopień obciążenia wykazuje około 40% linii 220 kV, łącznie z liniami wyprowadzającymi moc z elektrowni systemowych. Wysokim stopniem obciążenia cechują się także transformatory sprzęgające sieć 220 kV z siecią 110 kV oraz sieć 400 kV z siecią 110 kV. Oprócz problemów związanych z niedostateczną zdolnością przesyłową krajowych linii przesyłowych, a także wysokim poziomem obciążenia transformatorów sprzęgających 220/110 kV i 400/110 kV, pojawiają się problemy z mocą bierną oraz poziomami napięć, które są szczególnie widoczne w stanach awaryjnych. Duża zmienność prądów obciążenia w sieci przesyłowej może być również podyktowana obecnością przesuwników fazowych w KSE i wraz ze wzrostem liczby tych urządzeń, pełne

wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejących połączeń sieciowych będzie kluczowym zadaniem dla Operatora sieci przesyłowej oraz Operatorów sieci 110 kV.

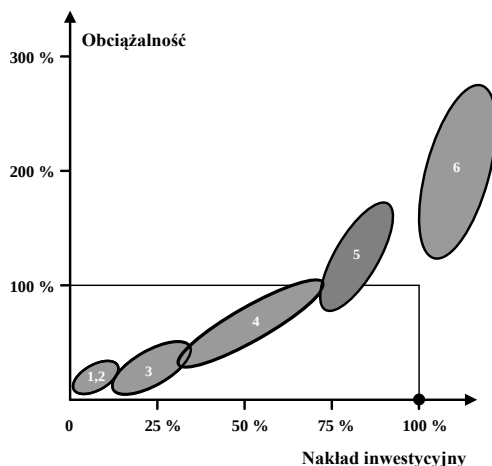
Pełne wykorzystanie przepustowości KSE jest również bardzo ważne z punktu widzenia warunków rynkowych, w jakich działają przedsiębiorstwa sieciowe, bowiem z uwagi na zawierane transakcje na dostawy energii, mogą występować duże zmiany obciążenia niektórych linii WN i NN. Tematyka związana ze zwiększeniem obciążalności prądowej linii napowietrznych, jest obecnie bardzo aktualnym zagadnieniem [5] i jest przedmiotem badań wielu ośrodków naukowych w kraju i za granicą. W dokumencie [6] będącym „Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018–2027” (wersja do konsultacji), znaleźć można kilkanaście zamierzeń inwestycyjnych polegających na modernizacji istniejących linii w celu dostosowania ich do zwiększonych przesyłów mocy. Zakres planowanych modernizacji jest zróżnicowany i dotyczy głównie zwiększenia temperatury granicznej roboczej linii.

## 1. Metody modernizacji linii napowietrznych

Rozwiązania techniczne polegające na maksymalizacji przepustowości istniejących linii napowietrznych są zróżnicowane pod względem wymaganych nakładów inwestycyjnych, natomiast zakres przeprowadzonych prac modernizacyjnych wpływa na efekty przyrostu obciążalności linii. Przykładowe działania modernizacyjne w odniesieniu spodziewanych przyrostów dopuszczalnych prądów obciążenia linii oraz wymaganych nakładów inwestycyjnych zamieszczono na rys. 1. Do potencjalnych metod zwiększenia zdolności przesyłowej istniejących linii napowietrznych można zaliczyć szereg rozwiązań technicznych wdrażanych (w zróżnicowanym stopniu) przez operatorów sieciowych w kraju i za granicą.

Jedną z możliwości jest wykorzystywanie obciążalności quasi-dynamicznej, opartej na analizie ryzyka przekroczeń dopuszczalnej temperatury przewodów. W rozwiązaniu tym można wykorzystywać informację o aktualnej temperaturze otoczenia i/lub prędkości wiatru, a także o dopuszczalnych rezerwach projektowych zwisu. Drugim rozwiązaniem jest zastosowanie bezpośredniego monitorowania warunków pogodowych panujących w wybranych miejscach terenu, przez który przebiega linia (np. stacje pogodowe na konstrukcjach wsporczych). Takie podejście pozwala na wyznaczanie aktualnej obciążalności prądowej monitorowanej linii w trybie online, natomiast rozmieszczenie kilku stacji pogodowych wzdłuż trasy linii skutkuje uwzględnieniem przestrzennej zmienności warunków pogodowych (np. lokalne zachmurzenie). Implementacja bezpośredniego monitoringu warunków pogodowych i wyznaczanie obciążalności prądowej linii w trybie online, jest zasadne w przypadku silnie

obciążonych linii, których wyłączenie byłoby kluczowe z punktu widzenia zachowania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Trzecim możliwym podejściem jest podwyższenie temperatury granicznej przewodów roboczych, wiążące się zwykle z regulacją zwisów i naprężeń oraz drobną modernizacją linii (konstrukcje wsporcze, osprzęt). Przeprowadzenie inwentaryzacji stanu technicznego linii, łącznie z wykorzystaniem rezerw projektowych, pozwala zazwyczaj na podniesienie temperatury granicznej roboczej linii o kilka lub kilkanaście Kelwinów. Kilkukrotne zwiększenie obciążalności prądowej linii jest możliwe dzięki zastosowaniu przewodów o małym zwisie, które spełnią warunki techniczne stawiane modernizowanej linii. Dwoma ostatnimi proponowanymi rozwiązaniami pozwalającymi na znaczne zwiększenie przepustowości termicznej linii, w której występują ograniczenia, jest zastosowanie przesyłu z wykorzystaniem prądu stałego oraz podwyższenie napięcia znamionowego linii.



Rys. 1. Zwiększenie obciążalności prądowej linii w zależności od nakładu inwestycyjnego (100% oznacza koszty budowy i przyrost obciążalności nowej linii)

Oznaczenia: 1,2 – monitoring linii, wdrożenie obciążalności dynamicznej, 3 – regulacja zwisów i naprężeń, drobna modernizacja linii, 4 – wymiana przewodów (HTLS), 5 – podwyższenie napięcia znamionowego, 6 – zastosowanie przesyłu DC [5]

Wymienione metody można zasadniczo podzielić na dwie grupy. Kryterium podziału stanowią tutaj nakłady inwestycyjne oraz możliwość relatywnie szybkiego wdrożenia. Do pierwszej grupy metod należy zaliczyć wykorzystanie obciążalności dynamicznej (*uprating*), podwyższenie temperatury granicznej przewodów łączone często ze zwiększeniem wytrzymałości na oddziaływania takie jak wiatr i oblodzenie (*upgrading*) oraz modernizację termiczną linii z wymianą przewodów (*reconductoring*). Każda zmiana rodzaju i przekroju przewodów, a także ich naciągu (zwisu), wymaga sprawdzenia wytrzymałości mechanicznej konstrukcji wsporczych i osprzętu. Może też pociągać za sobą konieczność wymiany lub wzmocnienia niektórych elementów składowych linii

napowietrznej. Zwiększoną przepustowość sieci uzyskuje się jednak bez znacznej ingerencji w elementy konstrukcyjne linii. Wdrożenie metod znajdujących się w pierwszej grupie, wiąże się z koniecznością poniesienia stosunkowo niskich nakładów inwestycyjnych, znacznie niższych w porównaniu do budowy nowej linii i nie wymaga przeprowadzenia długotrwałej procedury formalno-prawnej związanej z uzyskaniem zgód od właścicieli gruntów, na których wytyczona została trasa nowej linii [3]. Do wyznaczenia szacunkowych nakładów inwestycyjnych  $K_{2tor}$  (w EUR/km) wymaganych do budowy nowej napowietrznej linii dwutorowej, można wykorzystać zależność (1):

$$K_{2tor} = 60000 + 400U_n + 400\sqrt[4]{n} A_{Al}, \text{ EUR/km}, \quad (1)$$

w której:  $U_n$  – napięcie znamionowe linii,  $n$  – liczba przewodów w wiązce,  $A_{Al}$  – przekrój znamionowy aluminium przewodu roboczego. Zgodnie z równaniem (1) nakład inwestycyjny potrzebny do budowy dwutorowej linii 400 kV z trójprzewodową wiązką przewodów roboczych AFL-8 350 mm<sup>2</sup>, wynosi około 3 mln zł/km (720 000 EUR/km). Wyznaczona wartość nakładów pieniężnych nie obejmuje zakupu gruntu w pasie technologicznym linii, stąd sumaryczny nakład inwestycyjny wymagany do budowy takiej linii jest zróżnicowany w zależności od wyceny działek przez które będzie ona przebiegać.

Druga grupa metod, do której należy podwyższenie napięcia znamionowego lub zastosowanie przesyłu prądem stałym, daje bardzo wyraźny (najczęściej co najmniej kilkukrotny) wzrost możliwości przesyłowych. Jest ona jednak związana ze znacznymi nakładami finansowymi oraz praktycznie całkowitą przebudową lub znaczną rozbudową istniejącej infrastruktury sieciowej. Z punktu widzenia wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej znacznie bardziej interesująca jest zatem pierwsza grupa metod [3]. Jak wykazano w [1] interesującym rozwiązaniem jest przebudowa istniejących linii 220 kV na linie o napięciu znamionowym równym 400 kV. Warto podkreślić, że procedury formalno-prawne związane z przebudową linii istniejącej na linię o wyższym poziomie napięcia są takie same jak w przypadku budowy nowej linii, przy czym znacznie łatwiej jest spełnić zawarte w nich wymagania. Przebudowa linii 220 kV na linię 400 kV w niektórych obszarach KSE, w znaczny sposób podniesie przepustowość termiczną modernizowanych połączeń. Zjawisko takie zachodzi szczególnie w zachodniej części Polski, w bezpośrednim pobliżu połączeń transgranicznych z systemem Niemieckim, gdzie po przebudowie dwóch ciągów liniowych 220 kV na linię 400 kV zaobserwowano znaczne zintensyfikowanie możliwości wymiany mocy i energii na granicy zachodniej, zarówno w kierunku importowym jak i eksportowym. Proponowana przebudowa sieci w tym obszarze pozwoliłaby w bardziej elastyczny sposób wykorzystać przesuwniki fazowe zainstalowane na granicy polsko-niemieckiej oraz spowodowałaby zwiększenie możliwości importowych i eksportowych KSE, zwłaszcza w okresie letnim [1]. Aktualnie prowadzone są prace polegające na

przebudowie linii napowietrznych do wyższego napięcia znamionowego w północnej części kraju, co pozwoli na zwiększenie efektywności połączeń transgranicznych (Polska–Litwa, Polska–Szwecja).

## 2. Obciążalność dynamiczna linii napowietrznych

Aktualna obciążalność prądowa linii napowietrznej zależy w dużym stopniu od warunków atmosferycznych. Przewody robocze linii napowietrznych absorbują promieniowanie słoneczne, poddawane są także działaniu siły wiatru o różnym kącie natarcia. Temperatura przewodów fazowych zależy również od temperatury otoczenia oraz prądu obciążenia płynącego w linii, który może zmieniać się w szerokim zakresie. Intensywność wymiany ciepła przewodu z otoczeniem zależy również od średnicy oraz budowy geometrycznej przewodu, a także stanu jego powierzchni. Określenie prądu dopuszczalnego (obciążalności prądowej) dla linii napowietrznej o temperaturze granicznej roboczej  $T_{gr}$  oraz o rezystancji jednostkowej  $R_{dc20}$  jest możliwe z wykorzystaniem zależności (2):

$$I = \sqrt{\frac{P_c + P_r - P_s}{R_{dc20}[1 + \alpha_{20}(T_{gr} - 20)]}} \quad (2)$$

Rozwiązanie równania (2) wymaga wyznaczenia ciepła oddawanego z przewodu do otoczenia przez konwekcję ( $P_c$ ) oraz promieniowanie ( $P_r$ ), a także ciepła absorbowanego przez przewód z promieniowania słonecznego ( $P_s$ ). O powyższych wielkościach w dużym stopniu decydują czynniki atmosferyczne, dlatego z matematycznego punktu widzenia obciążalność prądowa jest uwikłaną funkcją temperatury otoczenia, intensywności promieniowania słonecznego, a także prędkości i kąta natarcia wiatru. Zmienność warunków pogodowych decyduje o dużej dynamice zmian rzeczywistej obciążalności prądowej linii [4].

Praktyczne podejścia operatorów sieciowych do określania obciążalności linii mogą być odmienne. Przez wiele lat obciążalność linii napowietrznych była zróżnicowana dla dwóch okresów roku (letniego i zimowego), przy czym warunkiem występowania danej wartości dopuszczalnego prądu obciążenia linii były konkretne miesiące, a nie rzeczywiste warunki atmosferyczne występujące wzdłuż trasy linii. Z wykorzystaniem takiego podziału określano tzw. Obciążalność statyczną, odpowiadającą zdeterminowanym wartościom warunków atmosferycznych wpływających na bilans cieplny przewodu. Obciążalność statyczna wynikała z warunków pogodowych wyznaczonych bardzo ostrożnie, czyli z założeniem bardzo małego prawdopodobieństwa ich wystąpienia. Zakładanie skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych w całym okresie letnim, skutkowało obliczeniem bardzo niskich wartości obciążalności prądowej linii, szczególnie tych o temperaturze granicznej roboczej również

40°C. Przykładowo, statyczna obciążalność prądowa linii z przewodem AFL-8 525 mm<sup>2</sup> w okresie letnim (kwiecień-październik) wynosi jedynie 127 A (temperatura graniczna robocza 40°C). Nieco wyższe poziomy dopuszczalnego prądu obciążenia linii można uzyskać po zastosowaniu obciążalności sezonowej, która również została wyznaczona dla okresu letniego i zimowego. Wartości sezonowej obciążalności prądowej określono na podstawie statystycznej analizy danych meteorologicznych w Polsce, z założeniem przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu przez 20 godzin w roku. Sezonowa obciążalność prądowa linii napowietrznej z przewodem AFL-8 525 mm<sup>2</sup> w okresie letnim wynosi 515 A ( $T_{gr} = 40^\circ\text{C}$ ). Kolejną możliwością jest wykorzystywanie pełnej informacji o aktualnych warunkach pogodowych i określanie obciążalności linii na bieżąco. Można także korzystać z ograniczonej informacji i wyznaczać prąd dopuszczalny z pewnym ryzykiem, akceptowalnym przez operatora. Rozwiązanie takie wykorzystano na potrzeby opracowania tzw. obciążalności quasi-dynamicznej wyznaczanej w funkcji temperatury powietrza  $T_a$  (w cieniu). Analiza wpływu warunków pogodowych na obciążalność prądową linii napowietrznych wyraźnie wskazuje na silną zależność pomiędzy prędkością wiatru  $v$  a dopuszczalnym prądem linii [4]. W związku z tym wykorzystanie informacji o bieżącej wartości prędkości wiatru znacząco wpłynie na maksymalizację wykorzystania zdolności przesyłowej linii. Na potrzeby niniejszego artykułu, opracowano model quasi-dynamicznej obciążalności prądowej wyznaczanej w funkcji temperatury otoczenia i prędkości wiatru. Wyniki uzyskiwane w zaproponowanym modelu obliczeniowym można uzyskać przy założeniu poziomu przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów roboczych (10 K, 15 K, 20 K oraz 25 K). Przyjęty poziom przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu przekłada się na wysokość położenia przewodów fazowych, a więc wpływa bezpośrednio na zachowanie wymaganych odległości pionowych w przestrzeni pod linią napowietrzną.

Do opracowania modelu obciążalności prądowej wykorzystano historyczne dane meteorologiczne obejmujące pomiary temperatury powietrza, nasłonecznienia oraz prędkości i kąta wiatru w okresie dwóch lat. Zarejestrowane dane pomiarowe posłużyły do wyznaczenia obciążalności prądowej linii napowietrznej z przewodem AFL-8 525 mm<sup>2</sup>, odpowiadającej każdej kombinacji warunków pogodowych (zmiennych losowych) rejestrowanych co kwadrans. W obliczeniach przyjęto temperaturę graniczną roboczą linii równą 40°C oraz współczynnik emisyjności i absorpcyjności przewodu na poziomie 0,5. Wyznaczone przy powyższych założeniach wartości obciążalności prądowej przyporządkowano czterem przedziałom temperatury otoczenia: (15,1÷20,0)°C, (20,1÷25,0)°C, (25,1÷30,0)°C,  $\geq 30,1^\circ\text{C}$ . Następnie w każdym z przedziałów temperatury powietrza dokonano filtracji wartości obciążalności prądowej względem odpowiadającej im prędkości wiatru, przy założeniu przedziału prędkości wiatru o szerokości 1 m/s. Dla przygotowanych zgodnie z ww. procedurą warunkowych przedziałów temperatury otoczenia



i prędkości wiatru przyjęto losową wartość prądu obciążenia linii i wyznaczono (w pierwszej iteracji) rozkład przekroczeń temperatury przewodu. W kolejnych iteracjach podstawiano kolejne wartości prądu obciążenia linii, aż do momentu osiągnięcia zadanego przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu. W efekcie otrzymano tablicę obciążalności prądowej dla linii z przewodem AFL-8 525 mm<sup>2</sup>, w której dla każdego przedziału temperatury otoczenia i prędkości wiatru przedstawiono cztery wartości obciążalności prądowej, dla czterech założonych poziomów przekroczeń (tab. 1).

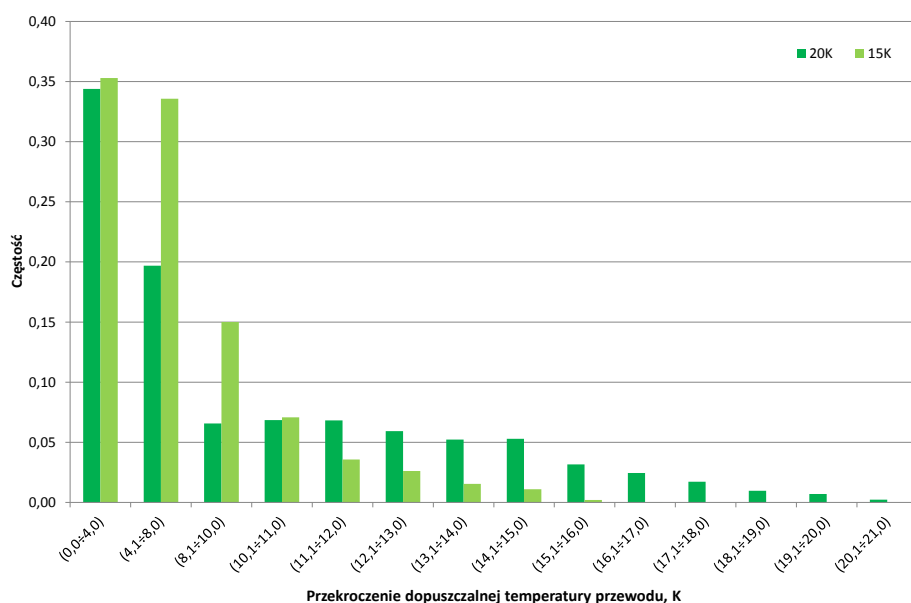
Tabela 1

Quasi-dynamiczna obciążalność prądowa linii z przewodem AFL-8 525 mm<sup>2</sup>  
(temperatura graniczna robocza linii 40°C)

| Przedział temperatury otoczenia $T_a$ , °C | Przedział prędkości wiatru $v$ , m/s | 10 K   | 15 K   | 20 K   | 25 K   |
|--------------------------------------------|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| (15,1÷20,0)°C                              | (0÷1,0) m/s                          | 648 A  | 700 A  | 748 A  | 793 A  |
|                                            | (1,1÷2,0) m/s                        | 739 A  | 800 A  | 856 A  | 908 A  |
|                                            | (2,1÷3,0) m/s                        | 841 A  | 910 A  | 972 A  | 1028 A |
|                                            | (3,1÷4,0) m/s                        | 977 A  | 1052 A | 1119 A | 1180 A |
|                                            | (4,1÷5,0) m/s                        | 1082 A | 1165 A | 1240 A | 1307 A |
|                                            | (5,1÷6,0) m/s                        | 1156 A | 1243 A | 1320 A | 1391 A |
|                                            | (6,1÷7,0) m/s                        | 1270 A | 1362 A | 1446 A | 1523 A |
|                                            | (7,1÷8,0) m/s                        | 1318 A | 1416 A | 1504 A | 1584 A |
| (20,1÷25,0)°C                              | ≥8,1 m/s                             | 1450 A | 1550 A | 1641 A | 1723 A |
|                                            | (0÷1,0) m/s                          | 550 A  | 625 A  | 692 A  | 753 A  |
|                                            | (1,1÷2,0) m/s                        | 654 A  | 724 A  | 786 A  | 843 A  |
|                                            | (2,1÷3,0) m/s                        | 765 A  | 844 A  | 914 A  | 977 A  |
|                                            | (3,1÷4,0) m/s                        | 853 A  | 947 A  | 1029 A | 1103 A |
|                                            | (4,1÷5,0) m/s                        | 1003 A | 1090 A | 1167 A | 1237 A |
|                                            | (5,1÷6,0) m/s                        | 1042 A | 1138 A | 1223 A | 1300 A |
|                                            | (6,1÷7,0) m/s                        | 1097 A | 1204 A | 1299 A | 1384 A |
| (25,1÷30,0)°C                              | (7,1÷8,0) m/s                        | 1209 A | 1325 A | 1430 A | 1523 A |
|                                            | ≥8,1 m/s                             | 1262 A | 1376 A | 1477 A | 1568 A |
|                                            | (0÷1,0) m/s                          | 469 A  | 553 A  | 626 A  | 692 A  |
|                                            | (1,1÷2,0) m/s                        | 587 A  | 664 A  | 731 A  | 792 A  |
|                                            | (2,1÷3,0) m/s                        | 719 A  | 802 A  | 875 A  | 940 A  |
|                                            | (3,1÷4,0) m/s                        | 785 A  | 875 A  | 953 A  | 1024 A |
|                                            | (4,1÷5,0) m/s                        | 901 A  | 1010 A | 1105 A | 1190 A |
|                                            | (5,1÷6,0) m/s                        | 970 A  | 1091 A | 1197 A | 1291 A |
| ≥30,1°C                                    | (6,1÷7,0) m/s                        | 1096 A | 1221 A | 1331 A | 1428 A |
|                                            | ≥7,1 m/s                             | 1154 A | 1271 A | 1374 A | 1467 A |
|                                            | (0÷2,0) m/s                          | 457 A  | 541 A  | 615 A  | 683 A  |
|                                            | (2,1÷4,0) m/s                        | 723 A  | 824 A  | 910 A  | 987 A  |
|                                            | ≥4,1 m/s                             | 878 A  | 990 A  | 1088 A | 1175 A |

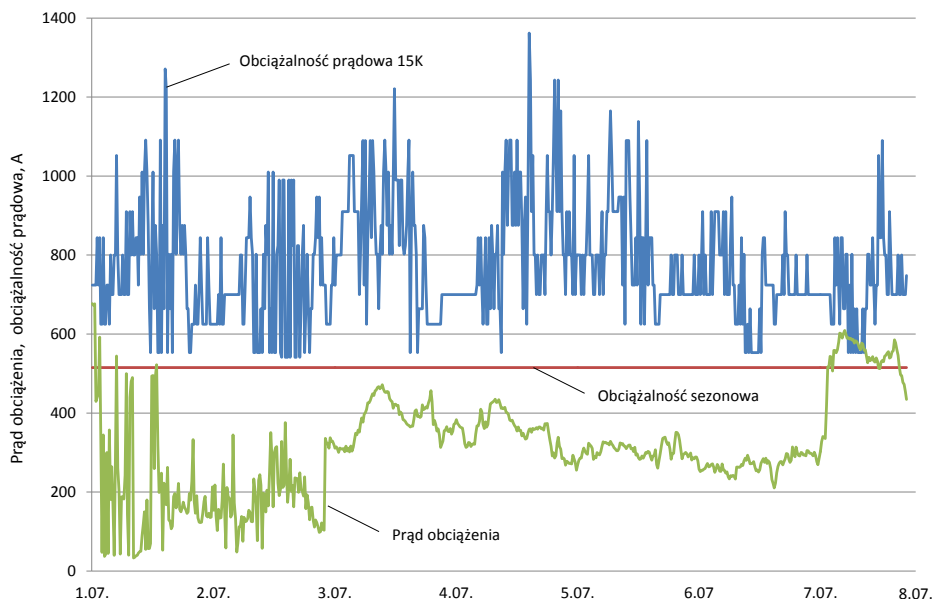
W kolejnej części badań przeprowadzono weryfikację opracowanego modelu obciążalności prądowej pod kątem występowania przekroczeń dopuszczalnej temperatury przewodów roboczych. Warto podkreślić, że z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy linii napowietrznej bardziej akceptowalne

jest wysokie prawdopodobieństwo występowania niewielkich wartości przekroczeń temperatury przewodu (np. 10 K lub 15 K), natomiast występowanie wysokiego poziomu przekroczeń temperatury (30 K) z prawdopodobieństwem bliskim zeru, skutkuje przekroczeniem rezerw projektowych zwisów przyjętych na etapie budowy danej linii. Zgodnie z uzyskanym rozkładem przekroczeń temperatury przewodów roboczych (rys. 2), najwyższe prawdopodobieństwo występuje dla przekroczeń z przedziału  $(0 \div 4)$  K i osiąga wartość  $p \approx 0,35$ . Spośród wszystkich zarejestrowanych przekroczeń, maksymalna wartość przekroczenia temperatury przewodu wyniosła 16,5 K (wariant 15 K) oraz 21,5 K (wariant 20 K), natomiast wartości oczekiwane wyniosły kolejno 6 K oraz 8,5 K.



Rys. 2. Rozkład przekroczeń temperatury przewodu AFL-8 525 mm<sup>2</sup> w przedziale temperatury otoczenia  $(15,1 \div 32)^\circ\text{C}$  (temperatura graniczna robocza linii  $40^\circ\text{C}$ )

Przeprowadzono także obliczenia mające na celu weryfikację proponowanego modelu obciążalności prądowej w skrajnie niekorzystnych warunkach atmosferycznych z punktu widzenia bilansu cieplnego przewodu, a więc w okresie letnim. Wybrano tydzień lipca cechujący się występowaniem wysokich temperatur powietrza oraz wysokiego poziomu promieniowego słonecznego przy umiarkowanym wietrze. Przykładowe przebiegi prądu obciążenia linii, obciążalności sezonowej oraz quasi-dynamicznej obciążalności prądowej wyznaczonej w funkcji temperatury otoczenia i prędkości wiatru zamieszczono na rys. 3.



Rys. 3. Quasi-dynamiczna obciążalność prądowa linii z przewodem AFL-8 525 mm<sup>2</sup> w funkcji temperatury powietrza i prędkości wiatru oraz prąd obciążenia linii w okresie letnim

Prezentowane wyniki dotyczą linii z przewodami roboczymi AFL-8 525 mm<sup>2</sup>, zaprojektowanej do temperatury granicznej roboczej 40°C. W rozpatrywanym tygodniu letnim maksymalna temperatura powietrza wyniosła 33°C, natomiast najwyższa wartość obliczonej quasi-obciążalności prądowej osiągnęła wartość 1362 A, przy największej wartości prądu obciążenia na poziomie 677 A. Z przedstawionych na rys. 3 przebiegów wynika, że w całym rozpatrywanym tygodniu quasi-dynamiczna obciążalność prądowa linii z założeniem maksymalnego przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu równego 15 K, była wyższa od obciążalności sezonowej wynoszącej 515 A (czerwona linia na rys. 3). Zauważyć można również okresy w których prąd obciążenia przyjmuje wyższe wartości niż obciążalność sezonowa oraz obciążalność quasi-dynamiczna, co świadczy występowaniu przekroczeń temperatury przewodu wyższych niż 15 K. Znaczne przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów, skutkują zmniejszeniem odległości pionowych pomiędzy przewodami fazowymi a ziemią ponad wartości dopuszczalne. W celu oszacowania wartości zwisów odpowiadających otrzymanym przekroczeniom temperatury przewodu, można przyjąć średni przyrost zwisu na jednostkę przyrostu temperatury na poziomie 5 cm/K, odpowiadający rzeczywistym przyrostom zwisów w wieloprzęsłowej sekcji odciągowej z przewodem AFL-8 525 mm<sup>2</sup>.

### 3. Przewody niskozwisowe

W sytuacji, kiedy wymagane jest znaczne zwiększenie obciążalności linii napowietrznej bez istotnych zmian konstrukcyjnych, proponowanym rozwiązaniem jest zastąpienie istniejących przewodów roboczych przewodami niskozwisowymi (*HTLS*). Do podstawowych ograniczeń technicznych przewodów ACSR (*AFL*) zaliczyć można niską wartość dopuszczalnej temperatury przy pracy ciągłej, wynoszącą 80°C oraz znaczną wartość współczynnika rozszerzalności cieplnej rdzenia stalowego, przekładającą się na duże przyrosty zwisów przewodów w zakresie ich temperatur roboczych. Dodatkowo warto podkreślić, że istotnym ograniczeniem technicznym cechującym polskie linie napowietrzne budowane przed 1989 rokiem, była niska temperatura graniczna robocza, wynosząca zaledwie 40°C, co w skuteczny sposób limitowało zdolności przesyłowe sieci przesyłowej oraz linii 110 kV.

W większości konstrukcji nowych rodzajów przewodów elektroenergetycznych, nastąpiło zastąpienie materiału wykorzystywanego dotychczas do budowy opłotu, czyli aluminium twardego lub stopu aluminium-magnezowo-krzemowego (*Al-Mg-Si*), aluminium miękkim, o znacznie wyższej dopuszczalnej temperaturze pracy ciągłej. Dodatkowo w przewodach o małym zwisie, w znacznym zakresie temperatur roboczych, całkowita siła naciągu jest przenoszona przez rdzeń nośny przewodu, który posiada niską wartość współczynnika rozszerzalności termicznej. W konsekwencji połączenia obu rozwiązań technicznych, przewody o małym zwisie wykazują bardzo niewielkie przyrosty zwisów przy dużym prądzie obciążenia linii, a więc w zakresie wysokich wartości temperatur roboczych [2]. Obecnie produkowanych jest wiele typów przewodów o małym zwisie, o różnych parametrach konstrukcyjnych i materiałowych. Wybór technologii przewodów dla modernizowanej linii powinien być wynikiem procesu optymalizacji, uwzględniającego szereg wymagań, do których można zaliczyć m.in.: kryterium dopuszczalnego naciągu, wewnętrznych odstępów izolacyjnych, dopuszczalnych sił parcia wiatru czy wymaganych wartości natężenia pola elektrycznego.

Analizy obliczeniowe mające na celu określenie efektywności modernizacji wybranej linii 220 kV z wykorzystaniem przewodów o małym zwisie wykazały, że zastosowanie odpowiednika z grupy przewodów ACSS pozwoli na osiągnięcie dopuszczalnego prądu obciążenia w typowych warunkach letnich na poziomie 1365 A. W przypadku wymiany przewodów aluminium-stalowych na przewody ACCR letnia obciążalność prądowa linii wynosi 1480 A, natomiast wybór zamiennika przewodu z rodziny przewodów ACCC/TW podnosi obciążalność prądową analizowanej linii do 1650 A. Warto podkreślić, że wymiana przewodów na przewody o małym zwisie jest możliwa do przeprowadzenia w stosunkowo krótkim czasie (około 1 miesiąca) i nie wymaga istotnych ingerencji w konstrukcje wsporcze. Modernizacja termiczna linii może

także zostać połączona ze zwiększeniem odporności mechanicznej na specyficzne oddziaływania mogące wystąpić na trasie danej linii [2].

#### 4. Wnioski

1. Intensyfikacja wykorzystania istniejącej infrastruktury w sieci przesyłowej i rozdzielczej jest ważnym zadaniem na polskim rynku energii. Duża przepustowość sieci jest wymagana szczególnie w dobie rosnącego poziomu mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych oraz w stanach awaryjnych ( $N-1$ ). Duża obciążalność linii napowietrznych pozwala również bardziej efektywnie wykorzystać zdolności regulacyjne przesuwników fazowych, zainstalowanych na liniach wymiany transgranicznej.
2. Maksymalizacja przepustowości istniejących linii napowietrznych pozwoli na pełniejsze wykorzystanie ich zdolności przesyłowych i odłożyć w czasie budowę nowych linii, co przy obowiązujących uwarunkowaniach formalno-prawnych jest czasochłonną inwestycją.
3. Do niskonakładowych metod modernizacji linii napowietrznych można zaliczyć stosowanie obciążalności quasi-dynamicznej poprzedzone weryfikacją dostępnych rezerw projektowych zwisów przewodów roboczych. Znaczne podwyższenie dopuszczalnego prądu obciążenia linii uzyskuje się po wdrożeniu obciążalności quasi-dynamicznej w funkcji temperatury otoczenia. Rozbudowa istniejącego modelu o pomiar prędkości wiatru i uwzględnienie tej wielkości w wyznaczaniu obciążalności prądowej linii pozwala na przesłanie daną linią około 30% więcej energii w okresie letnim.
4. Kilkukrotne zwiększenie obciążalności prądowej linii jest możliwe po zastosowaniu przewodów o małym zwisie, które z powodzeniem mogą być stosowane w polskich liniach napowietrznych 220 kV dostosowanych do temperatury granicznej roboczej równej 40°C.

#### Literatura

- [1] Kocot H.: Zastępowanie linii o napięciu 220 kV liniami 400 kV jako sposób zwiększenia zdolności przesyłowych krajowego systemu elektroenergetycznego. Monografia Rynek Energii Elektrycznej. Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Lublin 2016, str. 43–50.
- [2] Żmuda K.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wybrane zagadnienia z przykładami. Wydanie trzecie. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2016.

- 
- [3] Kubek P., Żmuda K.: Metody optymalnego zwiększenia zdolności przesyłowej linii napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia. Materiały konferencyjne „Systemy Elektroenergetyczne”. Katedra Elektroenergetyki. Wydział Elektrotechniki i Automatyki. Politechnika Gdańska 2011, str. 21–28.
  - [4] Kubek P.: Analiza zwiększenia zdolności przesyłowej eksploatowanych linii napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia. Rozprawa doktorska, Gliwice 2015.
  - [5] Gonzalez A., Manana M., Minguez R. i inni: Operational aspects of dynamics line rating. Application to a real case of grid integration of wind farms. CIGRE 2016.
  - [6] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018–2027. Projekt. Konstancin-Jeziorna 2018. Strona internetowa [www.pse.pl](http://www.pse.pl).

**Piotr MARCHEL, Józef PASKA, Łukasz MICHAŁSKI**  
Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki

## **ANALIZA WPŁYWU ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI NA ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC I ENERGIĘ W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM**

Popularyzacja samochodów elektrycznych oraz hybrydowych stanowi obecnie jedno z wyzwań, przed którym stoją systemy elektroenergetyczne. Wzrost liczby samochodów elektrycznych może mieć charakter lawinowy, gdyż sprzyjać temu będą: regulacje prawne promujące transport elektryczny, obniżenie cen pojazdów wynikające z rozwoju technologicznego oraz masowości produkcji. Należy oczekiwać, że w perspektywie kilkudziesięciu lat samochód elektryczny będzie dominującym środkiem transportu prywatnego, a za kilkanaście lat udział samochodów zasilanych energią elektryczną będzie znaczący. W artykule podjęto próbę określenia, w jakim stopniu wykorzystanie samochodu elektrycznego wpłynie na zapotrzebowanie na moc i energię w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).

Wysokość zapotrzebowania na moc i jego zmienność, przy aktualnych i prognozowanych uwarunkowaniach rozwoju infrastruktury wytwórczej (w tym udziału poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej) i sieciowej KSE, są głównymi wyznacznikami poziomu stabilności i niezawodności krajowego systemu elektroenergetycznego, a zatem poziomu bezpieczeństwa elektroenergetycznego.

### **1. Prognoza rozwoju elektromobilności w Polsce**

W przedstawionym przez Ministerstwo Energii Planie Rozwoju Elektromobilności [6] jest szacowane osiągnięcie liczby miliona samochodów elektrycznych w 2025 roku. W niniejszym artykule zostanie przedstawiona prognoza rozwoju elektromobilności w kraju. Wieloletnie obserwacje sposobu popularyzacji nowych rozwiązań pokazują, że upowszechnianie się tych rozwiązań przebiega najczęściej zgodnie z funkcją logistyczną, która jest dana wzorem [11, 14]:

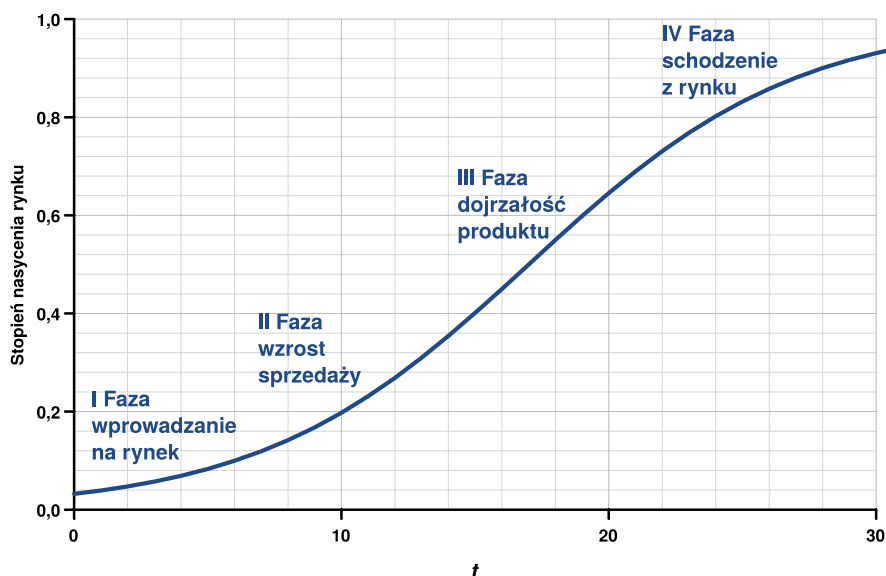
$$y(t) = \frac{a}{1 + b \cdot e^{-ct}}, \quad (1)$$

gdzie  $a > 0$ ,  $b > 1$ ,  $c > 0$  są parametrami funkcji. Parametr  $a$  odpowiada poziomowi stanu nasycenia (funkcja logistyczna asymptotycznie dąży do  $a$ ).

Punkt przegięcia funkcji o współrzędnych  $(t_p, y_p)$  jest określony zależnością:

$$t_p = \frac{\ln b}{c}, y_p = 0,5a. \quad (2)$$

Funkcja logistyczna opisuje rozrost populacji przy założeniu istnienia ograniczeń zasobów. W przypadku popularyzacji urządzeń i technologii taką granicą jest osiągnięcie nasycenia rynku, gdzie wszyscy, którzy chcą, posiadają dane urządzenie lub przestaje ono zaspokajać potrzeby konsumentów. W przypadku technologii można określić 4 fazy życia produktu (rys. 1) [1, 13]: I – wprowadzenie wyrobu na rynek, II – wzrost sprzedaży produktu, III – dojrzałość i nasycenie rynku, IV – spadek sprzedaży produktu i schodzenie z rynku.



Rys. 1. Przykład popularyzacji technologii przebiegającej według funkcji logistycznej z zaznaczeniem charakterystycznych faz życia technologii (opracowanie własne na podstawie [1, 12])

W tabeli 1 oraz na rys. 2 została przedstawiona prognoza rozwoju elektromobilności w Polsce w latach 2017-2040. Liczba ludności  $L_t$  została przyjęta na podstawie prognozy ludności na lata 2014-2050, opracowanej w 2014 r. przez Główny Urząd Statystyczny [3].

Współczynnik liczby samochodów na 1000 mieszkańców  $ws_t$  jest wyznaczany (dla danych historycznych) z zależności:



$$ws_t = \frac{S_t}{L_t} \quad (3)$$

Na podstawie danych historycznych [2–4] określono metodą Hotellinga (opisaną w [11]) parametry funkcji logistycznej. Przy założeniu, że rok 1990 był rokiem zerowym uzyskano następujące estymatory parametrów funkcji logistycznej:  $a = 935,9$  [sam./1000 mieszk.],  $b = 5,9855$ ,  $c = 0,0848$ . Podstawiając do (1) wartość współczynnika w latach 2018–2040 oszacowano jako:

$$ws_t = \frac{935,9}{1 + 5,9855 \cdot e^{-0,0848t}}, \quad (4)$$

gdzie:  $t$  – numer kolejny roku, przy założeniu, że rok 1990 jest rokiem 0.

Tabela 1

Prognozowana liczba ludności, samochodów oraz samochodów elektrycznych w Polsce w latach 2017–2040 (\* – dane statystyczne [2–5])

| Rok $t$ | Liczba ludności $L_t$ w mln osób | Liczba sam./1000 mieszk. $ws_t$ | Liczba sam. $S_t$ w tys. szt. | Udział sam. elektrycznych $ue_t$ | Liczba sam. elektrycznych $E_t$ w tys. szt. |
|---------|----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------|
| 2015    | 38,399*                          | 539,2*                          | 20 933*                       | 0,01%                            | 2,03                                        |
| 2016    | 38,408*                          | 564,0*                          | 21 667*                       | 0,02%                            | 4,40                                        |
| 2017    | 38 359                           | 582,6                           | 22 349                        | 0,04%                            | 9,49                                        |
| 2018    | 38 285                           | 601,0                           | 23 012                        | 0,09%                            | 20,42                                       |
| 2019    | 38 212                           | 619,0                           | 23 665                        | 0,19%                            | 43,87                                       |
| 2020    | 38 138                           | 636,6                           | 24 278                        | 0,39%                            | 94,00                                       |
| 2021    | 38 059                           | 653,6                           | 24 874                        | 0,80%                            | 200,6                                       |
| 2022    | 37 979                           | 670,0                           | 25 447                        | 1,67%                            | 425,5                                       |
| 2023    | 37 900                           | 685,8                           | 25 994                        | 3,34%                            | 892,8                                       |
| 2024    | 37 821                           | 701,0                           | 26 516                        | 6,92%                            | 1 836                                       |
| 2025    | 37 741                           | 715,7                           | 27 011                        | 13,47%                           | 3 637                                       |
| 2026    | 37 630                           | 729,6                           | 27 557                        | 24,56%                           | 6 742                                       |
| 2027    | 37 519                           | 742,9                           | 27 875                        | 40,50%                           | 11 291                                      |
| 2028    | 37 408                           | 755,6                           | 28 630                        | 58,75%                           | 16 605                                      |
| 2029    | 37 296                           | 767,6                           | 29 565                        | 74,87%                           | 21 434                                      |
| 2030    | 37 185                           | 779,0                           | 28 968                        | 86,17%                           | 24 962                                      |
| 2035    | 36 477                           | 826,9                           | 30 164                        | 99,60%                           | 30 044                                      |
| 2040    | 35 668                           | 861,6                           | 30 732                        | 99,99%                           | 30 729                                      |

Szacunkową wstępną liczbę samochodów elektrycznych  $E_{est}$  w początkowych latach określono na podstawie dostępnych danych statystycznych [2, 4, 5] dla lat 2014–2016. Założono, że jest to I faza rozwoju produktu, gdy przyrost nie podlega ograniczeniom. Przyjęto, że tempo wzrostu liczby samochodów (stosunek liczby samochodów w danym roku do ich liczby w roku poprzednim) wynosi 1,85 (średnia z lat 2014–2016). Na podstawie tak oszacowanej liczby samochodów elektrycznych wyznaczono w latach 2014–2025 współczynnik udziału samochodów elektrycznych  $ue_t$ . Dla tego współczynnika oszacowano parametry opisującej go funkcji logistycznej

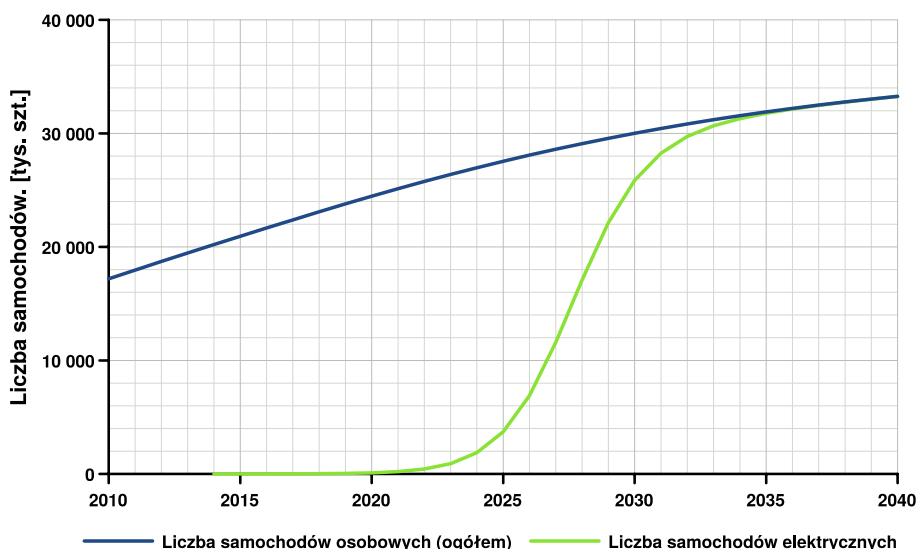
(przyjmując rok 2015 jako 0):  $a = 100\%$ ,  $b = 10\,302$ ,  $c = 0,7380$ . Podstawiając do zależności (1) współczynnik udziału samochodów elektrycznych w latach 2015–2040 oszacowano jako:

$$ue_t = \frac{100\%}{1 + 10302 \cdot e^{-0,7380t}}, \quad (5)$$

gdzie:  $t$  – numer kolejny roku, przy założeniu, że rok 2015 jest rokiem 0.

Ostatecznie prognozowana liczba samochodów elektrycznych w roku  $t$  została wyznaczona z zależności:

$$E_t = ue_t \cdot L_t. \quad (6)$$



Rys. 2. Prognoza liczby samochodów i samochodów elektrycznych w latach 2017-2040 (dane historyczne z lat 2010-2016 na podstawie [2, 4, 5])

Uzyskane wyniki prognozy pozwalają stwierdzić, że liczba miliona samochodów elektrycznych może faktycznie zostać przekroczona około roku 2024. Należy jednak pamiętać, że uzyskane wartości mają charakter orientacyjny. Tempo rozwoju elektromobilności zależy od wielu czynników. Na popularyzację samochodu elektrycznego może wpływać otoczenie prawno-ekonomiczne, gdyż odpowiednie ustawy i programy mogą zarówno przyspieszyć rozwój, jak i przyczynić się do jego zahamowania. Podobnie duży wpływ będzie mieć rozwój samej technologii – im popularniejsza, tym mniejsze koszty jednostkowe. W prognozie nie uwzględniono zmian cen paliw i energii elektrycznej. Jest niemal pewne, że wzrost liczby pojazdów elektrycznych i związany z nim wzrost zapotrzebowania na moc i energię przyczynią się do wzrostu cen energii elektrycznej. Malejący udział pojazdów spalinowych na

świecie może przyczynić się do obniżenia cen paliw płynnych, w wyniku czego koszty przejazdu samochodem elektrycznym mogą się zbliżyć do cen przejazdu samochodami napędzanymi silnikami spalinowymi. Przedstawiona prognoza jest jednak realna i należy się liczyć z tym, że począwszy od lat 2020 przez okres około 15–20 lat może nastąpić niemal całkowita wymiana obecnie używanych środków transportu na elektryczne. Należy uwzględnić to olbrzymie wyzwanie już teraz w planowaniu rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Błyskawiczna kariera aparatów cyfrowych w latach 2002–2010, która została zahamowana przez trwającą od roku 2009 fazę popularyzacji smartfonów może być przykładem, jak szybko zmieniają się potrzeby na rynku.

## 2. Prognoza wzrostu zapotrzebowania na energię w KSE

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w samochodzie zależy od wielu czynników: od sposobu jazdy, temperatury otoczenia czy też sposobu używania dodatkowych odbiorników energii. Na podstawie dostępnych danych katalogowych i opracowań [7, 9, 12] można przyjąć, że średnie zużycie energii przez osobowy samochód elektryczny wynosi około  $Z_{sam} = 200$  Wh/km.

Prognoza wzrostu ruchu drogowego dla samochodów osobowych  $R_t$  została wykonana metodą ekstrapolacji z regresji liniowej dla danych historycznych z lat 2008–2015 [4]. Wyznaczono średnie roczne przebiegi samochodów osobowych  $D_t$  na podstawie zależności:

$$D_t = R_t / S_t, \text{ w km.} \quad (7)$$

Wykorzystując prognozowaną liczbę samochodów elektrycznych  $E_t$  oszacowano ruch drogowy generowany przez osobowe samochody elektryczne z zależności:

$$RE_t = E_t \cdot D_t, \text{ w km} \quad (8)$$

Uwzględniając średnie zużycie energii  $Z_{sam} = 200$  Wh/km wyznaczono prognozowaną roczną wielkość energii zapotrzebowanej przez osobowe samochody elektryczne:

$$A_t = RE_t \cdot Z_{sam}, \text{ w Wh/a} \quad (9)$$

Uzyskane wyniki prognoz dla lat 2020–2040 zestawiono w tabeli 2.

Uzyskane zapotrzebowanie na energię w roku 2024 wynoszące 3,08 TWh jest zbliżone do szacowanego zapotrzebowania w 2025 roku przez Ministerstwo Energii [6]. W kolejnych latach prognozuje się znaczący wzrost zapotrzebowania. Docelowo około roku 2040 zapotrzebowanie na energię elektryczną potrzebną do zasilenia samochodów osobowych ustabilizuje się na poziomie około 60 TWh rocznie, co stanowi około 37% bieżącego krajowego

zapotrzebowania na energię. Jest to znacząca wielkość wymagająca modernizacji i budowy nowych źródeł wytwórczych.

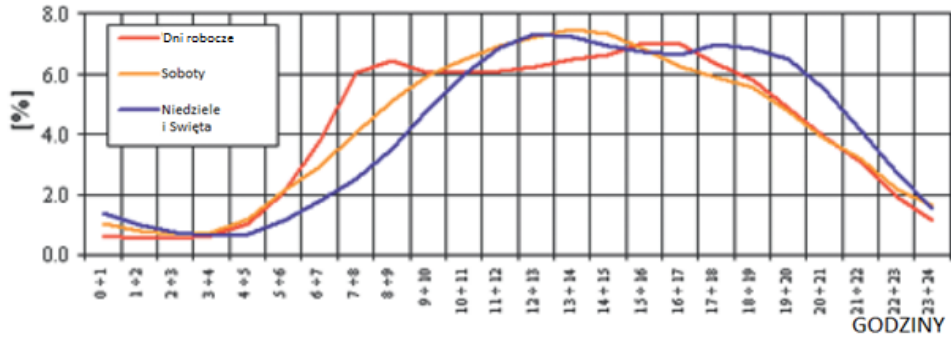
Tabela 2

Prognozowane zapotrzebowanie na energię przez osobowe samochody elektryczne w Polsce w latach 2020-2040

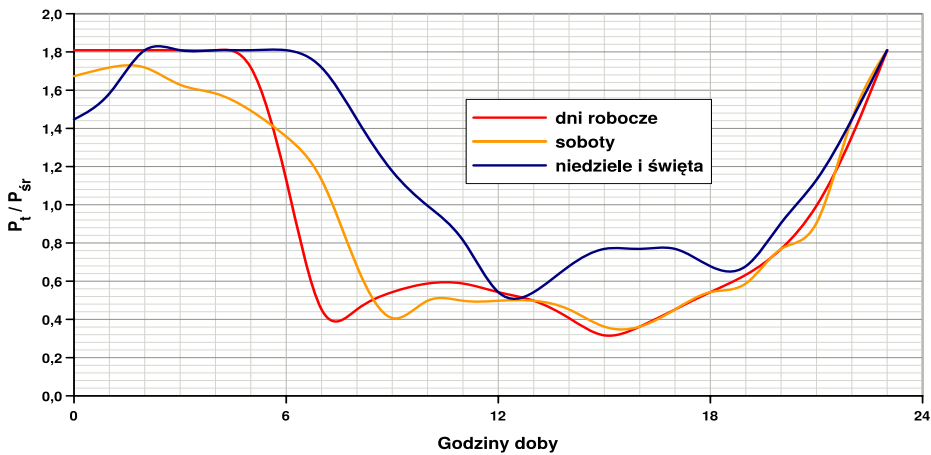
| Rok $t$ | Ruch drogowy (sam. os.) $R_t$ w mln km/a | Średni roczny przebieg (sam. os.) $D_t$ w km | Liczba sam. elektr. $E_t$ w tys. szt. | Ruch drogowy (sam. elektr.) $RE_t$ w mln km | Zapotrzebowanie roczne na energię elektryczną $A_t$ w TWh |
|---------|------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| 2020    | 203 664                                  | 8389                                         | 94,00                                 | 788                                         | 0,158                                                     |
| 2021    | 208 289                                  | 8374                                         | 200,6                                 | 1 680                                       | 0,336                                                     |
| 2022    | 212 915                                  | 8367                                         | 425,5                                 | 3 560                                       | 0,712                                                     |
| 2023    | 217 541                                  | 8369                                         | 892,8                                 | 7 471                                       | 1,49                                                      |
| 2024    | 222 167                                  | 8379                                         | 1 836                                 | 15 383                                      | 3,08                                                      |
| 2025    | 226 792                                  | 8396                                         | 3 637                                 | 30 359                                      | 6,11                                                      |
| 2026    | 231 418                                  | 8429                                         | 6 742                                 | 56 827                                      | 11,36                                                     |
| 2027    | 236 044                                  | 8468                                         | 11 291                                | 95 609                                      | 19,12                                                     |
| 2028    | 240 670                                  | 8515                                         | 16 605                                | 141 385                                     | 28,28                                                     |
| 2029    | 246 296                                  | 8568                                         | 21 434                                | 183 642                                     | 36,73                                                     |
| 2030    | 249 921                                  | 8627                                         | 24 962                                | 215 356                                     | 43,07                                                     |
| 2035    | 273 050                                  | 9052                                         | 30 044                                | 271 960                                     | 54,40                                                     |
| 2040    | 296 179                                  | 9637                                         | 30 729                                | 296 149                                     | 59,23                                                     |

### 3. Prognoza wzrostu zapotrzebowania na moc w KSE

Aby oszacować wpływ samochodów elektrycznych na krzywą zapotrzebowania na moc należy określić profil obciążenia dla stacji ładujących. Stacje ładujące można podzielić na dwie kategorie: szybkiego ładowania o dużych mocach oraz ładowania wolnego. Ładowanie wolne pozwala w bardziej efektywny sposób wykorzystać energię oraz ma mniej niszczący wpływ na zasobniki energii wykorzystywane w samochodach elektrycznych. Z punktu widzenia KSE ten sposób ładowania jest również korzystniejszy, gdyż prowadzi on do wyrównania krzywej zapotrzebowania. Aby to zapewnić powinny być spełnione dwa warunki: korzystna cena energii w godzinach niskiego poboru oraz możliwość zmagazynowania wystarczającej energii do pokonania całej dobowej trasy pojazdu. Przy takich założeniach można przyjąć, że ładowanie może odbywać się w godzinach, gdy ruch jest najmniejszy, czyli w nocy. Przykładowy przebieg ruchu w poszczególnych godzinach doby dla różnych dni tygodnia został przedstawiony na rys. 3 [8]. Na podstawie tego profilu ruchu opracowano profil ładowania samochodów przedstawiony na rys. 4.



Rys. 3. Natężenie ruchu samochodów, wg [7]

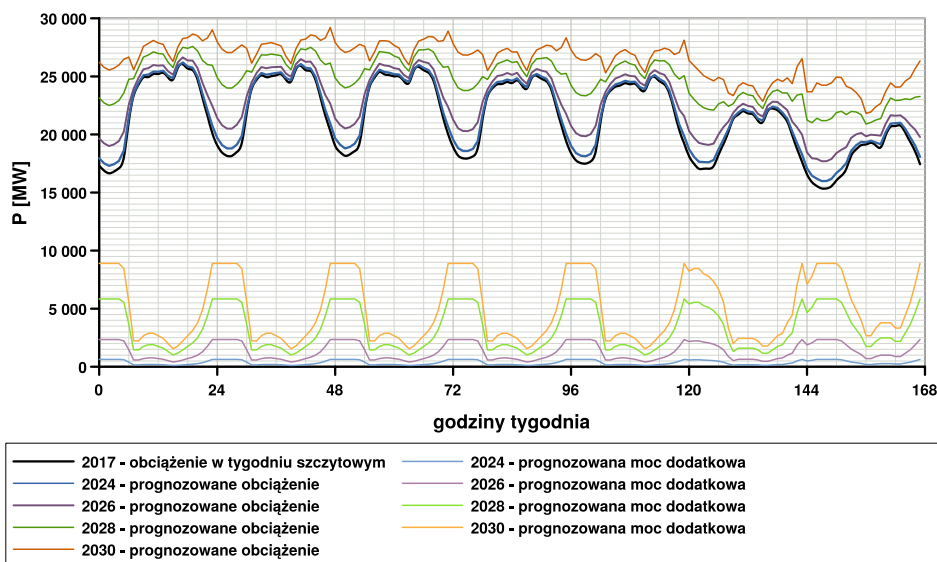


Rys. 4. Przyjęty profil obciążenia (stosunek mocy chwilowej do mocy średniej) ładowania

Do prognozy wzrostu zapotrzebowania na moc przyjęto profil obciążenia z tygodnia, w którym wystąpiło szczytowe zapotrzebowanie na moc w roku 2017 [10]. Sytuacja taka miała miejsce w dniach od 9 do 15 stycznia (poniedziałek–niedziela), przy czym obciążenie maksymalne w wysokości 26 046 MW wystąpiło w poniedziałek 9 stycznia. Na podstawie prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię wyznaczono dodatkowe średnie zapotrzebowanie na moc wynikające z potrzeb ładowania elektrycznych samochodów osobowych  $P_{sr.dod}$ :

$$P_{sr.dod} = A_t / 8760, \text{ w MW.} \quad (10)$$

Dodatkowe zapotrzebowanie na moc wyznaczono mnożąc przyjęte w profilu (rys. 4) współczynniki przez moc średnią  $P_{sr}$ . Prognozę wykonano dla lat 2024, 2026, 2028 oraz 2030. W latach wcześniejszych prognozowany wzrost mocy jest znikomy, zaś w latach późniejszych prognozowane zapotrzebowanie nie zmienia się w sposób istotny. Uzyskany profil zapotrzebowania na moc przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Prognozowane dodatkowe zapotrzebowanie na moc wynikające z ładowania samochodów osobowych oraz zapotrzebowanie na moc w KSE w latach 2024, 2026, 2028 i 2030

Prognozowane poziomy mocy maksymalnej  $P_{max}$ , średniej tygodniowej  $P_{sr}$ , średniej w dniu obciążenia szczytowego  $P_{sr.ds}$  i minimalnej  $P_{min}$  w tygodniu szczytowym dla lat 2024, 2026, 2028 oraz 2030 przedstawiono w tabeli 3. Jak widać wraz ze wzrostem liczby samochodów elektrycznych zmiana będzie ulegać dobowy krzywa zapotrzebowania na moc. Przy przyjętych założeniach będzie następować stopniowe wypełnianie doliny nocnej, co jest korzystne z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego. Należy jednak pamiętać o tym, że warunkiem takiej zmiany jest promowanie korzystania z ładowarek w godzinach nocnych i eliminacja ładowania w ciągu dnia.

Tabela 3

Prognozowane poziomy mocy maksymalnej  $P_{max}$ , średniej tygodniowej  $P_{sr}$ , średniej w dniu obciążenia szczytowego  $P_{sr.ds}$ , minimalnej  $P_{min}$  oraz zapotrzebowania na energię  $A_{tsz}$  w tygodniu szczytowym dla lat 2024, 2026, 2028 oraz 2030

| Rok  | $P_{max}$ , w MW | $P_{sr}$ , w MW | $P_{sr.ds}$ , w MW | $P_{min}$ , w MW | $A_{tsz}$ , w TWh |
|------|------------------|-----------------|--------------------|------------------|-------------------|
| 2017 | 26 046           | 21 500          | 22 475             | 15 350           | 3,612             |
| 2024 | 26 205           | 21 851          | 22 814             | 15 985           | 3,671             |
| 2026 | 26 633           | 22 797          | 23 729             | 17 697           | 3,830             |
| 2028 | 27 583           | 24 728          | 25 595             | 20 896           | 4,154             |
| 2030 | 29 209           | 26 416          | 27 227             | 21 813           | 4,438             |

Przy zakładanym profilu ładowania, pomimo znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię prognozowany wzrost zapotrzebowania na moc szczytową jest stosunkowo niewielki, gdyż odbywa się on kosztem dolin nocnych i wyniesie on około 3 100 MW. Jest to jednak wariant optymistyczny, gdyż

profil ładowania zależy od preferencji użytkowników samochodów elektrycznych. W przypadku, gdyby samochody były ładowane w ciągu dnia wzrost zapotrzebowania na moc mógłby stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. W prognozie pominięto wzrost zapotrzebowania i zmianę profilu wynikającą z innych czynników.

#### 4. Wnioski

Rozwój i popularyzacja samochodu elektrycznego powoli stają się faktem. Obecnie samochody elektryczne są w fazie wprowadzania na rynek. Doświadczenie odnoszące się do innych produktów stanowiących innowacje technologiczne pozwala przypuszczać, że rozwój elektromobilności będzie miał za kilka lat charakter dynamiczny. Zależy to od wielu czynników: technicznych, prawnych, ekonomicznych czy marketingowych (czy powstanie moda na samochody elektryczne). Można przyjąć, że w przeciągu 15-20 lat samochody elektryczne mogą stanowić większość pojazdów poruszających się po polskich drogach. Dodatkowe zapotrzebowanie na moc i znaczący wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną to problemy, przed którymi stoi KSE. Należy uwzględnić rozwój elektromobilności w planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego, zarówno na poziomie podsystemu wytwórczego, jak i podsystemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Wpływ elektromobilności na system będzie w głównej mierze zależeć od kształtowania się krzywych obciążenia związanych z ładowaniem samochodów. Należy w miarę możliwości promować ładowanie samochodów w godzinach doliny nocnej kosztem zniechęcania do szybkiego ładowania w ciągu dnia, przez zastosowanie odpowiedniego otoczenia ekonomiczno-prawno-technicznego. W przypadku ładowania w godzinach nocnych, pomimo znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię, zapotrzebowanie na moc wzrośnie w znacznie mniejszym stopniu, co pozwoli zachować bezpieczeństwo pracy KSE. W przypadku, gdyby nie udało się wypromować ładowania w godzinach doliny nocnej, znaczne dodatkowe zapotrzebowanie na moc może stanowić wyzwanie, któremu obecny krajowy system elektroenergetyczny nie będzie mógł sprostać.

**Literatura**

- [1] Gierszewska G., Romanowska M.: Analiza strategiczna przedsiębiorstwa, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne. Warszawa 2009.
- [2] Główny Urząd Statystyczny: Mały Rocznik Statystyczny Polski 2017 (i starsze). Warszawa 2017.
- [3] Główny Urząd Statystyczny: Prognoza ludności na lata 2014-2050 (opracowana w 2014 r.). Warszawa 2014.
- [4] Główny Urząd Statystyczny: Transport drogowy w Polsce w latach 2014 i 2015 (i starsze). Warszawa 2017.
- [5] Główny Urząd Statystyczny: Transport – wyniki działalności w 2016 r. (i starsze). Warszawa 2017.
- [6] Ministerstwo Energii: Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce, Energia dla przyszłości. Warszawa 2016.
- [7] Moćko W., Ornowski M., Szymańska M.: Badanie zużycia energii przez samochód elektryczny w czasie testów drogowych. Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne. Nr 2/2013.
- [8] Olma A.: Coefficients of traffic density fluctuations on the urban roads network. Architecture Civil Engineering Environment, 2009.
- [9] Pikosz H., Ohde B., Ślaski G.: Modelowanie energochłonności eksploatacji samochodu elektrycznego w warunkach ruchu miejskiego dla potrzeb symulacji zużycia energii przez flotę taksówek. Logistyka. Nr 4, 2014.
- [10] Polskie Sieci Elektroenergetyczne: Dane historyczne o poziomie zapotrzebowania mocy KSE. Ze strony: <https://www.pse.pl/>.
- [11] Purczyński J., Bednarz-Okrzyńska K.: Wybrane metody estymacji parametrów funkcji logistycznej. Studia i Prace WNEiZ US. Nr 45/2, 2016.
- [12] Tesla Motors: Dane katalogowe samochodów ze strony: [https://www.tesla.com/en\\_EU/](https://www.tesla.com/en_EU/).
- [13] Zartha J. W.: Application of the Technology Life Cycle and S-Curves to the “Brain Drain” Area of Knowledge. Indian Journal of Science and Technology. November 2017.
- [14] Żurowska J.: Zastosowanie modelu trendu logistycznego do prognozowania wskaźnika motoryzacji w Polsce. Archiwum motoryzacji. Nr 2, 2007.



**Paweł PIJARSKI, Piotr KACEJKO**  
Politechnika Lubelska

## **NIEREALNE PLANY GENERACJI – WYGASZANIE, FORMALNYM SPOSOBEM ZWIĘKSZANIA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIOWYCH**

Blokowanie miejsc przyłączeniowych w węzłach SEE, przez źródła fikcyjne z uzgodnionymi warunkami przyłączenia, bądź zakresami ekspertyz, stało się dużym problemem dla inwestorów, którzy rzeczywiście są zainteresowani szybką realizacją własnej inwestycji, nawet w przypadku konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Często spotyka się takie sytuacje, że w danym węźle sieci 110 kV mógłby być przyłączony obiekt o określonej mocy (np.  $P_n=50$  MW), ale nie pozwala na to tło generacyjne w analizowanym obszarze sieci. Skądinąd, wiadomo jednak, że niektóre z tych źródeł (głównie farmy wiatrowe) nie zostaną przyłączone, z powodu różnych uwarunkowań ekonomicznych i technicznych. Inwestorzy najbardziej zdeterminowani, gotowi są niekiedy wykupować projekty nierokujące i je wygaszać lub zmniejszać moc przyłączeniową, w celu stworzenia możliwości na przyłączenie źródła np. w jednym miejscu.

W artykule przedstawiono metodę typowania źródeł do wygaszenia, w celu likwidacji przeciążeń linii elektroenergetycznych. Dla rozpatrywanego fragmentu sieci 110 kV określono liczbę „fikcyjnych” źródeł (z uzyskanymi warunkami przyłączenia lub zakresami ekspertyz) do likwidacji, celem umożliwienia przyłączenia jednego z nich, w założonym z góry węźle. Obliczenia wykazały skuteczność jednej z metod optymalizacji heurystycznej w rozwiązywaniu problemów elektroenergetyki. Wskazano również na celowość prowadzenia takich analiz, aby urealnić plany związane z przyłączaniem źródeł OZE i wyeliminować projekty nierokujące.

### **1. Sieć 110 kV przyjęta do badań – opis problemu**

Analizowana sieć 110 kV (Rys.1) stanowi fragment sieci KSE pomiędzy stacjami mocnymi NN/110 kV, który cechuje się dosyć dużym nasyceniem planowanych do przyłączenia źródeł. Ponadto, w dwóch stacjach systemowych przyłączone są, bądź planowane do przyłączenia, źródła o mocy rzędu 800÷2000 MW, które dodatkowo zmniejszają możliwości przyłączeniowe badanego obszaru.

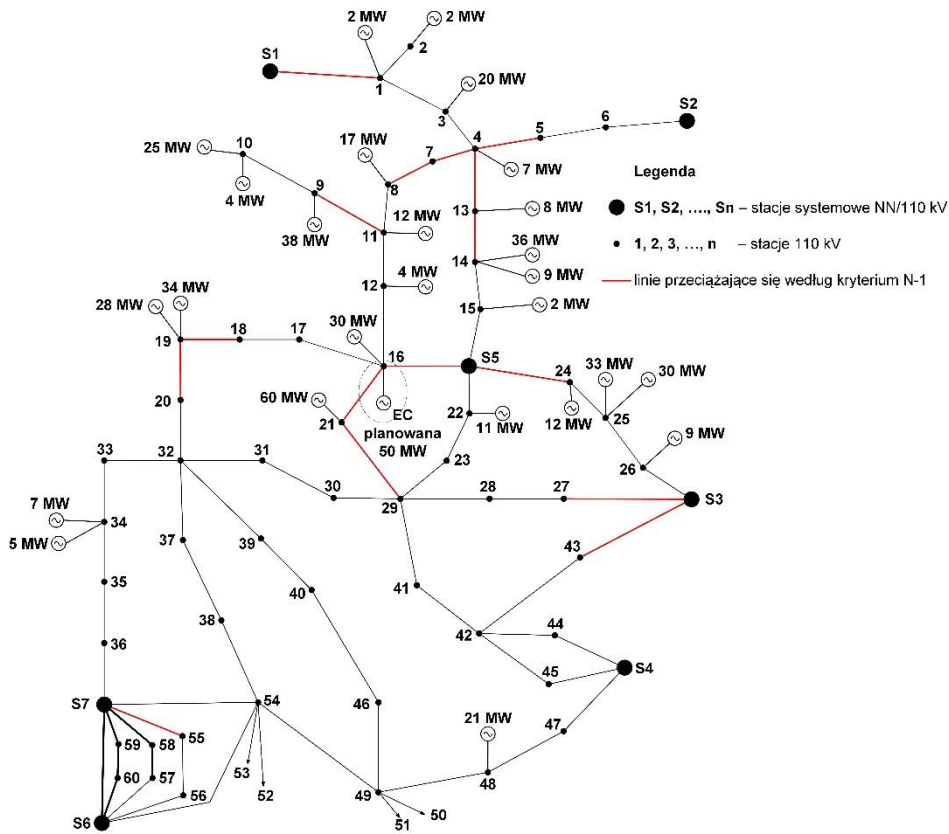
Z uwagi na atrakcyjne warunki lokalizacyjne, pojawił się jeszcze jeden inwestor, zdeterminowany, w krótkim czasie, wybudować źródło konwencjonalne o mocy 50 MW. Istniejące, jednak, tło generacyjne (tab. 1), czyli źródła (na obecną chwilę fikcyjne) z uzyskanymi warunkami przyłączenia i określonymi zakresami ekspertyz, nie pozwala na przyłączenie tego obiektu ze względu na liczne przeciążenia linii elektroenergetycznych, wynikające z kryterium N-1 (tab. 2).

Tabela 1

Lista źródeł planowanych do przyłączenia

| Lp. | Numer węzła | Moc |
|-----|-------------|-----|
|     |             | MW  |
| 1   | 16          | 50  |
| 2   | 16          | 30  |
| 3   | 3           | 20  |
| 4   | 8           | 17  |
| 5   | 11          | 12  |
| 6   | 9           | 38  |
| 7   | 10          | 25  |
| 8   | 14          | 36  |
| 9   | 19          | 28  |
| 10  | 19          | 34  |
| 11  | 21          | 60  |
| 12  | 22          | 11  |
| 13  | 24          | 12  |
| 14  | 25          | 33  |
| 15  | 25          | 30  |
| 16  | 48          | 21  |
| 17  | 1           | 2   |
| 18  | 2           | 2   |
| 19  | 4           | 7   |
| 20  | 10          | 4   |
| 21  | 12          | 4   |
| 22  | 13          | 8   |
| 23  | 14          | 9   |
| 24  | 15          | 2   |
| 25  | 26          | 9   |
| 26  | 34          | 7   |
| 27  | 34          | 5   |

W związku z zaistniałą sytuacją nasunął się pomysł, aby wygasić pewną liczbę źródeł (minimalną – oznaczonych kolorem szarym) w celu umożliwienia budowy obiektu o mocy 50 MW przyłączonego w węźle nr 16 (oznaczonego numerem 1 w tabeli 1).



Rys. 1. Fragment analizowanej sieci 110 kV wraz z naniesionymi źródłami

Tabela 2

Wykaz przeciążonych linii i koniecznych zabiegów modernizacyjnych

| Linia 110 kV wymagająca modernizacji | Maksymalne przeciążenie w stanie N-1 (z analizowanym źródłem), % | Zabiegi modernizacyjne dla układu ze źródłem | Maksymalne przeciążenie w stanie N-1 (bez analizowanego źródła), % | Zabiegi modernizacyjne dla układu bez źródła |
|--------------------------------------|------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Pocz. - Kon.                         |                                                                  |                                              |                                                                    |                                              |
| 16-S5                                | 5%                                                               | dostosowanie do temperatury pracy 60°C       | 0%                                                                 | -                                            |
| 16-21                                | 27%                                                              | dostosowanie do temperatury pracy 60°C       | 28%                                                                | dostosowanie do temperatury pracy 60°C       |
| 19-18                                | 18%                                                              | dostosowanie do temperatury pracy 60°C       | 19%                                                                | dostosowanie do temperatury pracy 60°C       |
| 19-20                                | 18%                                                              | dostosowanie do temperatury pracy 60°C       | 17%                                                                | dostosowanie do temperatury pracy 60°C       |

Tabela 2 cd.

| Linia 110 kV<br>wymagająca<br>modernizacji | Maksymalne<br>przeciążenie w<br>stanie N-1 (z<br>analizowanym<br>źródłem), % | Zabiegi<br>modernizacyjne dla<br>układu ze źródłem | Maksymalne<br>przeciążenie w stanie<br>N-1<br>(bez analizowanego<br>źródła), % | Zabiegi<br>modernizacyjne dla<br>układu bez źródła |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Pocz. - Kon.                               |                                                                              |                                                    |                                                                                |                                                    |
| 21-29                                      | 29%                                                                          | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 14%                                                                            | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| 27-S3                                      | 50%                                                                          | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 43%                                                                            | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| 43-S3                                      | 3%                                                                           | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 0%                                                                             | -                                                  |
| S5-24                                      | 3%                                                                           | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 3%                                                                             | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| 13-14                                      | 7%                                                                           | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 5%                                                                             | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| 4-13                                       | 10%                                                                          | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 8%                                                                             | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| 4-5                                        | 25%                                                                          | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 18%                                                                            | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| 8-7                                        | 24%                                                                          | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 10%                                                                            | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| 7-4                                        | 13%                                                                          | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 0%                                                                             | -                                                  |
| S1-1                                       | 13%                                                                          | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 6%                                                                             | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| 9-11                                       | 56%                                                                          | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 57%                                                                            | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |
| S7-55                                      | 2%                                                                           | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       | 3%                                                                             | dostosowanie do<br>temperatury pracy<br>60°C       |

## 2. Metoda obliczeniowa

Wybór metody obliczeniowej podyktowany jest specyfiką zagadnienia. Ponieważ problem dotyczy sieci zamkniętej toteż intuicyjne typowanie obiektów do wygaszenia nie wchodzi w grę. W niniejszym artykule potraktowano problem jako zagadnienie optymalizacyjne i wykorzystano do jego rozwiązania jedną z metod heurystycznych, jaką jest rój cząstek. Istnieją również inne metody, takie jak chociażby programowanie liniowe [6],[9],[10]. Należy jednak liczyć się z tym, że linearyzacja zadania rozprężowego (metoda stałoprądowa) powoduje pominięcie w obliczeniach mocy biernej, co może prowadzić do nieprawidłowych

wyników. Można również zastosować metody optymalizacji nieliniowej z ograniczeniami [6],[9],[10], wprowadzić pojęcie funkcji Lagrange'a, warunków Kuhna Tuckera i skorzystać z funkcji kary [6],[2],[14]. Ten sposób również wydaje się być zawodny ponieważ rozpatrywany problem należy zaliczyć do zagadnień SCOPF (ang. *security constraint optimal power flow*) a nie OPF (ang. *optimal power flow*) z uwagi na konieczność uwzględnienia stanów awaryjnych (kryterium N-1). Odpowiednim podejściem może być wykorzystanie heurystyki. Nie wszystkie metody jednak są tutaj odpowiednie. Doświadczenia autorów wskazują na zastosowanie takiej, która opiera się na jednoczesnym przeszukiwaniu przestrzeni n-wektorami zmiennych decyzyjnych jednocześnie [1],[11],[12],[8],[13],[15]. Wybór padł na metodę roju cząstek. Uzasadnione jest to dyskretnym charakterem problemu. Przemawia za tym również brak konieczności sprawdzania ciągłości i różniczkowości funkcji celu. Znika także problem rozbieżności zadania rozptywowego (w przypadku wystąpienia można model zaczytać od nowa i prowadzić obliczenia w innym punkcie, pamiętając jednocześnie najlepsze, dotychczas znalezione rozwiązanie). Metoda roju cząstek została opracowana przez Jamesa Kennedy'ego i R.C. Eberharta w roku 1995 [3]. Opis jej działania jest również szczegółowo opisany w publikacjach [4],[5],[7]. Algorytm powstał dzięki obserwacji zachowań społecznych organizmów takich jak np. ryby, owady czy grupy ptaków. Przenosząc zachowanie stada na grunt matematyczny zakłada się, że pojedyncza cząsteczka stanowi punkt, a właściwie wektor składający się ze zmiennych niezależnych. Cząstkom w populacji nadawane są losowo położenie i prędkość początkowa, które ulegają zmianom podczas obliczeń, według określonego algorytmu. Metodyka postępowania jest taka, aby cząstki podążały w kierunku coraz lepszego rozwiązania. Algorytm postępowania przebiega według schematu [3]:

- nadanie poszczególnym cząstkom losowego, początkowego położenia  $\mathbf{x}_0^i$  oraz prędkości początkowych  $\mathbf{v}_0^i$ . Położenia początkowe generowane są za pomocą generatora liczb losowych z zakresu  $\langle x_{\min}, x_{\max} \rangle$ , natomiast prędkości początkowe można ustawić na zero,
- obliczenie wartości funkcji celu dla każdej cząstki,
- wyłonienie najlepszej cząstki w roju oraz zapamiętanie najlepszej pozycji dla każdej z cząstek,
- zaktualizowanie wektora prędkości każdej cząstki przy uwzględnieniu informacji posiadanej przez nią oraz cząstki o najlepszym położeniu według zależności:

$$\mathbf{v}_{k+1}^i = w\mathbf{v}_k^i + c_1 r_1 (\mathbf{p}^i - \mathbf{x}_k^i) + c_2 r_2 (\mathbf{p}^g - \mathbf{x}_k^i), \quad (1)$$

gdzie:

$\mathbf{x}_k^i$  - jest wektorem położenia  $i$ -tej cząstki w  $k$ -tej iteracji,

- $\mathbf{v}_k^i$  - jest wektorem prędkości  $i$ -tej cząstki w  $k$ -tej iteracji,
- $\mathbf{p}^i$  - jest najlepszym, dotychczas znalezionym położeniem  $i$ -tej cząstki,
- $\mathbf{p}^g$  - jest najlepszym położeniem znalezionym przez lidera roju,
- $w$  - jest współczynnikiem bezwładności ruchu cząstki,
- $C_1, C_2$  - są to ustalone współczynniki przyspieszenia lub uczenia się,
- $r_1, r_2$  - są liczbami uzyskiwanymi z generatora liczb losowych o rozkładzie równomiernym w przedziale  $[0,1]$ .
- Zaktualizowanie położenia każdej cząstki według zależności:

$$\mathbf{x}_{k+1}^i = \mathbf{x}_k^i + \mathbf{v}_{k+1}^i. \quad (2)$$

Wzór (2) może budzić wątpliwość, ponieważ do położenia dodawana jest prędkość. Należy jednak zauważyć, że aktualizacja położenia każdej cząstki dokonywana jest po jednej iteracji algorytmu, więc jest on prawdziwy dla  $t=1$  s. Dlatego w literaturze spotyka się taką, a nie inną jego postać.

- Sprawdzenie kryterium stopu.

W praktycznych zastosowaniach, dla zwiększenia efektywności, używa się zmodyfikowanych wersji podstawowego algorytmu roju cząstek.

W przypadku określania najlepszego aktualnie znalezionego rozwiązania przez rój, stosowane są dwa podejścia [15]:

- *gbest* (ang. global best position) – wówczas sąsiedztwo stanowi całą populacja cząstek i najlepszym rozwiązaniem jest jeden wektor,
- *lbest* (ang. local best position) - wówczas sąsiedztwo  $i$ -tej cząstki stanowią cząstki ustalone na początku a najlepsze rozwiązanie składa się z wektora rozwiązań dla poszczególnych „podpopulacji”. Przez pojęcie „podpopulacja” należy rozumieć osobników, które stanowią sąsiadów dla danej cząstki.

Algorytm w wersji *gbest* szybciej dąży do optimum, ale w przypadku funkcji wielomodalnych, ma tendencję do utknięcia w optimum lokalnym.

Algorytm w wersji *lbest* wolniej dąży do optimum, ale jest bardziej odporny na utknięcie w optimum lokalnym. W tym przypadku mamy większą pewność uzyskania rozwiązania globalnego.

Kolejne modyfikacje algorytmu to wzmacnianie zdolności do zbiegania do optimum oraz podtrzymywanie różnorodności cząstek, czyli zwiększanie zdolności poszukiwawczych

Algorytm ten świetnie nadaje się do minimalizacji funkcji o dowolnym wymiarze. Dzięki dwom odmianom algorytmu (globalnej i lokalnej) jest możliwość sterowania procesem przeszukiwania na podstawie osiągnięć lokalnych lub globalnych, albo uwzględnienie obu równocześnie, a więc wykorzystanie pełnej informacji. Rój cząstek, podobnie jak inne metody

heurystyczne, może rozwiązywać problemy silnie nieliniowo zależne. Algorytm jest uniwersalny, ponieważ nie jest powiązany ze szczególnymi właściwościami danego problemu – jest od niego niezależny. Dzięki tej własności, może być łatwo wykorzystany do rozwiązania innego zadania. Istnieją różne modyfikacje algorytmu roju cząstek w stosunku do wersji podstawowej [16],[17],[18]. Można tu wyróżnić modyfikacje sposobu aktualizacji prędkości i położenia cząstek, sposób uwzględniania ograniczeń, dynamiczne sąsiedztwo, adaptacja współczynników kary. Poprawiają one efektywność algorytmu, czas uzyskania satysfakcjonującego rozwiązania. Przyjęta, w artykule, funkcja celu to maksymalizacja liczby źródeł pozostałych do przyłączenia, przy ograniczeniach równościowych i nierównościowych. Algorytm dokonuje, w każdym kroku iteracji, wyłączenia określonej liczby źródeł. Generalnie, można powiedzieć, że dla każdego źródła poszukiwane są stany (załącz, wyłącz), tak aby znaleźć układ, który będzie zawierał maksymalną liczbę załączonych farm wiatrowych, z punktu widzenia spełnienia wszystkich założonych ograniczeń.

### 3. Wyniki obliczeń

W rozpatrywanej sieci 110 kV, w sumie, są już przyłączone bądź planowanych jest 27 źródeł (Tabela 1) o łącznej mocy 516 MW. Aby móc je wszystkie przyłączyć, przeprowadzono analizę N-1, która wykazała konieczność modernizacji 16 linii (Tabela 2, linie oznaczone kolorem czerwonym na rys. 1). W przypadku tylko trzech z nich, przeciążenie zależy wyłącznie od przedmiotowego źródła (o mocy 50 MW). W pozostałych przypadkach przeciążenia występują niezależnie od tego czy analizowana farma jest przyłączona czy nie. W ośmiu z nich stwierdzono pogłębianie się przeciążeń w wyniku przyłączenia przedmiotowej elektrowni. Ponieważ niektóre źródła już pracują (np. na średnim napięciu) toteż założono, że obiekty o mocy poniżej 10 MW są przyłączone na stałe (jest ich w sumie 11 i nie można ich wygasić). W tabeli 1 są to pozycje od 17 do 27. Na pozycji pierwszej (w tabeli 1) znajduje się rozpatrywane źródło, które również jest przyłączone na stałe. Potencjalne obiekty do wygaszenia oznaczone są kolorem zielonym (w sumie 15 sztuk). Przy takich założeniach wykonano obliczenia optymalizacyjne. Tak jak wspomniano w poprzednim punkcie, za funkcję celu przyjęto maksymalizację liczby źródeł do przyłączenia, przy ograniczeniach bilansowych, napięciowych węzłów (105 ograniczeń) oraz związanych z dopuszczalnymi obciążalnościami prądowymi linii (74 ograniczenia). Uwzględniono również kryterium N-1 (21 wyłączeń – wybrano te gałęzie, których wyłączenie powoduje największe przeciążenia). Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 3. Analiza wykazała konieczność wygaszenia dziewięciu źródeł o łącznej mocy 275 MW (oznaczone kolorem czerwonym w tabeli 3). Sumaryczna moc źródeł, które mogą być przyłączone wynosi 243 MW. Wydaje się, że jest to zbyt drastyczna redukcja.

Jeżeli jednak wziąć pod uwagę to, że znaczna liczba linii wykonana jest przewodem 120 mm<sup>2</sup> o temperaturze pracy +40°C, dla których dopuszczalna przepustowość, w okresie letnim, wynosi 205 A (ok. 39 MW) to jest to tym bardziej uzasadnione. Taki wynik świadczy o małej przepustowości sieci 110 kV na danym obszarze. Podejmując decyzję należy przeprowadzić analizę ekonomiczną uzasadniającą czy modernizować sieć, czy próbować wygaszać nierokujące projekty.

Tabela 3

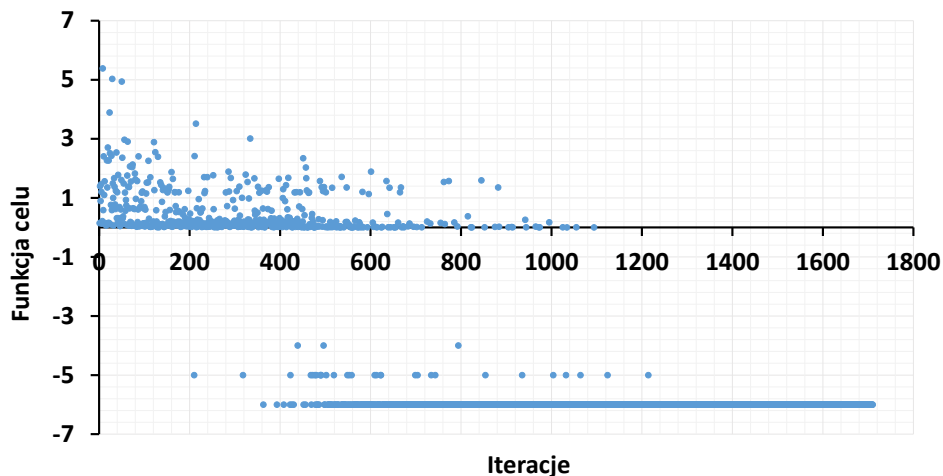
Lista źródeł planowanych do przyłączenia wraz z wytypowanymi do wygaszenia, oznaczonymi kolorem szarym

| Lp. | Numer węzła | Moc |
|-----|-------------|-----|
|     |             | MW  |
| 1   | 16          | 50  |
| 2   | 16          | 30  |
| 3   | 3           | 20  |
| 4   | 8           | 17  |
| 5   | 11          | 12  |
| 6   | 9           | 38  |
| 7   | 10          | 25  |
| 8   | 14          | 36  |
| 9   | 19          | 28  |
| 10  | 19          | 34  |
| 11  | 21          | 60  |
| 12  | 22          | 11  |
| 13  | 24          | 12  |
| 14  | 25          | 33  |
| 15  | 25          | 30  |
| 16  | 48          | 21  |
| 17  | 1           | 2   |
| 18  | 2           | 2   |
| 19  | 4           | 7   |
| 20  | 10          | 4   |
| 21  | 12          | 4   |
| 22  | 13          | 8   |
| 23  | 14          | 9   |
| 24  | 15          | 2   |
| 25  | 26          | 9   |
| 26  | 34          | 7   |
| 27  | 34          | 5   |

Na poniższym rysunku przedstawiono zmienność funkcji celu i ustalanie się optymalnego rozwiązania.

Ponieważ metody optymalizacyjne są z reguły nastawione na szukanie minimum funkcji, toteż aby znaleźć maksimum należy funkcję celu wziąć ze znakiem przeciwnym.





Rys. 1. Przebieg zmienności funkcji celu

#### 4. Wnioski

Przedstawiona w artykule metodyka postępowania, w celu zwiększenia możliwości przyłączeniowych sieci elektroenergetycznej, stanowi alternatywę dla kosztownych modernizacji sieci. W uzasadnionych przypadkach, wygaszanie źródeł, których fizyczna budowa utknęła w martwym punkcie, może być atrakcyjne z ekonomicznego punktu widzenia. Analizując koszty takiego przedsięwzięcia i odnosząc je do kosztów związanych z powiększaniem przepustowości wskazanych linii, okaże się, że zaproponowana metoda jest efektywniejsza i o wiele szybsza w realizacji. Oczywiście, należy sobie zdawać sprawę z tego, że nie wszystkie wytypowane obiekty, w rzeczywistości będzie można zlikwidować. Jeżeli nie uda się tego wykonać w pojedynczych przypadkach, to można przeprowadzić dodatkową analizę z tymi źródłami (pozostałych nie uwzględniać) i określić konieczne modernizacje. Z pewnością będzie ich o wiele mniej niż pierwotnie.

## Literatura

- [1] Blum C.: Metaheuristics in Combinatorial Optimization: Overview and Conceptual Comparison. *ACM Computing Surveys*, Vol. 35, No. 3, September 2003, pp. 268-308.
- [2] Dommel H.W., Tinney W.F.: Optimal power flow solution. *IEEE Trans. On PAS*. October 1968, pp. 1866–1876.
- [3] Eberhart R.C., Kennedy J. (1995): A new optimizer using particle swarm theory. *Proc. Sixth Int. Symp. on Micromachine and Human Science*, Nagoya, 39-43, 1995.
- [4] Eberhart R.C., Kennedy J. (1995): A new optimizer using particle swarm theory. *Proc. Sixth Int. Symp. on Micromachine and Human Science*, Nagoya, 39-43, 1995.
- [5] Eberhart R.C., Shi Y. (2001): Tracking and optimizing dynamic systems with particle swarms. *Proc. Congress on Evolutionary Computation 2001*, Seoul, Korea. Piscataway, NJ: IEEE Service Cent.
- [6] Findeisen W., Szymanowski J., Wierzbicki A.: *Teoria i metody obliczeniowe optymalizacji*. WNT, Warszawa 1977.
- [7] He Q., Wang L. (2006): An effective co-evolutionary particle swarm optimization for constrained engineering design problems, *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 20, pp. 89-99.
- [8] Michalewicz Z., Fogel D. B.: *Jak to rozwiązać czyli nowoczesna heurystyka*. WNT, Warszawa 2006.
- [9] Seidler J., Badach A., Molisz W.: *Metody rozwiązywania zadań optymalizacji*. WNT, Warszawa 1980.
- [10] Stadnicki J.: *Teoria i praktyka rozwiązywania zadań optymalizacji*. WNT, Warszawa 2006.
- [11] Yang X.S.: *Nature inspired metaheuristic algorithms*. United Kingdom 2010, Luniver Press.
- [12] Zhu J., *Optimization of power system operation*. Wiley-IEEE Press, 2015.
- [13] Połecki M., Kozłowiec B., Gazda B.: The impact of the delta work mode of wind power generation on electrical energy costs. *Rynek Energii*, Nr 5(114) – 2014, ss. 137-140.
- [14] Kremens Z., Sobierajski M.: *Analiza systemów elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 1996.
- [15] Trojanowski K.: *Metaheurystyki praktycznie*. Warszawa 2005.
- [16] Deb, K. (2000): An Efficient Constraint Handling Method for Genetic Algorithms, *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 186, pp. 311-338.
- [17] Xie X.-F., Zhang W.-J., Bi D.-C. (2004): Handling Equality Constraints by Adaptive Relaxing Rule for Swarm Algorithms, *Proc. Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, Oregon, USA, 2012-2016.
- [18] Lin Y.-C., Hwang K.-S. and Wang F.-S. (2001): Co-evolutionary hybrid differential evolution for mixed-integer optimization problems, *Eng. Opt.*, 33, pp. 663-682.

**Michał POLECKI, Dariusz BACZYŃSKI**

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

## **MECHANIZMY USŁUG SYSTEMOWYCH ŚWIADCZONYCH PRZEZ ENERGETYKĘ WIATROWĄ W WYBRANYCH KRAJACH EUROPEJSKICH**

Rozwój energetyki odnawialnej w wybranych krajach europejskich spowodował konieczność prowadzenia usług systemowych (US) nie tylko przez jednostki konwencjonalne, ale także przez duże odnawialne źródła energii. Niniejszy artykuł ma na celu przeanalizowanie problematyki wprowadzenia dużej generacji niesterowalnej w kontekście rynku usług systemowych. W pracy zaprezentowano doświadczenia krajów europejskich oraz problemy wynikające z pracy źródeł niesterowanych i sposoby ich rozwiązywania.

### **1. Rozwój energetyki wiatrowej w Europie**

Energetyka wiatrowa jest najprężniej rozwijającą się gałęzią podsystemu wytwórczego w Unii Europejskiej. W 2017 roku 55,2% nowych mocy elektrowni stanowiły elektrownie wiatrowe. Odpowiadało to 15638 MW nowych mocy zainstalowanych w lądowych i morskich farmach wiatrowych (FW). W tabeli 1 przedstawiono zestawienie krajów europejskich o największej mocy zainstalowanej w FW.

Tabela 1. Moc zainstalowana FW w krajach europejskich [5]

| Kraj            | Moc zainstalowana w FW (GW) |
|-----------------|-----------------------------|
| Niemcy          | 56,1                        |
| Hiszpania       | 23,2                        |
| Wielka Brytania | 18,9                        |
| Francja         | 13,8                        |
| Włochy          | 9,5                         |
| Szwecja         | 6,7                         |
| Polska          | 5,8                         |
| Dania           | 5,5                         |

W przedstawionej tabeli 1 na siódmym miejscu, wśród krajów z najbardziej rozwiniętą energetyką wiatrową, znalazła się Polska. Jednak uwzględniając ilość energii, która zastała wytworzona w FW względem innych technologii wytwórczych Polska plasuje się na 12 miejscu (8,5% rocznej produkcji energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach wiatrowych). Pierwsze miejsce w tym

zestawieniu zajmuje Dania (44,4%) następnie Portugalia (24,2%), Irlandia (24%), Niemcy (20,8%), Hiszpania (18,6%) i Wielka Brytania (13,5%) [5]. Dlatego też w pracy przedstawiono doświadczenia Niemiec, Wielkiej Brytanii, Danii oraz Hiszpanii na tle rozwiązań polskich w zakresie Regulacyjnych Usług Systemowych oraz Rynku Bilansującego.

## 2. Bilansowanie systemu elektroenergetycznego

Wszystkie jednostki wytwórcze przyłączone do SEE, niezależnie od tego z jakiego źródła energii pierwotnej korzystają, oddziałują na parametry energii elektrycznej. Dokumentem, który standaryzuje i precyzuje wymagania stawiane źródłom wytwórczym przyłączonym do systemu przesyłowego jest Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (ang. *Grid Code*). Dokument ten powstał na mocy Prawa Energetycznego. Dla niniejszej pracy najważniejsze są zapisy, które dotyczą pracy jednostek wytwórczych, warunków bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi a w szczególności regulacyjnych usług systemowych (RUS) dotyczących poprawy bilansu energii elektrycznej.

Bilansowanie systemu elektroenergetycznego odbywa się na rynku energii elektrycznej w kilku jego segmentach. Pierwszym jest rynek kontraktów bilateralnych. Są to kontrakty na dostawę energii zawierane pomiędzy dwiema stronami przy niejawnej cenie. Kolejnym segmentem rynku jest rynek giełdowy w którym rozróżnia się Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego i Rynek Terminowy Kontraktowy. Giełdowa cena energii elektrycznej jest jawna.

Ostatnim mechanizmem koniecznym w procesie bilansowania energii elektrycznej jest Rynek Bilansujący. Jest to ostatni etap bilansowania zapotrzebowania z produkcją energii elektrycznej, który jest wykorzystywany przez operatora systemu przesyłowego (OSP). Do pokrycia przewidywanego niezbilansowania SEE wykorzystywane są jednostki grafikowe (JG), których dane handlowe i techniczne są zgłaszane przez Operatorów Handlowo-Technicznych (OHT) i Operatorów Handlowych (OH). Do złożenia ofert handlowo technicznych zobowiązane są jednostki grafikowe wytwórcze aktywne ( $JG_{wa}$ ), jednostki grafikowe pasywne ( $JG_{wp}$ ), jednostki grafikowe źródeł wiatrowych ( $JG_{zw}$ ) [1].

## 3. Rynek Usług Systemowych w Polsce

Dla utrzymania odpowiedniego zapasu stabilności pracy SEE konieczne jest wprowadzenie tzw. Rynku Technicznego, na którym OSP kupuje od poszczególnych JW usługi systemowe.

W ramach RUS można wydzielić następujące usługi:

- Regulacyjne usługi systemowe Jednostek Grafikowych Wytwórczych Aktywnych ( $JG_{wa}$ ), do których należą:
  - operacyjna rezerwa mocy (ORM),
  - udział w regulacji pierwotnej,
  - udział w regulacji wtórnej,
  - praca z zaniżeniem lub przeciążeniem,
  - udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej.
- Usługa uruchomienia  $JG_{wa}$ ,
- Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej:
  - praca interwencyjna (PI),
  - interwencyjna rezerwa zimna (IRZ),
  - redukcja zapotrzebowania na polecenia OSP,
- Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego,
- Usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych niebędących jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi ( $nJWCD$ ). [1]

Najważniejszymi zagadnieniami z punktu widzenia bilansowania SEE, na którym skupiona została uwaga autorów, są operacyjna rezerwa mocy oraz rezerwy interwencyjne jednostek wytwórczych.

Operacyjna rezerwa mocy to zdolność wytwórcza pracujących lub będący w postoju  $JG_{wa}$  ponad moce zakupione w ramach Umów Sprzedaży Energii i RB. Operator Systemu Przesyłowego zakupuje w zależności od zapotrzebowania wolumen ORM od JW co stanowi dla tych jednostek dodatkowy przychód bez konieczności ponoszenia kosztów zmiennych. Ten mechanizm finansowo wspiera pracujące jednostki konwencjonalne przy rosnącym udziale generacji zdeterminowanej i poprawia bezpieczeństwo i możliwość bilansowania pracy SEE [1, 2, 3].

Praca interwencyjna i interwencyjna rezerwa zimna są usługami systemowymi świadczonymi przez wybrane jednostki wytwórcze ciepłne, jednostki szczytowo-pompowe i jednostki wytwórcze w elektrowniach gazowych. Na RB źródła te są reprezentowane jako Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne ( $JG_{OSP_a}$ ) i pozostają w pełnej dyspozycyjności dla OSP.

Istotnymi z punktu widzenia operatorskiego są również regulacja pierwotna i wtórna. W Polsce wielkość rezerwy pierwotnej (ang. *Frequency Containment Reserve* (FCR)) to około 170 MW a rezerwy wtórnej 500 MW (ang. *Frequency Restoration Reserve* (FRR)) a dokładna wartość zależy od warunków panujących w SEE.

Wszystkie  $JG_{wa}$  muszą uczestniczyć w US automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej. Uczestnictwo w ARNE farm wiatrowych (FW) przyłączonych do sieci OSP lub o mocy większej niż 50 MW jest obowiązkowe, ale nieodpłatne.

Jednostki nJWCD mogą uczestniczyć w procesie dyspozycyjności w ramach tzw. umowy GWS. Ta usługa pomaga utrzymać niezawodność pracy KSE oraz może podnieść jakość dostarczanej energii. Usługi ARNE oraz GWS zostaną bardziej szczegółowo omówione w kolejnych punktach.

#### 4. Możliwości świadczenia usług systemowych przez elektrownie wiatrowe

Farmy wiatrowe (FW), tak jak każde inne źródło energii przyłączone do SEE, może generować moc czynną i bierną. W związku z tym występuje oddziaływanie FW na podstawowe parametry energii elektrycznej czyli na częstotliwość i poziom napięcia w SEE oraz na przekroczenia ograniczeń sieciowych. Najważniejsze US, które w stanie statycznym mogą zostać świadczone przez FW na rzecz SEE to:

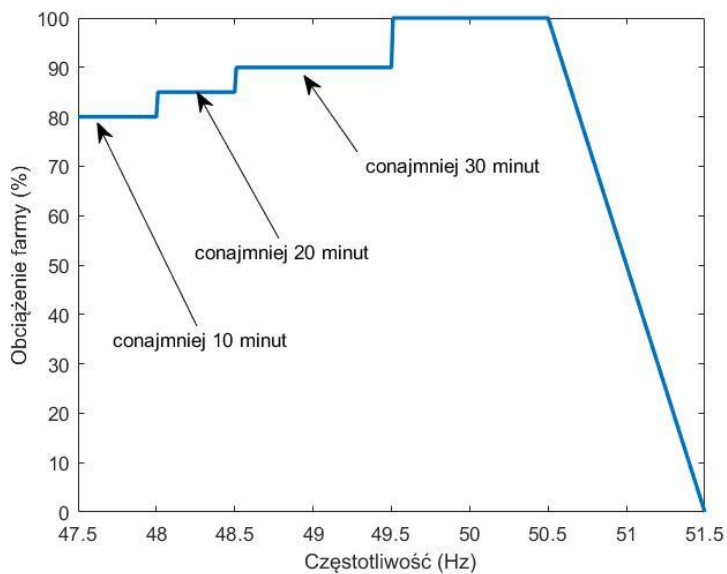
- ograniczenie generacji mocy czynnej w celu utrzymania stałej mocy wytwórczej,
- ograniczenie generacji mocy czynnej w celu uzyskania ujemnej i dodatniej rezerwy mocy czynnej (FCR i FRR),
- generowanie mocy biernej w celu regulacji poziomów napięć sieci OSP,
- ograniczenie generacji mocy czynnej w celu ograniczenia przeciążeń elementów sieci [4].

Nie wszystkie z wymienionych US są wykorzystywane w KSE. Aby możliwa była jak najszerza współpraca FW z SEE jednostki te muszą spełniać określone wymagania techniczne. FW muszą być wyposażone w min. układy wykorzystywane do regulacji napięcia, mocy czynnej w funkcji napięcia oraz zdalnego załączania i wyłączania z pracy z siecią zamkniętą [1].

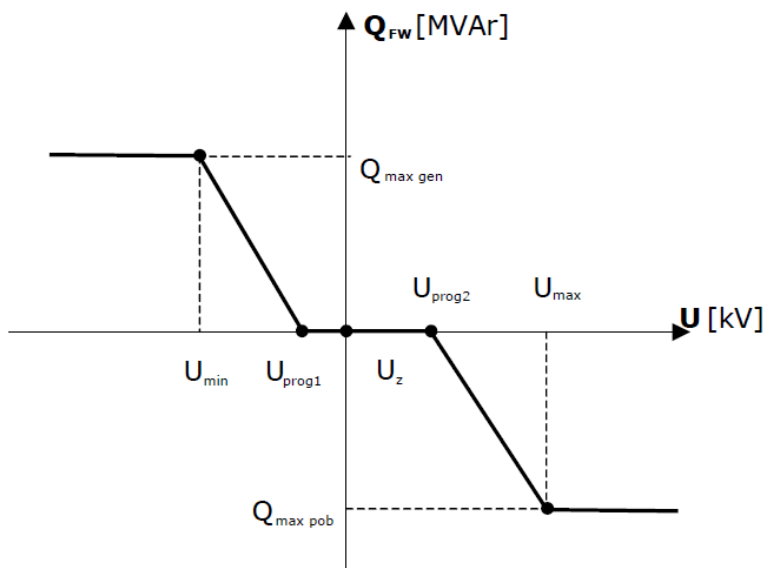
Obniżenie generacji mocy czynnej przy zwiększonej częstotliwości powoduje, że FW biorą udział w regulacji pierwotnej (FCR). Jednak zmniejszenie generacji odbywa się dopiero w momencie przekroczenia 50,5 Hz (rys. 1). W KSE taka częstotliwość zdarza się niezwykle rzadko, i co jest z tym związane ten mechanizm ograniczenia mocy FW jest rzadko wykorzystywany. Obniżenie mocy musi występować z prędkością 5% mocy znamionowej FW na sekundę [1].

Na rys. 1 ujęto także minimalny poziom mocy jaki FW musi generować w przypadku obniżenia się częstotliwości. Na rys. 1 określone są również minimalne czasy z jakimi FW musi działać [1].

Farmy wiatrowe, o których mowa w niniejszym referacie, mają obowiązek posiadania układu do regulacji mocy biernej i napięcia w trybie autonomicznym. Minimalny zakres pracy FW wynosi od  $\cos \phi_{poj} = 0,95$  do  $\cos \phi_{ind} = 0,95$  przy mocy czynnej osiągalnej. FW musi być wyposażona w układ automatycznej regulacji mocy biernej lub regulacji napięcia zgodny z charakterystyką przedstawioną na rys. 2. Elektrownie wiatrowe nie dostają wynagrodzenia za regulację napięcia w SEE.



Rys. 1. Funkcja mocy czynnej od częstotliwości dla FW w Polsce [1]



Rys. 2. Charakterystyka mocy biernej wytwarzanej w FW od napięcia w punkcie przyłączenia do SEE [1]

Duże FW są Jednostkami Grafikovymi Źródeł Wiatrowych ( $JG_{ZW}$ ) i są jednostkami pasywnymi przyłączonymi do sieci. Z powodu, że  $JG_{ZW}$  są nJWCD OSP ma ograniczoną możliwość wpływania na ich pracę. Jednak w przypadku wystąpienia przekroczenia obciążenia elementów sieciowych OSP mogłyby nakazać zmianę mocy lub odłączenie od SEE wybranej jednostki objętej umową Generacją Wymuszoną względami Systemowymi (GWS).

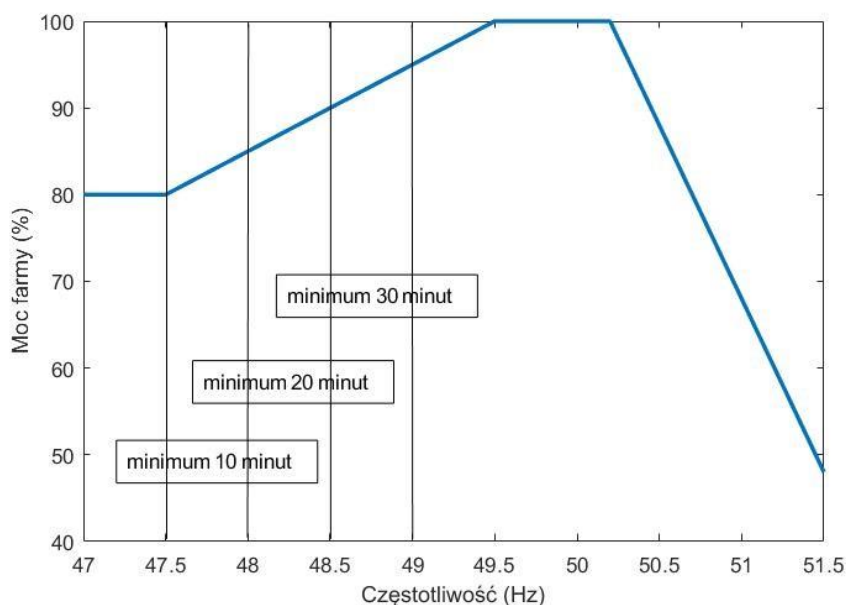
## 5. Sytuacja RUS w wybranych krajach UE

Kraje Europejskie, w których zainstalowana jest duża sumaryczna moc źródeł wiatrowych zmagają się z problemami wywołanymi niesterowalną generacją. Podstawowym środkiem zastosowanym przez te państwa to silne włączenie FW do rynku bilansującego i technicznego (US). W referacie przedstawiono najważniejsze mechanizmy US świadczonych przez energetykę wiatrową.

### Regulacja częstotliwości:

#### 1. Niemcy

FW pracujące z niemieckim SEE muszą redukować moc generowaną w przypadku zwiększania się częstotliwości. Według wytycznych OSP redukcja mocy powinna rozpocząć się przy częstotliwości 50,2 Hz. Redukcja mocy powinna odbywać się z nachyleniem 40% mocy aktualnie generowanej na 1 Hz, ale nie przekroczyć 51,5 Hz (wówczas FW powinna być wyłączona) [6].



Rys. 3. Funkcja mocy czynnej od częstotliwości dla FW w Niemczech [6]



W przypadku obniżenia się częstotliwości poniżej 49,5 Hz FW może obniżyć swoją moc zgodnie z prostą wykreśloną na rys. 3. Dodatkowo w [6] określono jaki minimalny czas przy pewnych zakresach częstotliwości musi pracować FW (zaznaczono na rys. 3).

## 2. Hiszpania

Hiszpański OSP, RedElectrica, nie wyspecyfikował krzywych generacji jak w SEE niemieckim czy polskim. W [8] określono, że w granicach od 48 Hz do 51,5 Hz FW mogą pracować ciągle. Zastrzeżono wyraźnie, że na polecenie OSP możliwe jest ograniczenie mocy generowanej w FW. Obowiązkiem FW w pracy z zaniżoną generacją jest informowanie OSP o różnicy pomiędzy mocą oddawaną do sieci a wynikającą z warunków wiatrowych.

## 3. Dania

Udział FW w regulacji częstotliwości w systemie duńskim jest najbardziej rozwinięty w Europie. FW o mocy mniejszej niż 25 MW są zobligowane do pracy z zaniżoną mocą w przypadku przekroczenia częstotliwości powyżej ustalonej z OSP wartości. Gdyby to nastąpiło to FW powinna ograniczyć moc o wartość wynikającą ze statyzmu regulatora (standardowa wartość to 4%).

Większe FW wiatrowe, o mocy powyżej 25 MW powinny móc zrealizować złożone funkcje stabilizujące częstotliwość w SEE. Jak można zauważyć na rys. 4 przy częstotliwości 50 Hz FW nie pracuje z pełną mocą wynikającą z dostępnej mocy przy określonych warunkach wiatrowych. Zapas mocy czynnej może zostać wykorzystany do FCR, FRR oraz OSP może wykupić od OH będącego upoważnionym do zawierania transakcji w imieniu FW rezerwy zastępczej (ang. *Replacement Reserve* (RR)). RR jest rezerwą operacyjną, która jest wykorzystywana do odbudowy rezerw operacyjnych SEE [10].

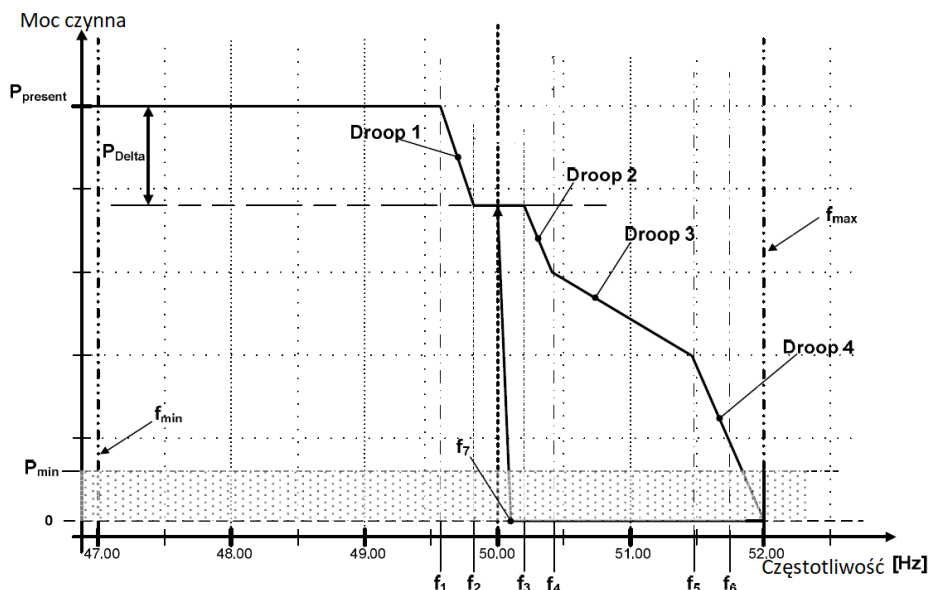
Dzięki przedstawionemu sposobowi FW mogą pracować w różnych trybach pracy. Wyróżnia się:

- limit mocy czynnej generowanej przez FW w danej godzinie (*absolute production constraint*),
- stałą wartość rezerwy mocy świadczonej przez FW (*delta production constraint*),
- ograniczenie zmienności generacji w czasie (*power gradient constraint*) [9].

## 4. Wielka Brytania

Instrukcja Ruchu Wielkiej Brytanii nie podaje dokładnej charakterystyki, której FW muszą przestrzegać, zaznacza jednak, że wszystkie jednostki wytwórcze (morskie i lądowe) są zobligowane do uczestnictwa w US dotyczących regulacji częstotliwości [11]. Wymagania techniczne dla FW w Wielkiej Brytanii nakładają obowiązek pracy jednostki w szerokim zakresie częstotliwości ze 100% możliwościami wytwórczymi. FW muszą być wyposażone w układ regulacji mocy, którego nastawy mogą zostać zmienione na

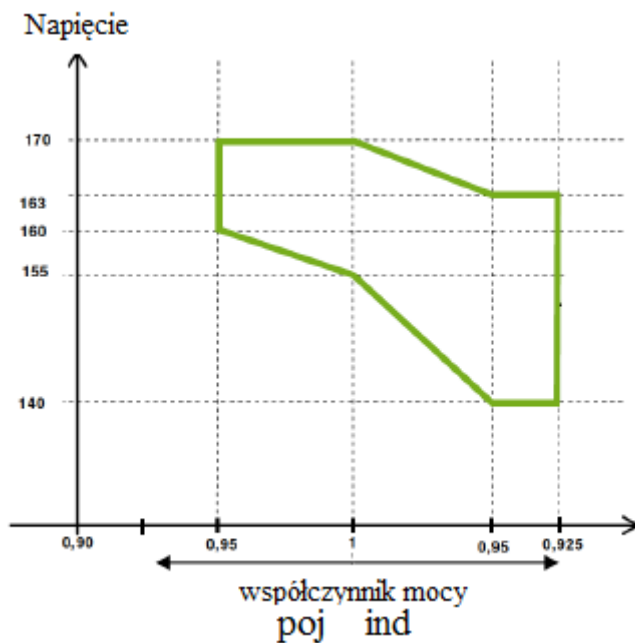
polecenie operatora. Dopuszczalne wartości statyzmu regulatora to 3%–5%. Odciążenie generatora może się rozpocząć już przy częstotliwości 50,15 Hz.



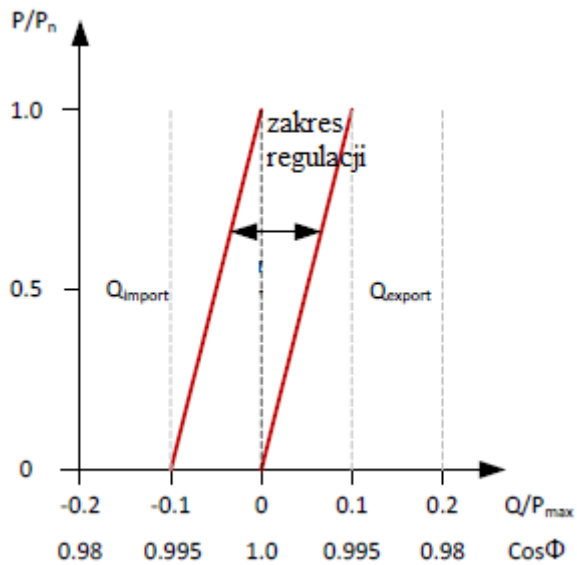
Rys. 4. Funkcja mocy czynnej w funkcji częstotliwości dla FW pracującej w Danii [9]

### Regulacja napięcia

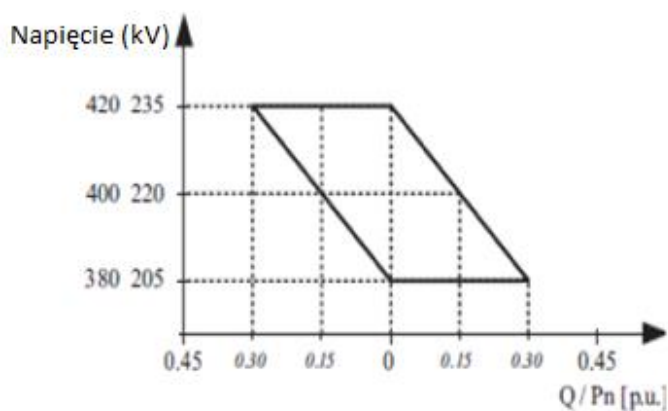
Wartość napięcia w sieci OSP jest silnie zależna od mocy biernej generowanej lub pobieranej przez FW. Każdy z OSP może wpływać na zakres regulacji mocy biernej w FW poprzez odpowiednie zapisy w Instrukcja Ruchu. Na rysunkach 5–8 przedstawiono minimalne zakresy pracy FW. Instrukcje Niemiec i Hiszpanii uzależniają zakres regulacji od napięcia w punkcie przyłączenia FW. Wielka Brytania i Dania podają jedynie zakresy pracy FW w zależności od mocy generowanej przez FW.



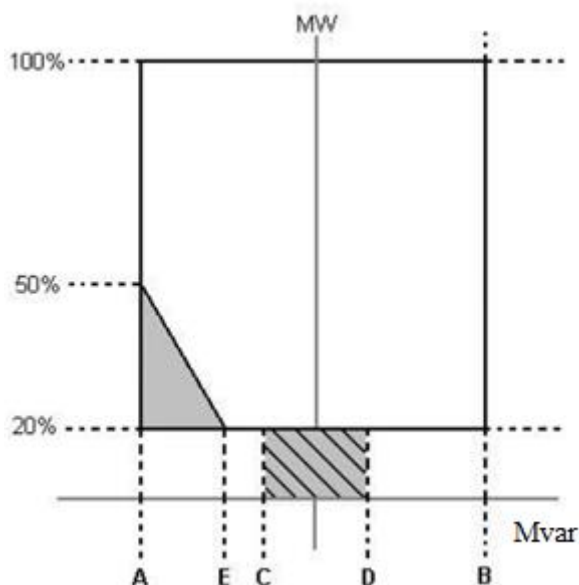
Rys. 5 Zakres pracy FW w Niemczech [7]



Rys. 6. Zakres pracy FW w Danii [9]



Rys. 7. Zakres pracy FW w Hiszpanii [8]



Rys. 8. Zakres pracy FW w Wielkiej Brytanii [11]

gdzie: A –  $\cos \varphi = 0,95$  pojemnościowy, B –  $\cos \varphi = 0,95$  indukcyjny,  
 C – moc bierna pojemnościowa odpowiadająca 5% znamionowej mocy czynnej,  
 D – moc bierna indukcyjna odpowiadająca 5% znamionowej mocy czynnej,  
 E – moc bierna pojemnościowa odpowiadająca

### Ograniczenia sieciowe

Ograniczenia sieciowe (gałęziowe) występujące w SEE wynikają z przeciążeń termicznych elementów sieci takich jak linie i transformatory. Z uwagi na jednoczesność występowania generacji w różnych FW mogą wystąpić sytuacje, w których OSP zmuszony jest do wprowadzenia ograniczeń w produkcji energii z FW. W 2014 roku Niemcy z tytułu ograniczeń sieciowych nie wykorzystały 2,1% energii z FW, Wielka Brytania 3,1%, Hiszpania 2,1%. W Danii omawiany problem nie wystąpił [12].

#### 1. Niemcy

Większość ograniczeń nałożonych w SEE niemieckim zostało nałożonych przez OSD. Wycofana moc jest włączona do rezerwy operacyjnej. FW dostaje odszkodowanie w wysokości 95% utraconych zysków z tytułu niezrealizowanej produkcji energii. W przypadku gdy roczne koszty US są większe lub mniejsze od założonej wartości OSP może otrzymać karę lub uzyskać premię.

#### 2. Dania

Duńskie FW są włączone do US w ramach FRR i RR. W związku z uczestnictwem FW w rynku mocy nie występowały bezpośrednio koszty przekroczeń ograniczeń sieciowych (ograniczenia generacji były realizowane w ramach innych US). W przypadku gdyby z winy OSP FW musiała zostać odstawiona rekompensata jest ustalana na podstawie cen na Rynku Dnia Następnego (RDN). Duńskie morskie farmy wiatrowe (MFW) mają podpisane kontrakty na wykonanie usługi typu odstawienie.

#### 3. Hiszpania

Odstawienie hiszpańskich FW wiąże się z kosztami rekompensat, które musi OSP musi wypłacić producentom energii. Wysokość wypłat jest ustalona na 85% ceny z RDN.

#### 4. Wielka Brytania

Odstawienie FW z tytułu przekroczeń ograniczeń sieciowych jest w Wielkiej Brytanii częste. Największe jednostki wytwórcze zlokalizowane są w Szkocji i przesyłają energię pochodzącą z wiatru do Anglii i Walii. Wypłacanie rekompensat za redukcję produkcji ustala się w umowach dwustronnych pomiędzy OSP i właścicielem FW.

### Udział w rynku bilansującym i mocy

W świetle przepisów o rynku mocy każda jednostka wytwórcza może świadczyć usługi bilansowania i zgłaszać oferty cenowe na aukcyjnym rynku mocy. Zasadność uczestnictwa elektrowni wiatrowych w rynku mocy jest uzależnione od sposobu realizacji rynku. Im krótszy jest tzw. Czas Zamknięcia Bramki (ang. *Gate Closure Time*) tym prognozy wiatrowe są bardziej skuteczne i ryzyko niewywiązania się z umów mniejsze [13,15].

Przykładem na funkcjonowanie rynku US, w którym aktywnie uczestniczą FW jest Dania. Zgodnie z zapisami regulującymi rynek US FW mogą zgłaszać uczestnictwo w RUS tylko w porozumieniu z innym wytwórcą energii, który będzie zdolny do pokrycia zapotrzebowania na energię w przypadku wystąpienia niedokładnej prognozy wiatru [16].

## 6. Podsumowanie

Przedstawione w artykule RUS świadczone przez energetykę wiatrową stanowią dla SEE cenne uzupełnienie dla usług świadczonych przez JWCD. Należy podkreślić, że część z RUS działa w sposób pewny, nie wprowadzając do działania SEE niekorzystnych zjawisk związanych z niepełną przewidywalnością źródeł. W szczególności usługi związane z regulacją napięcia i redukcją mocy czynnej są uznawane za działające poprawnie i z dużą korzyścią dla SEE.

Wyłączenie lub obniżenie mocy wytwórczej FW spowodowane przekroczeniami w sieci OSD lub OSP jest najczęściej skutkiem działania energetyki odnawialnej. Na etapie planowania i wydawania pozwoleń na przyłączenie źródła do SEE ekspertyza powinna wykazać zagrożenia wystąpienia ograniczeń wynikających z dołączenia zbyt dużej mocy zainstalowanej OZE.

Jak pokazują doświadczenia krajów europejskich, w których rozwój energetyki wiatrowej jest znaczny, integracja energetyki wiatrowej z rynkiem bilansującym i technicznym jest możliwa i korzystna dla OSP. Aby pogłębić współpracę OSP z jednostkami wiatrowymi należałoby konstruować rynek mocy jako krótko terminowy z wyodrębnionymi sekcjami rezerwy mocy dostępnej i uruchomienia rezerwy wytwórczych realizowanymi osobno. Korzystna dla FW byłaby również możliwość składania niesymetrycznych ofert produkcyjnych. FW mogłyby zgłaszać oferty redukcyjne z pominięciem ofert przyrostowych. Dzięki temu przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej nie uległyby zmianie a możliwość zwiększenia zysku byłaby impulsem do inwestycji w energetykę wiatrową [15]. Należy wspomnieć, że dodatkową korzyścią jest szybkość aktywacji rezerwy, która może dochodzić do kilkunastu MW/s dla pojedynczej FW.

Kraje posiadające znaczne zasoby energetyki odnawialnej dążą do zminimalizowania ryzyka wystąpienia wpływu niepoprawnych prognoz produkcji energii w FW na rynki bilansujące. Takie działania korzystnie wpływają na poprawę bezpieczeństwa pracy SEE oraz zmniejszają kary dla FW. Jednym ze sposobów radzenia sobie z omawianym problemem jest współpraca JW sterowalnych z FW [15,17,18]. Taka współpraca podnosi stałą zdolność wytwórczą ( ang. *firm capacity*) FW. Z takiego rozwiązania korzysta duński OSP.

## Literatura

- [1] Instrukcja ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej,
- [2] Korytowski, Aleksander.: Wpływ usług systemowych oraz generacji rozproszonej na pokrywanie zapotrzebowania na moc szczytową w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. *Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu* 65 (2015): 55–67 .
- [3] Augustyn, Aleksandra. Wpływ energetyki wiatrowej na generację energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych. *Polityka Energetyczna* 20 (2017).
- [4] Hennig, Tobias, et al. Ancillary Services Analysis of an Offshore Wind Farm Cluster–Technical Integration Steps of a Simulation Tool. *Energy Procedia* 53 (2014): 114–123.
- [5] Wind In power 2017, Annual combined onshore and offshore wind energy statistics, windeurope.org, 02.2018
- [6] TenneT TSO GmbH, Grid code: High and extra high voltage, December 2012.
- [7] TenneT TSO GmbH, Requirements for offshore grid connections in the grid of TenneT TSO GmbH, Dec 2012.
- [8] REE, Restricted to the Technical Requirements of Wind Power and Photovoltaic Facilities , in *Annex of O.P. 12.2*, , 2008.
- [9] Energinet.dk, Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW, ed, 2010
- [10] ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania
- [11] National Grid, “The Grid Code, 2017.
- [12] WindEurope views on curtailment of wind power and its link to priority dispatch, windeurope.org, 02.2018.
- [13] Chaves-Ávila, José Pablo, and Rudi A. Hakvoort. Participation of wind power on the European balancing mechanisms. *European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference on the*. IEEE, 2013.
- [14] Dz.U. 2018 poz.9 Ustawa o rynku mocy, 2017.
- [15] Sorknæs, Peter, et al. Market integration of wind power in electricity system balancing. *Energy Strategy Reviews* 1.3 (2013): 174–180.
- [16] Energinet.dk Ancillary Services to be delivered in Denmark tender conditions 2017.
- [17] Soares, Tiago, Pierre Pinson, and Hugo Morais. Wind offering in energy and reserve markets. *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 749. No. 1. IOP Publishing, 2016.
- [18] Banaei, Mohsen, Majid Oloomi-Buygi, and Seyed-Mahdi Zabetian-Hosseini. Strategic gaming of wind power producers joined with thermal units in electricity markets. *Renewable Energy* 115 (2018): 1067–1074.
- [19] Paska, Józef, and Tomasz Surma. Elektrownie wiatrowe źródłem energii elektrycznej, czy również mocy?. *Rynek Energii* 2 (2015): pp. 52–58.

- 
- [20] Kacejko P., Pijarski P.: Dynamic Fitting of Generation Level to Thermal Capacity of Overhead Lines. *Przegląd Elektrotechniczny*, R.84 NR 5/2008, p. 80–83.
- [21] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta ? *Rynek Energii*, 2014, vol. 114 (5), str. 83-89.



**Maciej SOŁTYSIK<sup>1</sup>, Mariusz KOZAKIEWICZ<sup>2</sup>, Kinga BOJDA<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>PSE Innowacje Sp. z o.o.; <sup>2</sup>Szkoła Główna Handlowa

## **OPTIMALIZACJA WYBRANYCH FUNKCJI CELU W MODELU ROZLICZENIOWYM KLASTRÓW ENERGII**

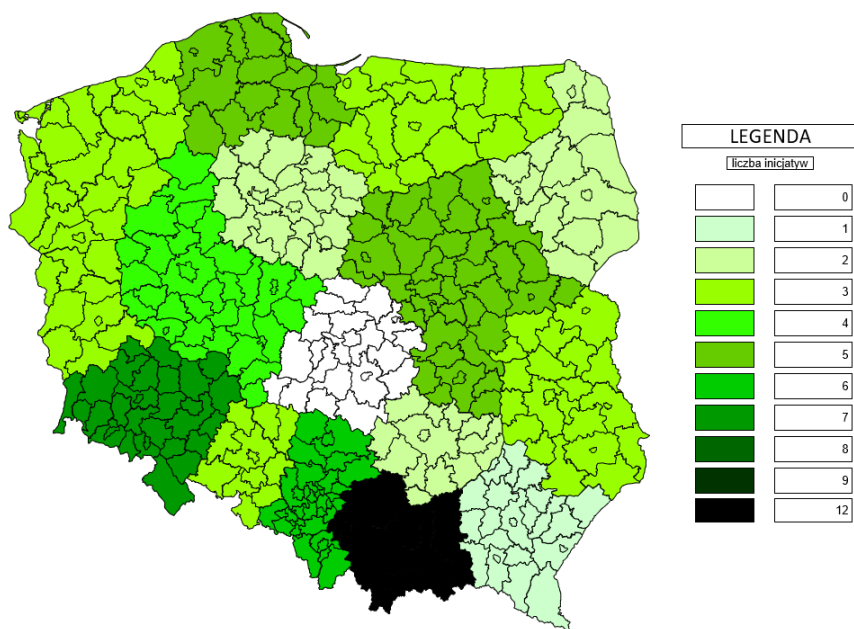
### **1. Wstęp**

Obserwacja zmian otoczenia rynkowego w Polsce wskazuje, na sukcesywną ewolucję mechanizmów w kierunku rozwoju rynku lokalnego i regionalnego oraz budowy trwałych podwalin energetyki obywatelskiej. Dają temu wyraz zarówno inicjatywy ustawodawcze i regulacyjne, jak i liczne projekty naukowo-badawcze obejmujące swoim zakresem tematykę m.in. samowystarczalności energetycznej gmin [1] i budowy klastrów energii. Promocja decentralizacji energetyki znajduje odzwierciedlenie w ustawie o odnawialnych źródłach energii gdzie określone zostały ogólne ramy tworzenia klastrów energii i pozostawiona została swoboda działań w celu realizacji tej koncepcji. Budowa energetyki obywatelskiej ma charakter perspektywiczny i może stanowić ciekawą alternatywę dla energetyki zawodowej w obszarze poprawy bezpieczeństwa energetycznego [4], w tym stworzenia zasobów wytwórczych bazujących na lokalnej strukturze paliwowej [10], [15], wdrażaniu nowych modeli funkcjonowania rynków [12], budowaniu relacji kooperacyjnych między graczami rynkowymi [11] i kreowaniu wartości w ramach mechanizmów ekonomii współdzielenia.

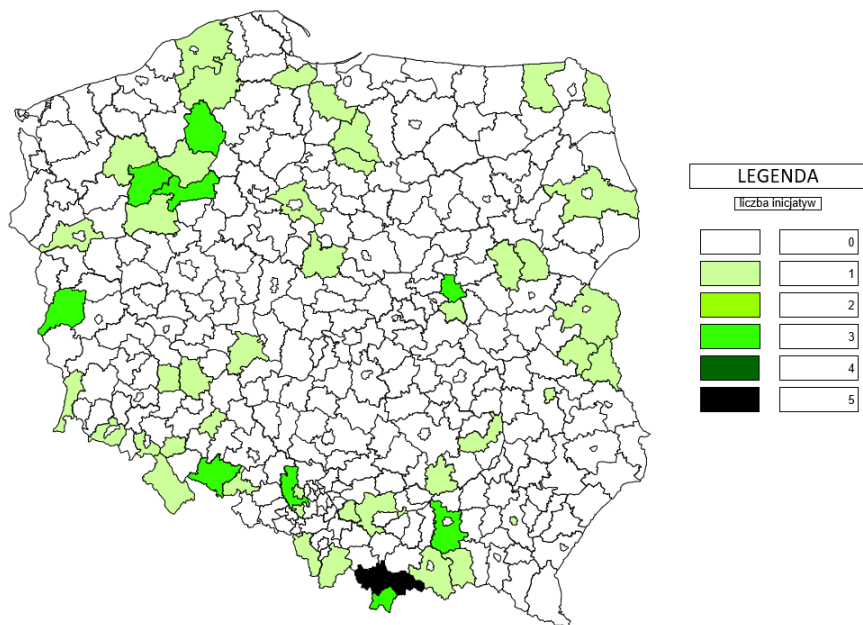
Szczególnie istotna z tej perspektywy wydaje się być idea klasteryzacji promująca lokalne spojrzenie na energetykę i wpisująca się w trend wsparcia generacji rozproszonej opartej głównie o wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej z ciepłem i chłodem. Klustry energii zostały w swej definicji ograniczone geograficznie do maksymalnie pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, bądź ram jednego powiatu. Drugim kryterium brzegowym jest poziom napięcia, do którego przyłączeni są wytwórcy i odbiorcy w klastrze. Wydaje się, że intencja ustawodawcy nakreślająca jedynie ogólne ramy tej koncepcji nie stała się przeszkodą w materializacji inicjatyw tworzenia klastrów. Szczególnym tego wyrazem jest zaangażowanie uczestników rynku i potwierdzające to aplikacje zgłaszane w ramach konkursu na certyfikowany klaster. Na stronie internetowej organizatora konkursu - Ministerstwa Energii [5] znajduje się informacja o kilkudziesięciu zarejestrowanych klastrach energii, a z informacji prasowych wynika, że liczba ta sukcesywnie rośnie i sięga poziomu około 120 aplikacji. Otwarty charakter konkursu daje dużą swobodę w pobudzaniu kreatywności

i nadawaniu niektórym koncepcjom unikatowego charakteru. W większości przypadków koordynatorzy reprezentujący interesy uczestników klastrów stawiają sobie za cel realizację działań o charakterze inwestycyjnym, przede wszystkim w zakresie infrastruktury dystrybucyjnej energii elektrycznej i ciepła oraz budowy mocy wytwórczych. Szczególnie interesująca w tym zakresie wydaje się być różnorodność form realizacji inwestycji w źródła wytwórcze, odzwierciedlająca położenie geograficzne klastra, a tym samym mająca silne odniesienie do lokalnej i regionalnej dostępności do paliw pierwotnych. Implikuje to różną intensywność powstawania inicjatyw klastrowych, co na bazie danych [5] zostało zilustrowane na rysunkach 1 i 2.

Obowiązująca formuła prawna dająca dużą elastyczność tworzenia klastrów, pozwala na stworzenie obszernego katalogu możliwych scenariuszy ich budowy, co implikuje problemy natury decyzyjnej, co najmniej w zakresie wyboru modelu funkcjonowania struktury klastrowej, doboru uczestników, zarządzania klastrem i mechanizmów rozliczeniowych. Dysonans decyzyjny daje zatem uzasadnienie dla próby optymalizacji budowy struktur klastrowych z uwzględnieniem wybranych ograniczeń i warunków brzegowych, a także określonych funkcji celu.



Rys. 1. Segmentacja inicjatyw klastrowych do poziomu województw.  
Opracowanie własne na podstawie danych [5]



Rys. 2. Segmentacja inicjatyw klastrowych do poziomu powiatów.  
Opracowanie własne na podstawie danych [5]

Można zatem sformułować tezę, czy istnieje uzasadnienie ekonomiczne do budowy klastra:

- scalającego dowolną liczbę odbiorców z wybranych grup taryfowych,
- z częściowo narzuconą strukturą wytwórczą i łącznie scalającego skończoną liczbę wytwórców,
- uwzględniającego elementy zachęt finansowych dla odbiorców i wytwórców do uczestnictwa w klastrze,
- zakładającego maksymalizację zysków koordynatora z zagwarantowaniem co najmniej pokrycia kosztów jego działalności.

Dowód tak postawionej tezy stał się przedmiotem analiz, z których wnioski zawarte zostały w niniejszym referacie.

## 2. Założenia procesu optymalizacji

W ramach przeprowadzonych analiz optymalizacja funkcji celu realizowana była w oparciu o szereg założeń, z których najistotniejsze przedstawiają się następująco:

- Analizy przeprowadzone zostały dla scenariusza zakładającego maksymalizację zysków koordynatora klastra, w którym przyjęto dwa podstawowe ograniczenia:

- a) założono premiowanie wytwórców w klastrze podnosząc cenę sprzedawanej przez nich energii o stałą wartość procentową,
  - b) założono premiowanie odbiorców w klastrze obniżając im cenę kupowanej przez nich energii o stałą wartość procentową.
- Analizy optymalizacyjne zostały przeprowadzone dodatkowo w oparciu o:
  - a) rozwiązania modelu matematycznego zaprojektowanego w technice *mixed integer programming* – technice badań operacyjnych,
  - b) model matematyczny zaimplementowany w języku GMPL, który stanowi składową oprogramowania GLPK [7]. Niewątpliwą zaletą tego języka jest ergonomia i możliwość formułowania „reguł biznesowych” bez konieczności modelowania równań w układach macierzowych [16],
  - c) rozwiązywanie zadań za pośrednictwem solvera [6], który jest dedykowany do zadań całkowicie liczbowych, a bazuje na algorytmie *branch and cut*,
  - d) kilka scenariuszy budowy struktur klastrowych, w częściowo arbitralnie narzuconym kształcie. Podejście to odzwierciedla warunki naturalne budowy klastrów energii, gdzie zawiązanie klastra następuje wokół funkcjonującej „struktury startowej”, a dobór nowych mocy i odbiorów podlegać powinien uzasadnionym ekonomicznie regułom,
  - e) wprowadzenie ograniczenia maksymalnie 10 wytwórców w klastrze i jednocześnie braku wprowadzenia ograniczeń liczebności odbiorców,
  - f) fakt, że optymalizacja nie obejmowała struktury przychodowej i kosztowej związanej z dystrybucją energii elektrycznej w klastrze. Założono, że koszty ponoszone z tytułu dystrybucji energii w klastrze i poza nim są identyczne. Dystrybucja energii elektrycznej i związane z tym koszty są interesującym obszarem badawczym, który sam w sobie może stanowić ciekawy obszar analiz,
  - g) wprowadzenie ograniczenia 20% niezbilansowania dla całego, miesięcznego okresu objętego analizą. Założeniem modelu funkcjonowania klastra energii nie jest spekulacja i arbitraż między poszczególnymi segmentami rynku. Wprowadzenie tego warunku istotnie ogranicza procesy optymalizacji funkcji celu mogące dawać rozwiązania skupione wyłącznie na spekulacjach na rynku bilansującym i spotowym,
  - h) brak wprowadzenia ograniczeń poziomu niezbilansowania dla horyzontu godzinowego. Model dopuszcza sprzedaż lub zakup 100% energii na rynku bilansującym w ramach pojedynczych godzin. Wprowadzenie tego warunku było konieczne z perspektywy możliwości znalezienia rozwiązania. Generacja ze

źródeł np. fotowoltaicznych i wiatrowych może w niektórych godzinach wynosić 0, co w przypadku przyjęcia innego warunku brzegowego skutkowałoby odrzuceniem danego scenariusza klastrowego,

- i) dane historyczne generacji ze źródeł bazujących na różnych technologiach wytwarzania. Do analiz wykorzystano 84 rzeczywiste profile wytwórcze, w tym: elektrowni wiatrowych (57 profili), małych elektrowni wodnych (15 profili), źródeł fotowoltaicznych (2 profile), źródeł biogazowych (4 profile) oraz źródeł kogeneracyjnych na węgiel kamienny (6 profili),
- j) dane historyczne odbiorców zagregowanych w ramach grup taryfowych C11, C12a, C12b,
- k) dane historyczne cen energii z rynku konkurencyjnego [9] oraz cen rozliczeń odchyleń na rynku bilansującym [8]. Dane byłyby wykorzystane w modelowaniu zachęty dla uczestników klastra i kalkulacji kosztów bilansowania,
- l) scenariusze wariantowe zakładające istnienie w ramach klastra obligatoryjnych konfiguracji uczestników przedstawionych w Tabeli 1.

Tabela 1

Scenariusze struktur klastrowych

|                                                                                               | Liczba i rodzaj wytwórców w ramach scenariusza |   |   |   |    |    |    |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|---|---|---|----|----|----|----|
|                                                                                               | 1                                              | 2 | 3 | 4 | 5  | 6  | 7  | 8  |
| <br>WIATR   | -                                              | - | 3 | 1 | -  | -  | -  | 5d |
| <br>WODA   | -                                              | - | 2 | 1 | -  | -  | 5d | -  |
| <br>BIOGAZ | -                                              | 1 | - | 1 | -  | -  | -  | -  |
| <br>PV     | -                                              | 1 | - | 1 | -  | 1d | -  | -  |
| <br>EC     | -                                              | - | - | 1 | 1d | -  | -  | -  |

Gdzie:

„1-5” – wartości oznaczają liczbę źródeł wytwórczych w danej technologii wchodzących w skład konfiguracji startowej

„xd” – oznacza dobór dokładnie „x” źródeł danego typu

„-” – oznacza brak narzuconej struktury startowej dla danego typu źródła wytwórczego

- m) brak uwzględniania dodatkowych kosztów niezbędnych do zabezpieczenia procesów prognostycznych i grafikowych w klastrze (pozyskanie danych, narzędzia prognostyczne) [1], [3],
- n) dane wykorzystane w modelach w granulacji dobowo-godzinowej dotyczącej wybranych okresów 2016 r. Optymalizacja została przeprowadzona na bazie wirtualnego miesiąca składającego się z szeregu czasowego zbudowanego z 4 tygodni odzwierciedlających sezonową zmienność danych (po jednym tygodniu z miesięcy: styczeń, kwiecień, lipiec, październik). Dane godzinowe zapotrzebowania i generacji zostały znormalizowane, dzięki czemu uzyskano stabilne i łatwo skalowalne profile wykorzystane w procesie optymalizacji. Na rysunku 4 przedstawione zostały profile wytwórcze dla każdej z wykorzystanych technologii. Przedział „zakres generacji” wizualizuje zmienność generacji rozumianą jako dobowo-godzinową różnicę między maksymalnym i minimalnym profilem wytwórczym udostępnionym do optymalizacji. W sposób analogiczny przedstawione zostały na rysunku 5 profile odbiorcze. W każdym przypadku na wykresach umieszczono dodatkowo statystyki szeregów czasowych wyrażone średnią i medianą. W ramach tych przedziałów przeprowadzona została analiza wszystkich możliwych scenariuszy doboru uczestników klastra pod kątem optymalizacji funkcji celu tj. maksymalizacji zysków koordynatora.

### 3. Model

Konstrukcja funkcji celu modelu optymalizacyjnego zakładała maksymalizację zysku koordynatora klastra z uwzględnieniem elementów zachęt dla jego uczestników. Ideę opisaną w [13], w procesie modelowania ujęto we fragmencie kodu przedstawionym na rysunku 3a. Przykładowe, szczegółowe równania modelu opisujące odbiorców w scenariuszu bazowym tzn. gdy rozliczani są za zużycie energii elektrycznej po cenach taryfowych lub cennikowych i nie wchodzi w strukturę klastra, zdefiniowano we fragmencie kodu na rysunku 3b.

```

a)
subject to def_funkcjaCelu:
FunkcjaCelu = sum{k in klastry}
    (ZyskAlternatywnyWytworcowKlastra[k] –
    ZyskBazowyWytworcowKlastra[k]
    +
    KosztBazowyOdbiorcowKlastra[k] –
    KosztAlternatywnyOdbiorcowKlastra[k]);

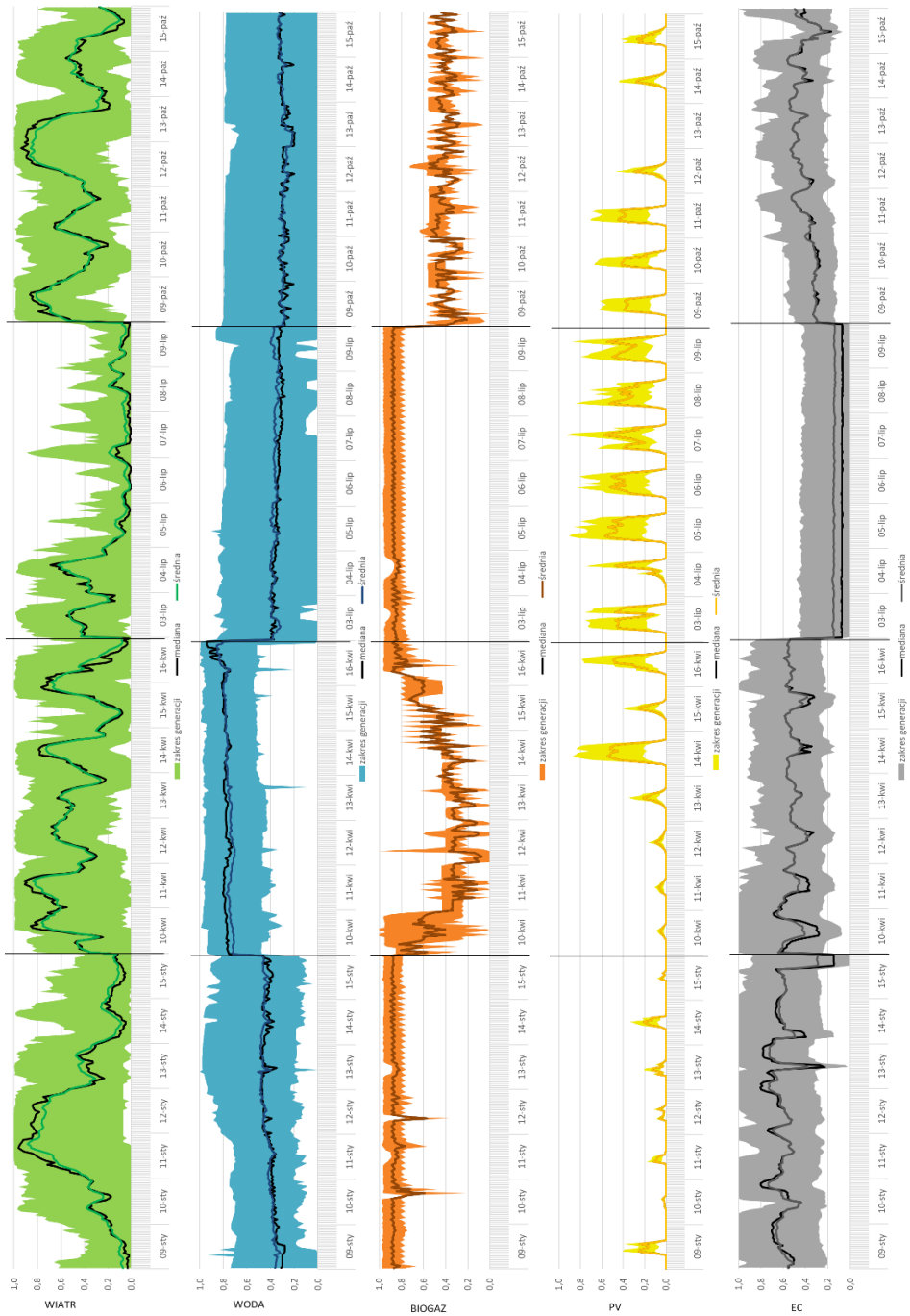
b)
subject to def_GodzinowyKosztBazowyOdbiorcow
{t in kalendarz}:
    KosztBazowyOdbiorcowKlastraWH[t]
    =
    odbInK[t] * ( taryfaMod[t] + certyfikacja[t] );

```

Rys. 3. Fragmenty kodu algorytmu optymalizatora

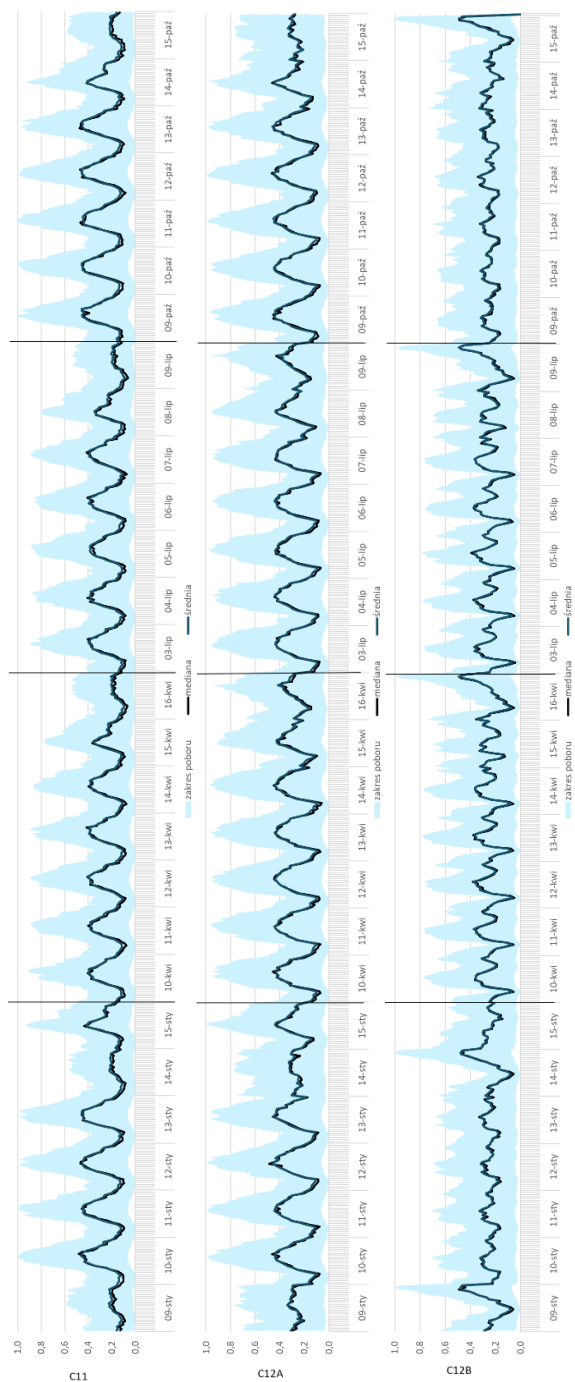
Zmienna  $odbInK[t]$  opisuje sumaryczne zapotrzebowania klastra w godzinie  $t$  i podlega optymalizacji. Parametry nie podlegające optymalizacji:  $taryfaMod[t]$  oraz  $certyfikacja[t]$  reprezentują ceny i są danymi wejściowymi zadania. Parametr  $taryfaMod[t]$  odzwierciedla średni poziom ceny taryfowej dla grup taryfowych „C” [14] zmodyfikowany poprzez pozbawienie jej składnika związanego z certyfikacją.

Przyjęte założenia brzegowe zakładają korzystniejszy z perspektywy odbiorców model rozliczania po ich wejściu w strukturę klastra. W tym przypadku model dokonuje stosownych obliczeń, które realizowane są w ramach scenariusza alternatywnego, co schematycznie przedstawiono we fragmencie kodu na rysunku 6a. Znaczenie zmiennych jest analogiczne, jak w przypadku wyżej omówionego fragmentu kodu, a konstrukcja przedstawiona na rysunku 6b wykorzystana została do zamodelowania korzyści dla odbiorcy. W analizach przyjmowano różne scenariusze upustów cenowych, lecz na potrzeby prezentacji wyników scenariusza maksymalizacji zysków koordynatora przyjęto poziom  $ProcOdbiorca = 3,8\%$ . W analogiczny sposób zdefiniowane zostały modele zachęt dla wytwórców, a finalny kształt funkcji celu dla tego scenariusza odzwierciedla fragment kodu z rysunku 6c.



Rys. 4. Profile wytwórcze użyte w procesie optymalizacji doboru uczestników klastrów





Rys. 5. Profile odbiorcze użyte w procesie optymalizacji doboru uczestników klastrow

a)  
 subject to def\_GodzinowyKosztAlternatywny Odbiorcow {t in kalendarz}:  
     KosztAlternatywnyOdbiorcowKlastraWH[t]  
     = odbInK[t] \* (crk[t] + ProcOdbiorca \* (taryfaMod[t] – crk[t] )  
       +  
       certyfikacja[t]);

b)  
 crk[t] + ProcOdbiorca \* (taryfaMod[t] – crk[t])

c)  
 maximize funkcja\_celu: sum {t in kalendarz} ZyskKoordynatoraWH[t];  
 subject to def\_ZyskKoordynatoraWH {t in kalendarz}:  
     ZyskKoordynatoraWH[t] =  
     odbInK[t] \* ((ProcOdbiorca-ProcProducent) \* (taryfa\_G[t] - crk[t]))  
     +  
     bilInKPositive[t] \* rb[t] - bilInKNegative[t] \* rb[t];

Rys. 6. Fragmenty kodu algorytmu optymalizatora

Zmienne oznaczone symbolami bilInKPositive[t] i bilInKNegative[t] reprezentują niebilansowanie klastra w godzinie  $t$  i podlegają procesowi optymalizacji dla całego, miesięcznego okresu analiz.

Model optymalizacyjny skonstruowany w oparciu o przedstawiony algorytm i przyjęte założenia posłużył do przeprowadzenia ośmiu scenariuszy symulacji doboru uczestników klastra energii, wokół zadanych struktur bazowych. Wyniki przedstawione zostały w tabeli 2.

#### 4. Prezentacja wyników i wnioski

Przeprowadzone analizy pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

- Maksymalizacja zysków koordynatora klastra, przy jednoczesnym zagwarantowaniu partykularnych korzyści odbiorcom i wytwórcom zagregowanym w klastrze została osiągnięta w siedmiu scenariuszach. W przypadku budowy klastra w oparciu o trzy elektrownie wiatrowe i dwie wodne (scenariusz nr 3), nie udało się zbudować struktury gwarantującej osiągnięcie zysków w analizowanym okresie z jednoczesnym spełnieniem warunków brzegowych.
- Przeprowadzona analiza optymalizacyjna została wykonana jedynie na wycinku danych. Poszukiwanie optymalnego rozwiązania dla tak wielu scenariuszy i pełnej historii (np. rok) nie zostało zrealizowane

w skończonym czasie. W ocenie autorów, wybór danych odpowiadających czterem tygodniom roku, odzwierciedlającym różne pory roku i tym samym zjawiska sezonowe, stanowi właściwą i reprezentatywną próbę testową.

- Proces maksymalizacji zysków koordynatora w oparciu o dobór struktury uczestników klastra uwidocznił wyraźne tendencje i schematy doboru. Dopasowanie profilowe w znaczącej liczbie przypadków oparte było o profile elektrowni wiatrowych nr 22 i 41, profile małych elektrowni wodnych nr 4,5,6 i 13, a także biogazownię nr 4, źródła kogeneracyjne nr 2 i 3 oraz fotowoltaiczne nr 1. W przypadku doboru odbiorców, najmniej popularny był dobór odbiorców z grupy C11, a najbardziej popularny z grupy C12b. Obserwacja ta nabiera znaczenia praktycznego. Wskazuje bowiem, że budując klastr energii np. wyłącznie w oparciu o odbiorców grupy taryfowej C11 i mając do dyspozycji pełen wachlarz wytwórców, szansa powodzenia na zbudowanie modelu rozliczeniowego maksymalizującego zyski uczestnikom klastra jest znikoma. Do podobnych, choć mniej radykalnych wniosków można dojść analizując profile wytwórcze. W obu przypadkach należy podkreślić jak ważny jest dobór profilowy uczestników i w jakim kierunku powinien rozwijać się klastr, aby zmaksymalizować cel.
- Dla każdego z niesprzecznych scenariuszy uzyskane zostały dodatnie i wymierne korzyści widziane zarówno z perspektywy koordynatora klastra, jak i każdego z uczestników. Wyniki dla czterotygodniowego okresu optymalizacji przedstawione zostały w tabeli 3. Wynika z nich wyraźnie, że struktura bazowa klastra opartego o narzucone, wybrane typy źródeł wytwórczych może powodować różnice w strumieniu globalnych korzyści dla uczestników klastra na poziomie 85%. Stąd również płynie wniosek praktyczny, że nie każda inicjatywa klastrowa dysponująca już na początku swojego istnienia zapleczem wytwórczym, jest właściwa i gwarantująca rentowność funkcjonowania klastra. W analizowanych procesach optymalizacji, scenariusz nr 1 odpowiadający brakowi narzuconej bazowej struktury wytwórczej uplasował się na drugim miejscu w zakresie łącznych korzyści i pierwszym w zakresie maksymalizacji zysku koordynatora.

## Wyniki optymalizacji – dobór uczestników do klastrów energii w ujęciu scenariuszowym

Dobór wytwórców

|          | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|----------|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Wiatr_1  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_2  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_3  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_4  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_5  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_6  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_7  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_8  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_9  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_10 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_11 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_12 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_13 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_14 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_15 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_16 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_17 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_18 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_19 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_20 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_21 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_22 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_23 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_24 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_25 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_26 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_27 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_28 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_29 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_30 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_31 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_32 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_33 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_34 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_35 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_36 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_37 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_38 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_39 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_40 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_41 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_42 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_43 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_44 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_45 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_46 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_47 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_48 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_49 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_50 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_51 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_52 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_53 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_54 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_55 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_56 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Wiatr_57 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_1   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_2   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_3   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_4   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_5   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_6   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_7   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_8   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_9   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_10  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_11  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_12  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_13  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_14  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Woda_15  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| EC_1     |   |   |   |   |   |   |   |   |
| EC_2     |   |   |   |   |   |   |   |   |
| EC_3     |   |   |   |   |   |   |   |   |
| EC_4     |   |   |   |   |   |   |   |   |
| EC_5     |   |   |   |   |   |   |   |   |
| EC_6     |   |   |   |   |   |   |   |   |
| PV_1     |   |   |   |   |   |   |   |   |
| PV_2     |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Biogaz_1 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Biogaz_2 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Biogaz_3 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Biogaz_4 |   |   |   |   |   |   |   |   |

Dobór odbiorców

|          | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|----------|---|---|---|---|---|---|---|---|
| C12a_1   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_2   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_3   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_4   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_5   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_6   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_7   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_8   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_9   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_10  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_11  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_12  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_13  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_14  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_15  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_16  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_17  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_18  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_19  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_20  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_21  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_22  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_23  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_24  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_25  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_26  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_27  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_28  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_29  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_30  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_31  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_32  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_33  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_34  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_35  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_36  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_37  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_38  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_39  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_40  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_41  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_42  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_43  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_44  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_45  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_46  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_47  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_48  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_49  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_50  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_51  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_52  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_53  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_54  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_55  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_56  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_57  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_58  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_59  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_60  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_61  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_62  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_63  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_64  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_65  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_66  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_67  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_68  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_69  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_70  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_71  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_72  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_73  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_74  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_75  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_76  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_77  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_78  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_79  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_80  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_81  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_82  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_83  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_84  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_85  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_86  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_87  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_88  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_89  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_90  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_91  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_92  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_93  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_94  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_95  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_96  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_97  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_98  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_99  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| C12a_100 |   |   |   |   |   |   |   |   |

Tabela 3

## Efekt optymalizacji funkcji celu w ujęciu scenariuszowym

|                  |                              | Scenariusz |         |   |         |         |         |         |         |
|------------------|------------------------------|------------|---------|---|---------|---------|---------|---------|---------|
|                  |                              | 1          | 2       | 3 | 4       | 5       | 6       | 7       | 8       |
| (1)              | Koszt bazowy odbiorców       | 852 405    | 805 581 | - | 410 620 | 852 089 | 805 581 | 843 392 | 862 169 |
| (2)              | Koszt alternatywny odbiorców | 820 061    | 775 013 | - | 395 039 | 819 757 | 775 013 | 811 390 | 829 454 |
| (3)=(2)-(1)      | Różnica w                    | -32 344    | -30 567 |   | -15 581 | -32 332 | -30 567 | -32 002 | -32 715 |
| (4)=(3)/(1)      | kosztach                     | -3,8%      | -3,8%   |   | -3,8%   | -3,8%   | -3,8%   | -3,8%   | -3,8%   |
| (5)              | Zysk bazowy wytwórców        | 611 213    | 575 559 | - | 298 697 | 606 827 | 575 559 | 602 614 | 606 936 |
| (6)              | Zysk alternatywny wytwórców  | 629 842    | 598 071 | - | 313 430 | 624 507 | 598 071 | 626 069 | 623 323 |
| (7)=(6)-(5)      | Różnica w zyskach            | 18 629     | 22 512  |   | 14 733  | 17 681  | 22 512  | 23 455  | 16 387  |
| (8)=(7)/(5)      |                              | 3,0%       | 3,9%    |   | 4,9%    | 2,9%    | 3,9%    | 3,9%    | 2,7%    |
| (9)              | Zysk koordynatora            | 144 678    | 137 775 | - | 75 998  | 142 382 | 137 775 | 142 033 | 137 493 |
| (10)=(9)+(7)-(3) | Łączny efekt klasteryzacji   | 195 651    | 190 854 | - | 106 312 | 192 394 | 190 854 | 197 490 | 186 595 |

Przeprowadzone symulacje budowy struktur klastrowych wskazują wyraźnie jak istotnym elementem rentowności działania klastra energii jest właściwe przeprowadzenie doboru jego uczestników oraz zaprojektowanie i parametryzacja mechanizmu korzyści i zachęt. Budowa klastrów zarówno na etapie początkowym, jak i w procesie dalszego ich rozwoju postępującego np. w kierunku inwestycji w nowe moce wytwórcze powinna być uzasadniona ekonomicznie i mieć poparcie w wynikach odpowiednich analiz. Konkludując, na bazie wyników uzyskanych w wyniku symulacji wybranych scenariuszy budowy klastrów energii można stwierdzić, że istnieją rozwiązania gwarantujące uzyskanie efektu finansowego przy jednoczesnym spełnieniu zakładanych warunków brzegowych w przyjętych modelach rozliczeniowych, co dowodzi postawionej na wstępie tezy.

## Literatura

- [1] Całus S., Nowak W., Popławski T., inni: Gmina samowystarczalna energetycznie. Instytut Naukowo-Wydawniczy „Spatium”, listopad 2017.
- [2] Czapaj R., Rzepka P., Szablicki M.: Optymalizacja wyboru metody prognozowania szczytowego dobowego zapotrzebowania mocy KSE wykorzystująca zautomatyzowane metody typujące parametry wejściowe do modelu prognostycznego. Wydawnictwo PSE S.A., Elektroenergetyka, nr 1 (16), 2017.
- [3] Czapaj R.: Optymalizacja kosztów zakupu danych wejściowych do prognoz dobowego obciążenia KSE przy wykorzystaniu zautomatyzowanych metod

- statystycznych. XVIII Konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'17.
- [4] Halinka A., Rzepka P., Szablicki M.: Wykorzystanie WAMS do identyfikacji pracy wyspowej klastrów energii. Zabezpieczenia przekąźnikowe w energetyce. XX Ogólnopolska konferencja 2017, Kazimierz Dolny, 11–13 października 2017 r. Red. Daniela Demjaniuk. Komitet Automatyki Elektroenergetycznej SEP. Warszawa: Instytut Energetyki, 2017, s. 77-85.
  - [5] <http://www.me.gov.pl/Energetyka/Klasy+energii/Zestawienie+klasy+energii+i+inicjatyw+klasy>
  - [6] <https://www.coin-or.org/>
  - [7] <https://www.gnu.org/software/glpk/>
  - [8] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-dobowe-z-funkcjonowania-rb/podstawowe-wskazniki-cenowe-i-kosztowe/ceny-rozliczeniowe>
  - [9] Komunikaty Prezesa URE dot. średnich cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl).
  - [10] Kudelko M., Suwała W., Kamiński J., Kaszyński P.: Economic instruments as a way of introducing the concept of green economy into the energy market — Instrumenty ekonomiczne jako środek wdrażania koncepcji zrównoważonej gospodarki na rynku energii. Rynek Energii ; ISSN 1425-5960. 2013 r., nr 4, s. 90–96.
  - [11] Mucha-Kuś K., Sołtysik M., Zamasz K.: Rola kooperacji w klastrach energetycznych. XVIII Międzynarodowa Konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APR'17, Jastrzębia Góra, 7-9 czerwca 2017. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 53.
  - [12] Rzepka P., Sołtysik M., Szablicki M.: Wirtualny punkt przyłączenia użytkownika energii elektrycznej do sieci niskiego napięcia; Rynek Energii – 10/2017.
  - [13] Sołtysik M.: Założenia funkcjonowania klastrów energii, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 53; XVIII Międzynarodowa Konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'17 Jastrzębia Góra, 7-9 czerwca 2017.
  - [14] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r., Warszawa kwiecień 2017.
  - [15] Szurlej A., Mirowski T., Kamiński J.: Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w kontekście założeń polityki energetycznej — An analysis of changes in the power generation fuel-mix: the energy policy context. Rynek Energii ; ISSN 1425-5960. — 2013 nr 1, s. 3–10.
  - [16] Williams H. Paul: Model Building in Mathematical Programming, Wiley, 2013.

**Marek WANCERZ, Piotr MILLER**

Politechnika Lubelska

## **ANALIZA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA TRANSFORMATORA ZASILAJĄCEGO 15/0,4 kV W CELU POPRAWY PROFILI NAPIĘCIOWYCH W SIECIACH Z DUŻĄ KONCENTRACJĄ MIKROŹRÓDEŁ**

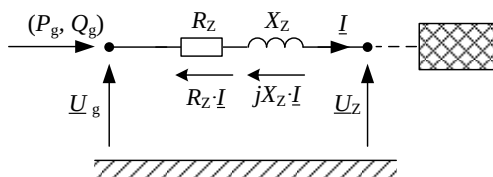
Celem artykułu jest określenie wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) na parametry jakościowe energii elektrycznej. Analiza ukierunkowana jest na poprawę profili napięciowych w sieciach niskiego napięcia dużą koncentracją mikroźródeł [3, 5]. W instalacjach niskiego napięcia z dużą koncentracją źródeł rozproszonych istnieje ryzyko wzrostu napięcia poza parametry dopuszczalne, określone w aktach prawnych. Operator systemu powinien reagować na zmiany napięcia przy lawinowym przyłączaniu jednostek wytwórczych. Artykuł prezentuje możliwości wyrównywania profili napięciowych z wykorzystaniem transformatora zasilającego 15/0,4 kV. Wykonano analizę porównawczą rozwiązań technicznych polegających na:

- wymianie transformatora na jednostkę o większej mocy;
- wykorzystanie istniejącego przełącznika zaczepów (zmiana położenia możliwa w stanie bezprądowym);
- wykorzystanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów (po wymianie transformatora).

W celu rozwiązania postawionego zadania, w oparciu o odpowiednie modele matematyczne, przeprowadzone zostały analizy symulacyjne porównujące skuteczność zastosowanych metod [2, 8].

### **1. Podstawy teoretyczne przesyłu mocy**

Źródła rozproszone oraz będące przedmiotem analizy mikroźródła (do 40 kW) oddziałują na sieć rozdzielczą podobnie jak klasyczne jednostki wytwórcze – wprowadzają do sieci moc czynną i bierną. Ze względu jednak na strukturę sieci dystrybucyjnych, parametry jednostkowe układów przesyłowych oraz moce jednostek wytwórczych, oddziaływanie to jest odbierane przez sieć w sposób odmienny. Stąd też wymagają one odmiennego podejścia w czasie analiz niż klasyczne źródła przyłączane do sieci przesyłowych. Analizując pracę źródeł energii w sieciach wysokiego napięcia rozpatruje się najczęściej przypadek pracy źródła wprowadzającego moc  $P_g$  i  $Q_g$  do „sieci sztywnej” (o nieskończenie wielkiej mocy zwarciowej) za pośrednictwem układu przesyłowego [2, 4].



Rys. 1. Schemat zastępczy układu źródła o napięciu  $U_g$  współpracującego z siecią zewnętrzną

Na rysunku 1 przedstawiono schemat zastępczy takiego układu zawierającego źródło o napięciu  $U_g$ , które współpracuje z siecią o stałej wartości napięcia  $U_Z$ . Źródło połączone jest z siecią za pośrednictwem toru przesyłowego o parametrach: rezystancja –  $R_Z$ , reakcja –  $X_Z$ . Znana z literatury zależność przedstawiono poniżej:

$$\Delta U = \frac{P_g}{U_Z} R_Z + \frac{Q_g}{U_Z} X_Z \quad (1)$$

z której wynika, że efekt napięciowy przyłączenia do sieci źródła o mocy czynnej  $P_g$  i biernej  $Q_g$  może być zróżnicowany w zależności od relacji między tymi mocami a parametrami toru przesyłowego  $R_Z$  i  $X_Z$ . Napięcie to może być większe lub mniejsze od napięcia określonego jako sztywne napięcie sieci w miejscu zasilania ( $U_Z = U_g - \Delta U$ ). Jak widać, postać wzoru (1) odpowiada dokładnie wzorowi na spadek napięcia w torze zasilającym odbiór ( $P_L, Q_L$ ):

$$\Delta U_L = \frac{P_L}{U_N} R_L + \frac{Q_L}{U_N} X_L \quad (2)$$

Można stwierdzić, że o ostatecznym poziomie napięcia w sieci ze źródłami rozproszonymi decyduje superpozycja oddziaływań tych źródeł (z reguły zwiększających wartość napięcia w miejscu przyłączenia) i oddziaływań odbiorów (z reguły zmniejszających jego wartość w miejscach poboru mocy). Wykorzystana w wyrażeniach (1) i (2) liniowa zależność pomiędzy zmianą (spadkiem lub wzrostem) napięcia, a wartością mocy czynnej i biernej (wprowadzanej do sieci lub z niej odbieranej) stanowi podstawę do dalszych rozważań mających na celu opracowanie metody pozwalającej na osiągnięcie optymalnego stanu napięciowego sieci, w której pracuje duża liczba źródeł wytwórczych – co jest celem niniejszego artykułu.

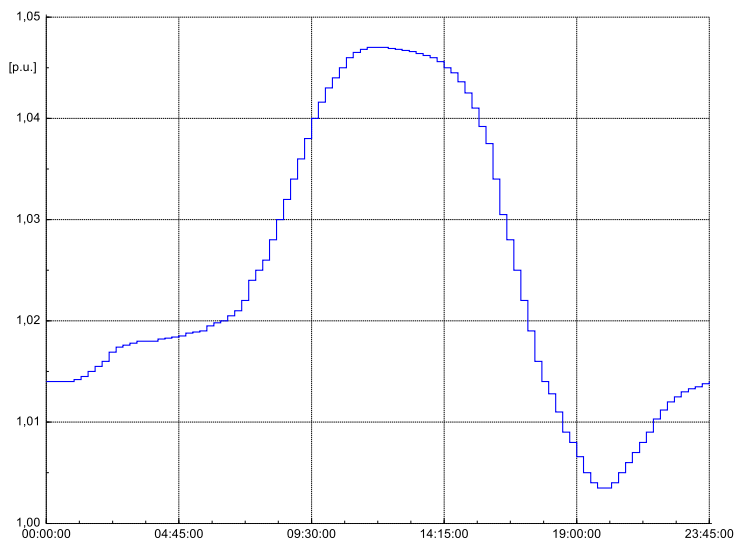
## 2. Ocena możliwości redukcji negatywnego oddziaływania napięciowego

Zrozumienie mechanizmów oddziaływania źródeł PV na napięcie w sieci nN pozwala na dobór rozwiązań mających na celu korektę wzrostu napięcia. Analizie symulacyjnej poddano sieć z zamodelowanymi odbiorami (z uwzględnieniem dobowej zmienności) oraz źródła PV z uwzględnieniem poziomu nasłonecznienia w ciągu doby. Krótką charakterystykę takiej sieci przedstawiono poniżej.

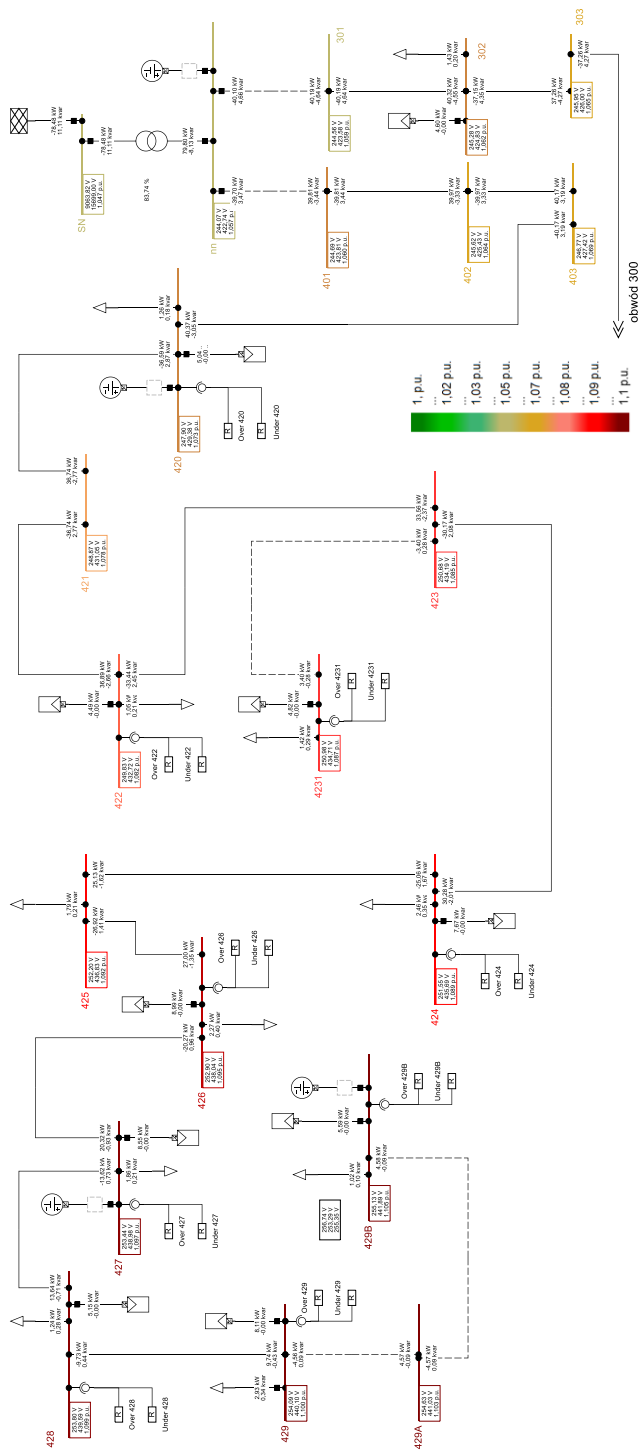


### Charakterystyka sieci niskiego napięcia

Badania możliwości opanowania podskoków napięcia w sieci z dużym nasyceniem instalacji fotowoltaicznych zostały przeprowadzone na modelu, którego schemat widoczny jest na rysunku 3. Jest to typowa sieć terenowa wiejska zasilana z transformatora 15/0,4 kV. Składa się z dwóch obwodów (300 i 400) w wykonaniu zarówno kablowym jak i napowietrznym. Jak wynika z przedstawionego schematu duża grupa odbiorców ma zainstalowane również źródła fotowoltaiczne o różnej mocy w wykonaniu jedno i trójfazowych. Na prezentowanym schemacie umieszczono dodatkowo wyniki analizy rozpyłowej. Dla rozdzielni są to: napięcie fazowe w V, napięcie międzyfazowe w V oraz napięcie w jednostkach względnych p.u., natomiast dla linii i transformatorów są to: moc czynna  $P$  w kW oraz moc bierna  $Q$  w kvar. Na liniach znajdują się także strzałki obrazujące kierunek przepływu mocy czynnej. Kolorystyka poszczególnych węzłów sieci uzależniona jest od uzyskanych wyników obliczeń – aktualny poziom napięcia zgodny z zamieszczoną legendą. Sieć SN odwzorowano za pomocą systemu zastępczego, któremu przypisano odpowiednią moc zwarciovą oraz dobową zmienność napięcia wynikającą z regulacji w GPZ 110/15 kV (rysunek 2).



Rys. 2. Dobowa zmienność napięcia na szynach SN (15 kV)



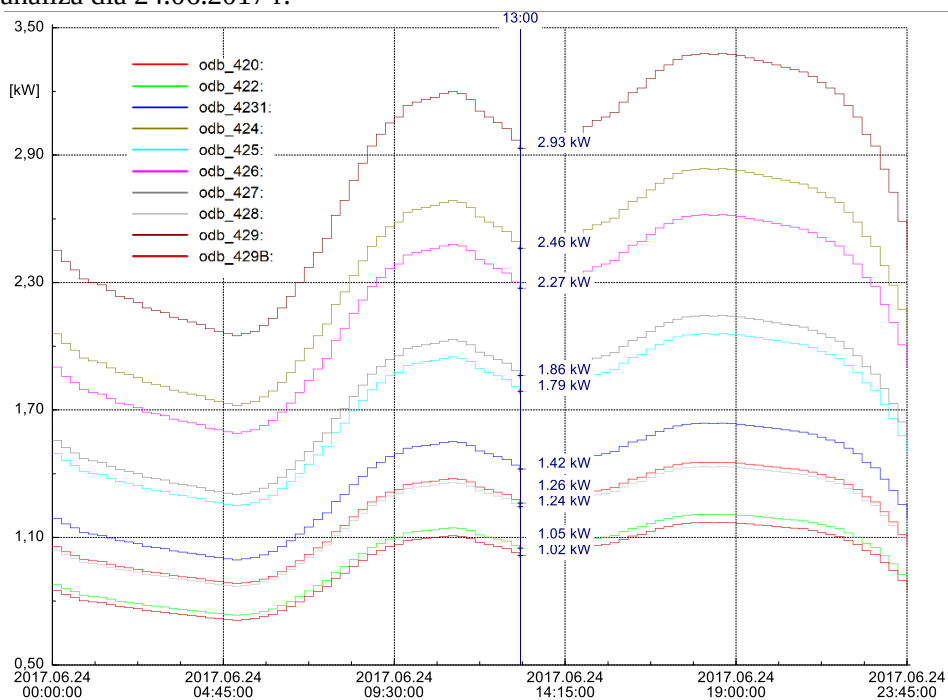
Rys. 3. Schemat elektryczny analizowanej sieci niskiego napięcia w wynikami analizy rozpiętości – prezentację sieci ograniczono do obwodu 400

Parametry transformatora zasilającego przedstawiono w poniższej tabeli. Transformator wyposażony jest w pięcizaczepowy przełącznik (-2, -1, 0, 1, 2) z procentową zmianą na jeden zaczepek wynoszącą 2,5 %, którego zmiana odbywać się może przy wyłączeniu jednostki spod napięcia. Symulacje przeprowadzono dla zaczepek 0.

Tabela 1 Parametry elektryczne transformatora zasilającego 15/04 kV o mocy 100 kVA

| $S_n$ | $U_{sn}$ | $U_{nn}$ | $U_k''$ | $\Delta P_{Cu}$ | $R$    | $X$    | $i_o$ | $\Delta P_o$ |
|-------|----------|----------|---------|-----------------|--------|--------|-------|--------------|
| kVA   | kV       | kV       | %       | kW              | p.u.   | p.u.   | %     | kW           |
| 100   | 15,75    | 0,42     | 4,5     | 1,75            | 0,0175 | 0,0416 | 0,4   | 0,21         |

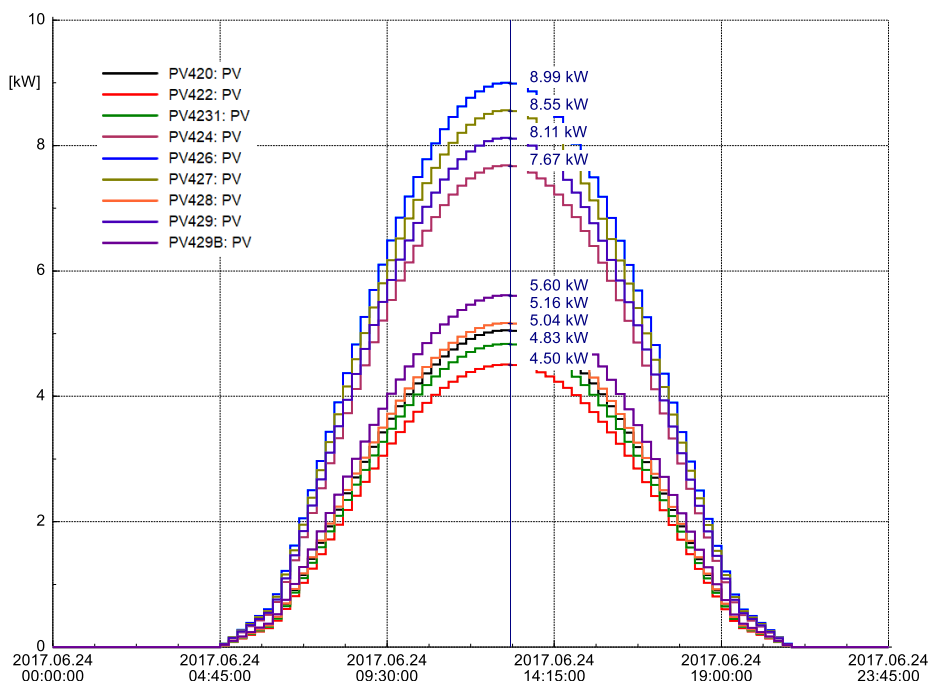
Wybrany punkt sieci przypisano odbiory, które charakteryzują się mocą czynną oraz współczynnikiem mocy  $\cos \varphi$  (mocą bierną). Odbiory są urządzeniami jedno i trójfazowymi. W przypadku odbiorników trójfazowych uwzględniona została także asymetria obciążenia. Założono charakter indukcyjny zastosowanych odbiorników. Moce odbiorników zmieniają się w ciągu doby zgodnie z przedstawionym na rysunku dobowym wykresie obciążenia (rys. 4) – analiza dla 24.06.2017 r.



Rys. 4. Dobowa zmienność odbiorów dnia 24.06.2017 r.

Zmienność mocy czynnej zainstalowanych źródeł uzależniona jest od rzeczywistego nasłonecznienia w  $W/m^2$ . Promieniowanie, od którego zależy moc czynna źródła zmieniało się w ciągu doby (przyjęto średnią, typową zmienność

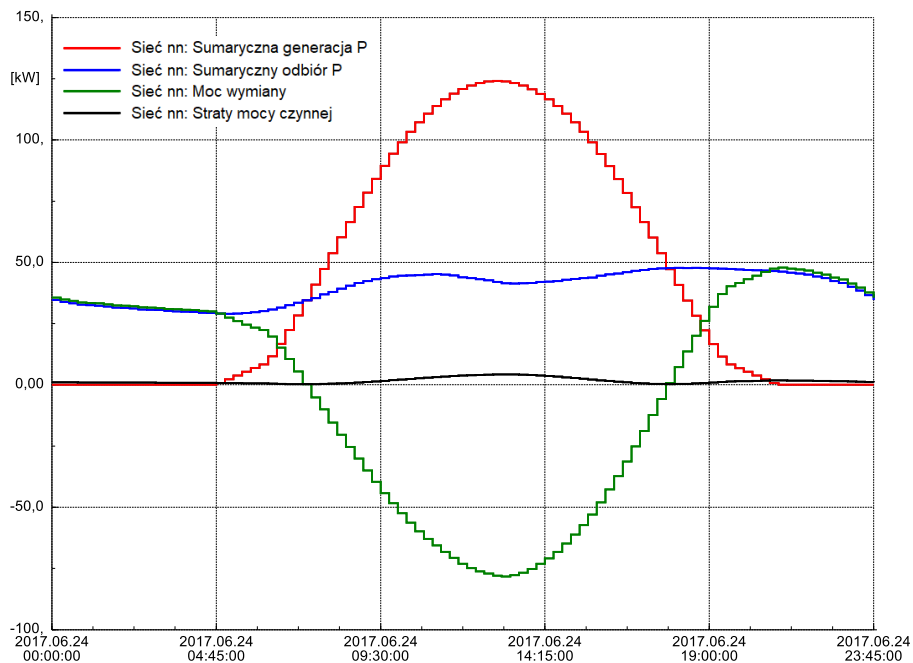
nasłonecznienia na terenie Polski, poszczególnym punktom sieci przyporządkowano współrzędne geograficzne). W podstawowych analizach przyjęto, że poziom nasłonecznienia jest zależny tylko do położenia słońca i nie jest zakłócany np. przez wzrost zachmurzenia. Sumaryczna generacja mocy czynnej ze wszystkich źródeł PV w dniu 24.06.2017 r. o godzinie 13:00 wynosiła 123,8 kW, w tym ok. 79 kW w jednostkach trójfazowych oraz 44,8 kW w jednostkach jednofazowych. Przebieg zmienności mocy czynnej źródeł PV (obwód 400) dla 24.06.2017 r. przedstawiono na rysunku (rys. 5).



Rys. 5. Zmienność mocy czynnej źródeł PV (obwód 400) powodowana zmiennością nasłonecznienia w dniu 24.06.2017 r. (prezentowane na wykresie wartości dla godziny 13:00)

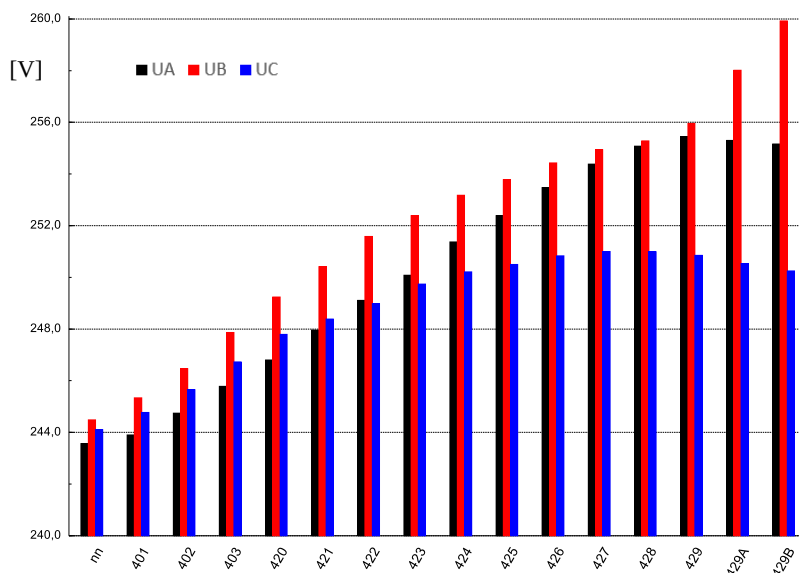
Linie napowietrzne zamodelowano jako typowe linie na słupach betonowych wirowanych o przekrojach przewodów 50 lub 70 mm<sup>2</sup>, natomiast linie kablowe jako miedziane o przekrojach od 16 do 50 mm<sup>2</sup> (kabel wyprowadzający moc z transformatora zasilającego wykonano z aluminium o przekroju 120 mm<sup>2</sup>). Na rysunku 6 przedstawiono zmienność mocy czynnej podczas analizowanej doby. W początkowej części doby (godziny nocne) źródła PV nie wytwarzają energii czynnej, wobec tego całe zapotrzebowanie obwodów 300 i 400 musi zostać pokryte z sieci zewnętrznej (krzywe zielona i niebieska praktycznie pokrywają się – niewielka różnica wynika ze strat mocy czynnej w sieci). Podczas wzrostu nasłonecznienia, rośnie moc czynna wprowadza do sieci przez wszystkie źródła fotowoltaiczne. Po godzinie 5:00 energia pobierana z sieci zewnętrznej maleje. O godzinie 7:15 zapotrzebowanie pokrywane jest w całości przez źródła

wewnętrzne – moc wymiany jest równa zero. W kolejnych godzinach występuje nadwyżka generacji na odbiorami i moc oddawana do sieci zewnętrznej rośnie (zmienia się znak mocy czynnej). W godzinach wieczornych występuje ponownie konieczność pokrycia zapotrzebowania z sieci.



Rys. 6. Dobowa zmienność generacji mocy czynnej, mocy czynnej odbieranej, mocy wymiany oraz strat mocy czynnej w kW – zasilająca stacja transformatorowa

Taka dobowa zmienność odbiorów oraz generacji PV przyczynia się do wzrostu napięcia we wszystkich węzłach sieci. Na rysunku (rys. 7) zaprezentowane zostały napięcia w węzłach sieci obwodu 400. Widać wyraźny wzrost napięcia w węzłach położonych najdalej od transformatora zasilającego. Ponadto zaobserwować można niesymetrię napięć w poszczególnych fazach powodowaną tym, iż część źródeł PV pracuje w układzie jednofazowym, a dodatkowo zamodelowano asymetrię prądową odbiorników oraz sieci zasilającej. W dalszej części artykułu przedstawiono analizę wpływu transformatora zasilającego 15/0,4 kV na redukcję zawyżonych profili napięciowych.



Rys. 7. Profile napięciowe w wybranych węzłach sieci (wykres słupkowy) – obwód 400 (napięcia fazowe: faza A – czarna, faza B – czerwony, faza C – niebieski)

### Wymiana transformatora zasilającego z jednostki 100 kVA na 160 kVA

W analizowanej sieci dokonano wymiany transformatora zasilającego 15/0,4 kV z pracującej jednostki o mocy 100 kVA na 160 kVA. Parametry nowej jednostki przedstawiono w poniższej tabeli.

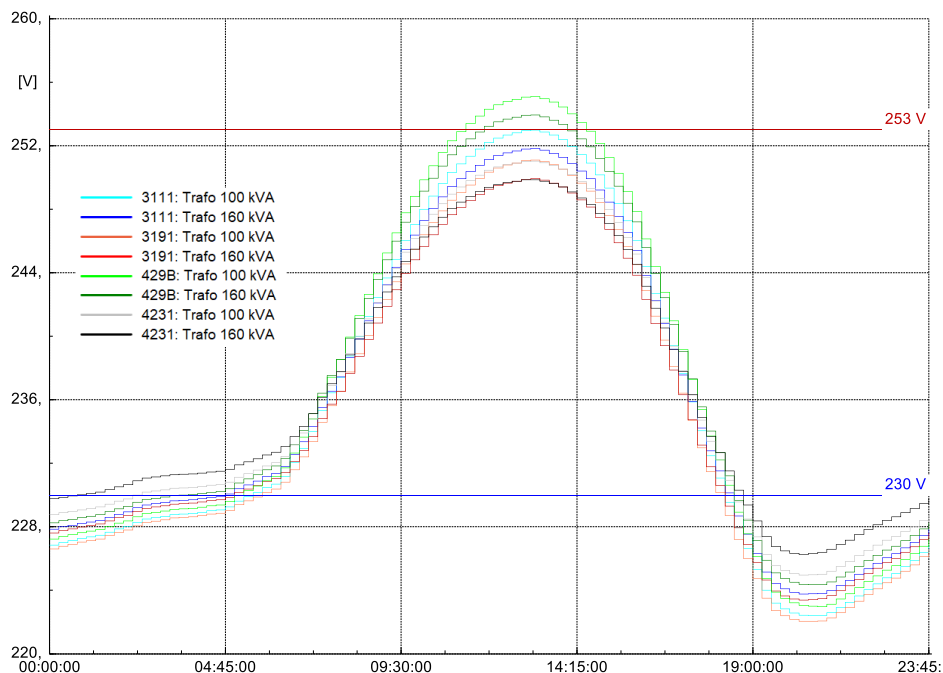
Tabela 2. Parametry elektryczne transformatora zasilającego 15/04 kV o mocy 160 kVA

| $S_n$ | $U_{sn}$ | $U_{nn}$ | $U_k''$ | $\Delta P_{Cu}$ | $R$    | $X$    | $i_o$ | $\Delta P_o$ |
|-------|----------|----------|---------|-----------------|--------|--------|-------|--------------|
| kVA   | kV       | kV       | %       | kW              | p.u.   | p.u.   | %     | kW           |
| 160   | 15,75    | 0,42     | 4,5     | 2,35            | 0,0147 | 0,0425 | 0,3   | 0,30         |

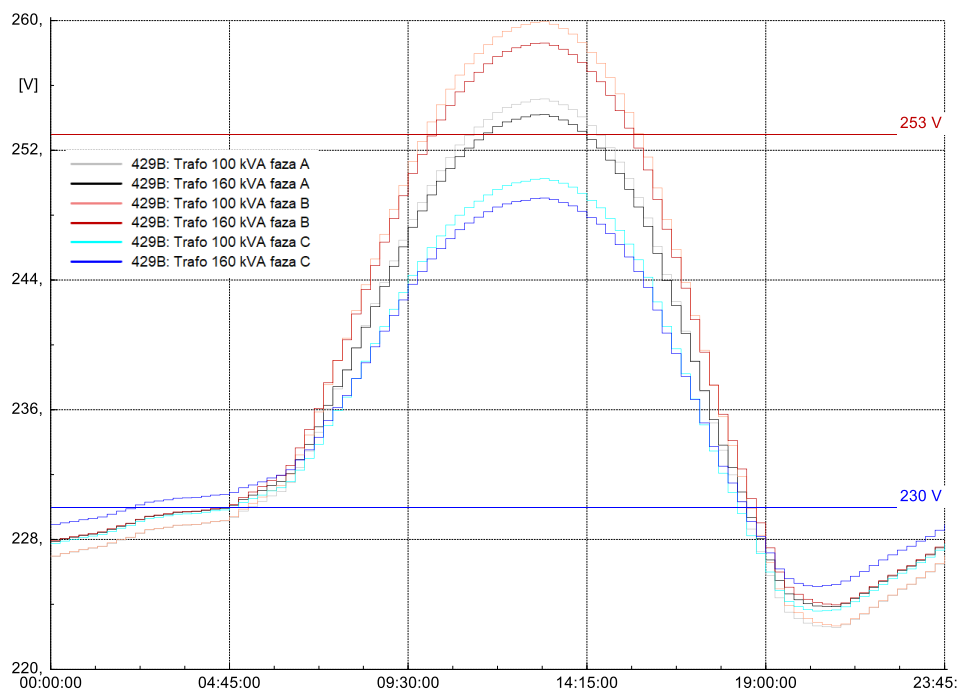
W wyniku wymiany transformatora zmieniła się jego reaktancja. W tabeli 3 przedstawiono zmiany napięcia w węzłach sieci (obwód 400) spowodowane wymianą transformatora. W tabeli przedstawiono napięcia w poszczególnych fazach, wartość średnią, a także zmiany procentowe (wartości ujemne oznaczają zmniejszenie się napięcia).

Tabela 3. Zmiany napięcia w węzłach analizowanej sieci po wymianie transformatora 100 kVA na 160 kVA (24.06.2017 r., godzina 13:00)

| węzeł | Stan obecny przewodów i kabli |       |       |                 | Stan po wymianie |       |       |                 | $\Delta U_A$ | $\Delta U_B$ | $\Delta U_C$ | $\Delta U_{\text{sr}}$ |
|-------|-------------------------------|-------|-------|-----------------|------------------|-------|-------|-----------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|
|       | $U_A$                         | $U_B$ | $U_C$ | $U_{\text{sr}}$ | $U_A$            | $U_B$ | $U_C$ | $U_{\text{sr}}$ |              |              |              |                        |
| -     | V                             | V     | V     | p.u.            | V                | V     | V     | p.u.            | %            | %            | %            | %                      |
| nn    | 243,6                         | 244,5 | 244,1 | 244,1           | 243,6            | 244,5 | 244,1 | 244,06          | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00                   |
| 401   | 243,9                         | 245,3 | 244,8 | 244,7           | 243,9            | 245,4 | 244,8 | 244,69          | 0,00         | 0,04         | 0,00         | 0,01                   |
| 402   | 244,7                         | 246,5 | 245,7 | 245,6           | 244,6            | 246,3 | 245,5 | 245,45          | -0,04        | -0,08        | -0,08        | -0,07                  |
| 403   | 245,8                         | 247,9 | 246,7 | 246,8           | 245,5            | 247,4 | 246,3 | 246,38          | -0,12        | -0,20        | -0,16        | -0,17                  |
| 420   | 246,8                         | 249,2 | 247,8 | 247,9           | 246,3            | 248,5 | 247,1 | 247,3           | -0,20        | -0,28        | -0,28        | -0,26                  |
| 421   | 248                           | 250,4 | 248,4 | 248,9           | 247,3            | 249,4 | 247,5 | 248,08          | -0,28        | -0,40        | -0,36        | -0,33                  |
| 422   | 249,1                         | 251,6 | 249   | 249,9           | 248,3            | 250,3 | 248   | 248,85          | -0,32        | -0,52        | -0,40        | -0,41                  |
| 423   | 250,1                         | 252,4 | 249,7 | 250,7           | 249,1            | 250,9 | 248,6 | 249,52          | -0,40        | -0,60        | -0,44        | -0,48                  |
| 4231  | 249,9                         | 252,3 | 250,9 | 251,0           | 249              | 251   | 248,8 | 249,58          | -0,36        | -0,52        | -0,84        | -0,58                  |
| 424   | 251,4                         | 253,2 | 250,2 | 251,6           | 250,2            | 251,5 | 248,9 | 250,2           | -0,48        | -0,68        | -0,52        | -0,55                  |
| 425   | 252,4                         | 253,8 | 250,5 | 252,2           | 251,1            | 252   | 249,1 | 250,71          | -0,52        | -0,71        | -0,56        | -0,60                  |
| 426   | 253,5                         | 254,4 | 250,8 | 252,9           | 252              | 252,4 | 249,4 | 251,26          | -0,60        | -0,79        | -0,56        | -0,66                  |
| 427   | 254,4                         | 254,9 | 251   | 253,4           | 252,8            | 252,8 | 249,5 | 251,68          | -0,63        | -0,83        | -0,60        | -0,70                  |
| 428   | 255,1                         | 255,3 | 251   | 253,8           | 253,4            | 253,1 | 249,5 | 251,95          | -0,67        | -0,87        | -0,60        | -0,72                  |
| 429   | 255,5                         | 256   | 250,8 | 254,1           | 253,7            | 253,6 | 249,3 | 252,19          | -0,71        | -0,95        | -0,60        | -0,75                  |
| 429A  | 255,3                         | 258   | 250,5 | 254,6           | 253,9            | 254   | 249,1 | 252,3           | -0,55        | -1,57        | -0,56        | -0,91                  |
| 429B  | 255,2                         | 259,9 | 250,2 | 255,1           | 254              | 254,3 | 248,9 | 252,4           | -0,47        | -2,20        | -0,52        | -1,07                  |
| max.  |                               |       |       |                 |                  |       |       |                 | -0,71        | -2,20        | -0,84        | -1,07                  |



Rys. 9. Dobowa zmiana średniej wartości napięcia w wybranych węzłach w wyniku wymiany transformatora 100 kVA na 160 kVA (24 czerwca 2017 r.)



Rys.10. Dobowa zmiana napięcia w trzech fazach w węźle 429B w wyniku wymiany transformatora 100 kVA na 160 kVA (24 czerwca 2017 r.)

W wyniku wymiany transformatora zasilającego 100 kVA na 160 kVA nastąpiło nieznaczne obniżenie się napięcia we wszystkich węzłach sieci. Zmiany napięć dla najbardziej oddalonego węzła 429B w dniu 24 czerwca 2017 r. o godzinie 13:00 wyniosły: faza A: 1,0 V , 0,39 %, faza B: 1,3 V, 0,5 %, faza C: 1,2 V, 0,48 % oraz średnia zmiana: 1,15 V, 0,45 %. Wymiana transformatora (na większą moc), nie daje zadawalających efektów. Kluczowe znaczenie ma bowiem podbicie napięcia na impedancjach linii.

#### Zmiana przekładni transformatora zasilającego

W większości stosowanych obecnie transformatorach 15/0,4 kV zmiana przekładni odbywa się w stanie beznapięciowym. Badany transformator posiada pięć zaczepek z procentową zmianą wynoszącą 2,5 % na zaczepek. W okresie dużego nasłonecznienia (godziny południowe) należy obniżyć napięcie (przełącznik zaczepek należy ustawić na pierwszym +1 lub drugim zaczepek +2). Przejsie z zaczepek 0 na zaczepek +2 powoduje obniżenie napięcia w sieci – tabela 4Tabela .

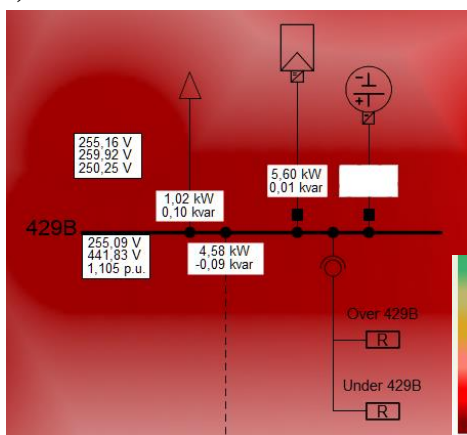


Tabela 4 Zmiany napięcia w węzłach obwodu 400 – przejście z zaczeptu 0 na zaczeptu +2

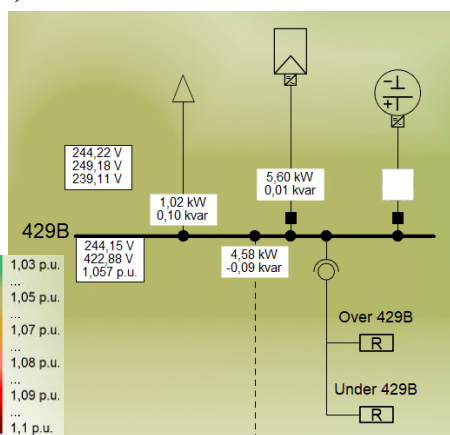
| węzeł | Zaczept 0 |       |       |          | Zaczept 2 |       |       |          | $\Delta U_A$ | $\Delta U_B$ | $\Delta U_C$ | $\Delta U_{sr}$ |
|-------|-----------|-------|-------|----------|-----------|-------|-------|----------|--------------|--------------|--------------|-----------------|
|       | $U_A$     | $U_B$ | $U_C$ | $U_{sr}$ | $U_A$     | $U_B$ | $U_C$ | $U_{sr}$ |              |              |              |                 |
| -     | V         | V     | V     | p.u.     | V         | V     | V     | p.u.     | %            | %            | %            | %               |
| nn    | 243,6     | 244,5 | 244,1 | 244,1    | 232,1     | 233,1 | 232,7 | 232,61   | -4,95        | -4,89        | -4,90        | -4,92           |
| 401   | 243,9     | 245,3 | 244,8 | 244,7    | 232,5     | 234   | 233,4 | 233,26   | -4,90        | -4,83        | -4,88        | -4,89           |
| 402   | 244,7     | 246,5 | 245,7 | 245,6    | 233,3     | 235,1 | 234,3 | 234,25   | -4,89        | -4,85        | -4,87        | -4,85           |
| 403   | 245,8     | 247,9 | 246,7 | 246,8    | 234,4     | 236,6 | 235,4 | 235,47   | -4,86        | -4,78        | -4,80        | -4,81           |
| 420   | 246,8     | 249,2 | 247,8 | 247,9    | 235,5     | 238   | 236,5 | 236,68   | -4,80        | -4,71        | -4,78        | -4,76           |
| 421   | 248       | 250,4 | 248,4 | 248,9    | 236,7     | 239,3 | 237,2 | 237,69   | -4,77        | -4,64        | -4,72        | -4,72           |
| 422   | 249,1     | 251,6 | 249   | 249,9    | 237,9     | 240,5 | 237,8 | 238,7    | -4,71        | -4,62        | -4,71        | -4,68           |
| 423   | 250,1     | 252,4 | 249,7 | 250,7    | 238,9     | 241,3 | 238,6 | 239,59   | -4,69        | -4,60        | -4,65        | -4,65           |
| 4231  | 249,9     | 252,3 | 250,9 | 251,0    | 238,7     | 241,2 | 239,8 | 239,9    | -4,69        | -4,60        | -4,63        | -4,64           |
| 424   | 251,4     | 253,2 | 250,2 | 251,6    | 240,3     | 242,1 | 239,1 | 240,48   | -4,62        | -4,58        | -4,64        | -4,62           |
| 425   | 252,4     | 253,8 | 250,5 | 252,2    | 241,3     | 242,8 | 239,4 | 241,15   | -4,60        | -4,53        | -4,64        | -4,59           |
| 426   | 253,5     | 254,4 | 250,8 | 252,9    | 242,5     | 243,4 | 239,7 | 241,86   | -4,54        | -4,52        | -4,63        | -4,57           |
| 427   | 254,4     | 254,9 | 251   | 253,4    | 243,4     | 244   | 239,9 | 242,41   | -4,52        | -4,47        | -4,63        | -4,55           |
| 428   | 255,1     | 255,3 | 251   | 253,8    | 244,1     | 244,3 | 239,9 | 242,77   | -4,51        | -4,50        | -4,63        | -4,53           |
| 429   | 255,5     | 256   | 250,8 | 254,1    | 244,5     | 245   | 239,7 | 243,09   | -4,50        | -4,49        | -4,63        | -4,52           |
| 429A  | 255,3     | 258   | 250,5 | 254,6    | 244,4     | 247,2 | 239,4 | 243,64   | -4,46        | -4,37        | -4,64        | -4,50           |
| 429B  | 255,2     | 259,9 | 250,2 | 255,1    | 244,2     | 249,2 | 239,1 | 244,15   | -4,50        | -4,29        | -4,64        | -4,48           |
|       |           |       |       |          |           |       |       | max.     | -4,95        | -4,89        | -4,90        | -4,92           |

Zmiana przekładni transformatora spowodowana przejściem z zaczeptu 0 na zaczeptu +2 poprawia warunki napięciowe w okresie największego nasłonecznienia. Zmiana napięć dla węzła 429B wynoszą: faza A: 11,0 V, 4,5 %, faza B: 10,7 V, 4,29 %, faza C: 11,1 V, 4,64 % oraz średnia: 10,94 V, ,92 %. Porównanie analizowanych stanów pracy sieci przedstawiono na rysunku (rys. 11).

a)



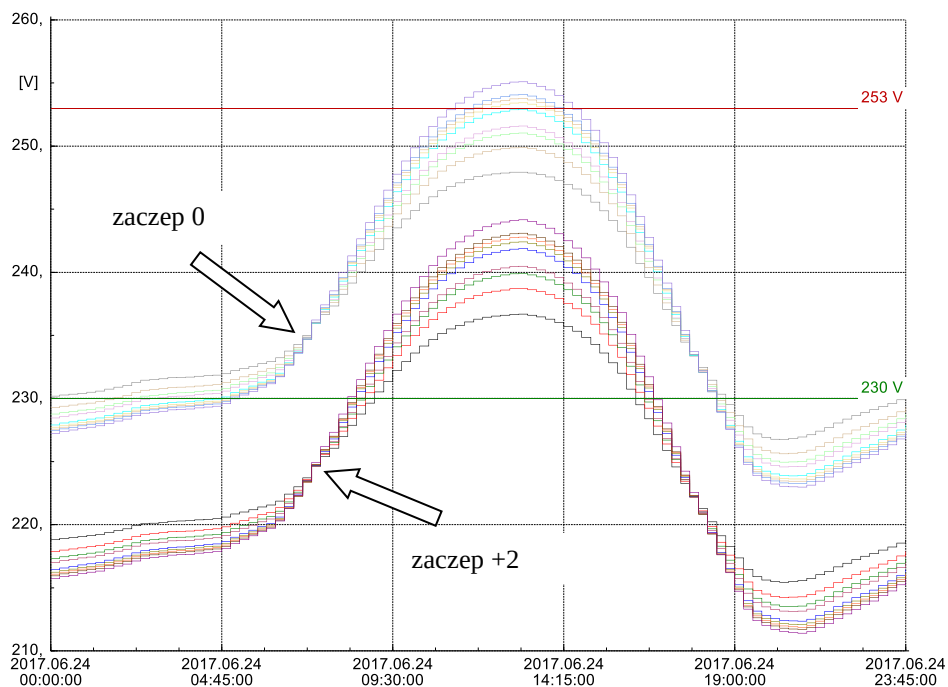
b)



Rys. 11. Porównanie napięć w węźle 429B a) zaczept 0, b) zaczept +2

Analizując pracę sieci w godzinach południowych, opisana metoda (zmiana zaczeptu) wydaje się być skuteczna. Napięcia zostają wyraźnie ograniczone, zagrożenie utrzymywania się napięć powyżej 1,1 p.u. zostaje oddalone [1, 7]. Jednak tego typu jednostki nie mogą być postrzegane jako recepta na poruszaną problematykę. Przy dużej generacji mocy czynnej jest to działanie pożądane.

Niestety podczas małej lub zerowej generacji, gdy napięcie w sieci jest niskie, tak ustawiony przełącznik zaczeów oddziałuje na profil napięciowy negatywnie. Napięcia we wszystkich węzłach spadają poniżej wartości znamionowych (rys. 12).

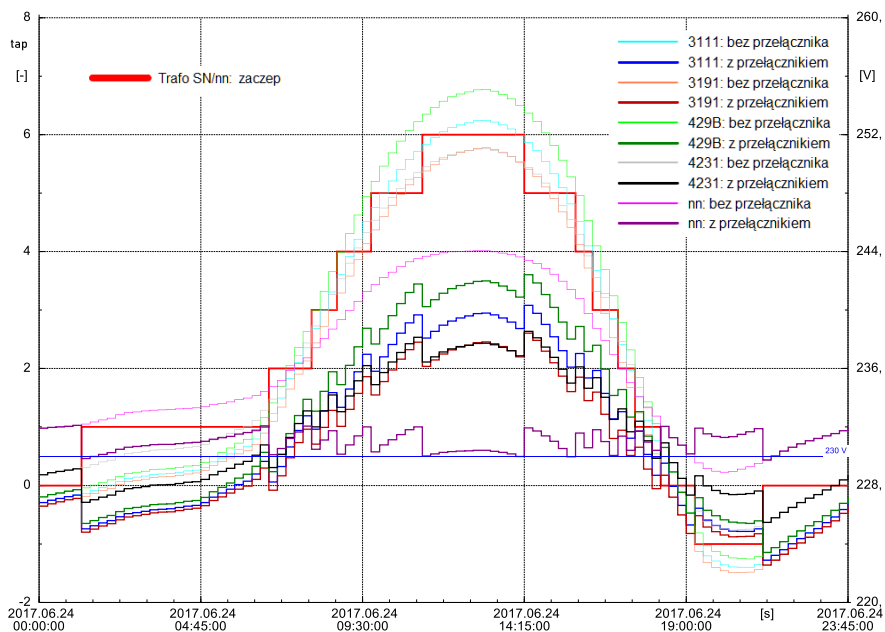


Rys. 12. Dobowa zmiana średniej wartości napięcia (obwód 400) po przejściu na zacze nr +2

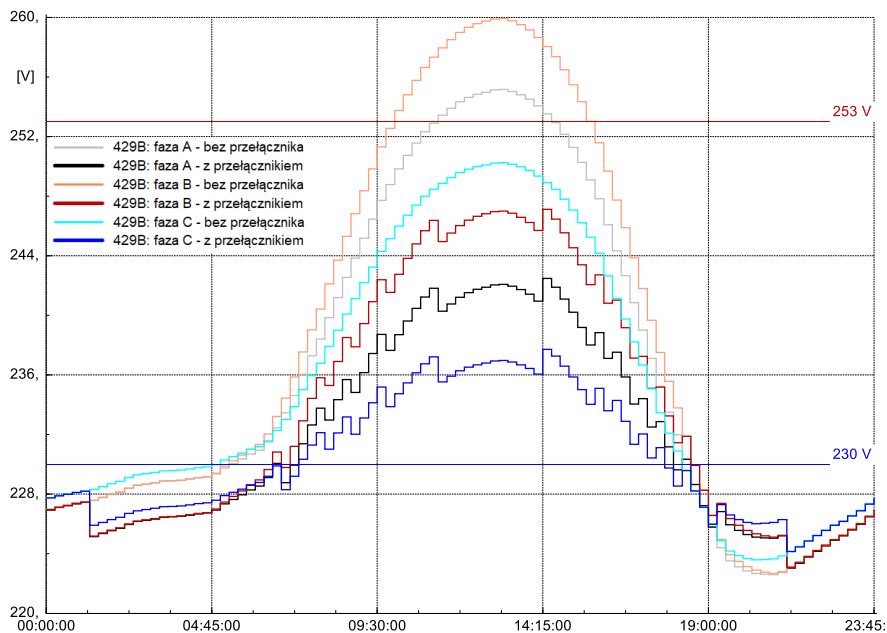
Widać wyraźnie, że tylko w godzinach od 8:30 do 16:45 napięcia w sieci są większe niż znamionowe. Natomiast w godzinach wieczornych i nocnych, napięcia niebezpiecznie zbliżają się do granicznej wartości 0,9 p.u. [3, 6].

#### Wykorzystanie podobciążeniowego przełącznika zaczeów

Innym rozwiązaniem tego problemu (w kontekście zmiany przekładni transformatora zasilającego) może być wykorzystanie transformatora z podobciążeniowym przełącznikiem zaczeów. Jednak koszt takiego transformatora rośnie, a niezawodność maleje. Rozwiązanie to nie jest jednak odrzucane przez operatorów sieci. Zakres regulacji takiego transformatora może wynosić  $\pm 10$  co 1% (taki typ przełącznika zaczeów wykorzystano podczas symulacji). Wyniki symulacji po zastosowaniu podobciążeniowego przełącznika zaczeów przedstawiono poniżej.



Rys. 13. Dobowa zmiana średniej wartości napięcia oraz aktualny zaczepek, po zastosowaniu podobciążeniowego przełącznika zaczepek (24 czerwca 2017 r.)



Rys. 14. Dobowa zmiana napięcia w fazach w węźle 429B po zastosowaniu podobciążeniowego przełącznika zaczepek (24 czerwca 2017 r.)

Wymiana transformatora na jednostkę z podobciążeniowym przełącznikiem zaczeów wyraźnie poprawia warunki napięciowe podczas całej doby. Zmiana napięć dla najbardziej oddalonego węzła 429B wynoszą: faza A: 13,1 V, 5,41 %, faza B: 12,9 V, 5,22 %, faza C: 13,2 V, 5,57 % oraz średnia: 13,09 V, 5,41 %. Porównanie analizowanych stanów pracy sieci przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 5 Zmiany napięcia w węzłach sieci po zastosowaniu podobciążeniowego przełącznika zaczeów (24.06.2017 r., godzina 13:00 – numer zaczeu +6)

| węzeł | bez regulacji |       |       |                 | z przełącznikiem |       |       |                 | $\Delta U_A$ | $\Delta U_B$ | $\Delta U_C$ | $\Delta U_{\text{sr}}$ |
|-------|---------------|-------|-------|-----------------|------------------|-------|-------|-----------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|
|       | $U_A$         | $U_B$ | $U_C$ | $U_{\text{sr}}$ | $U_A$            | $U_B$ | $U_C$ | $U_{\text{sr}}$ |              |              |              |                        |
| -     | V             | V     | V     | p.u.            | V                | V     | V     | p.u.            | %            | %            | %            | %                      |
| nn    | 243,6         | 244,5 | 244,1 | 244,1           | 229,9            | 230,8 | 230,5 | 230,4           | -5,96        | -5,94        | -5,90        | -5,92                  |
| 401   | 243,9         | 245,3 | 244,8 | 244,7           | 230,2            | 231,7 | 231,2 | 231,05          | -5,95        | -5,87        | -5,88        | -5,89                  |
| 402   | 244,7         | 246,5 | 245,7 | 245,6           | 231,1            | 232,9 | 232,1 | 232,05          | -5,88        | -5,84        | -5,86        | -5,85                  |
| 403   | 245,8         | 247,9 | 246,7 | 246,8           | 232,2            | 234,4 | 233,3 | 233,28          | -5,86        | -5,76        | -5,74        | -5,79                  |
| 420   | 246,8         | 249,2 | 247,8 | 247,9           | 233,3            | 235,8 | 234,4 | 234,49          | -5,79        | -5,68        | -5,72        | -5,74                  |
| 421   | 248           | 250,4 | 248,4 | 248,9           | 234,5            | 237   | 235   | 235,51          | -5,76        | -5,65        | -5,70        | -5,69                  |
| 422   | 249,1         | 251,6 | 249   | 249,9           | 235,7            | 238,3 | 235,6 | 236,53          | -5,69        | -5,58        | -5,69        | -5,64                  |
| 423   | 250,1         | 252,4 | 249,7 | 250,7           | 236,7            | 239,1 | 236,4 | 237,42          | -5,66        | -5,56        | -5,63        | -5,61                  |
| 4231  | 249,9         | 252,3 | 250,9 | 251,0           | 236,5            | 239   | 237,7 | 237,73          | -5,67        | -5,56        | -5,55        | -5,59                  |
| 424   | 251,4         | 253,2 | 250,2 | 251,6           | 238,1            | 239,9 | 236,9 | 238,31          | -5,59        | -5,54        | -5,61        | -5,57                  |
| 425   | 252,4         | 253,8 | 250,5 | 252,2           | 239,2            | 240,6 | 237,2 | 238,98          | -5,52        | -5,49        | -5,61        | -5,54                  |
| 426   | 253,5         | 254,4 | 250,8 | 252,9           | 240,3            | 241,2 | 237,6 | 239,7           | -5,49        | -5,47        | -5,56        | -5,51                  |
| 427   | 254,4         | 254,9 | 251   | 253,4           | 241,3            | 241,8 | 237,8 | 240,25          | -5,43        | -5,42        | -5,55        | -5,49                  |
| 428   | 255,1         | 255,3 | 251   | 253,8           | 242              | 242,1 | 237,8 | 240,61          | -5,41        | -5,45        | -5,55        | -5,47                  |
| 429   | 255,5         | 256   | 250,8 | 254,1           | 242,4            | 242,8 | 237,6 | 240,93          | -5,40        | -5,44        | -5,56        | -5,45                  |
| 429A  | 255,3         | 258   | 250,5 | 254,6           | 242,2            | 245   | 237,3 | 241,48          | -5,41        | -5,31        | -5,56        | -5,43                  |
| 429B  | 255,2         | 259,9 | 250,2 | 255,1           | 242,1            | 247   | 237   | 242             | -5,41        | -5,22        | -5,57        | -5,41                  |
|       |               |       |       |                 |                  |       |       | max.            | -5,96        | -5,94        | -5,90        | -5,92                  |

Jak wynika z rysunku 14 dnia 24.06.2017 r. o godzinie 13:00 transformator pracował z przełącznikiem ustawionym na 6 zaczeu, procentowa zmiana napięcia wynosiła 6 %. Dodatkową korzyścią ze stosowania podobciążeniowego przełącznika zaczeów jest podwyższenie napięcia w okresie doliny nocnej (rys. 14). Efekt podbicia napięcia w nocy mimo wszystko nie jest zadowalający. Wynika to z faktu, iż położenie przełącznika zaczeów jest determinowane napięciem mierzonym po stronie wtórej transformatora (węzeł nn). Na poziomie napięcia w węźle nN ma wpływ transformator 110/15 kV (rysunek 2). Na rysunku 14 kolorem filetowym zaprezentowano przebieg napięcia po stronie wtórej transformatora. Napięcie w tym węźle jest stabilizowane praktycznie na poziomie napięcia znamionowego, zakres zmian wynosi od 0,995 p.u. do 1,010 p.u.

## Wnioski

Efekt podskoków napięcia w sieciach nN na skutek koncentracji generacji ze źródeł rozproszonych jest znany. Jednak metody ich ograniczania ciągle się rozwijają, a prace nad ich efektywnością trwają. Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) ma obowiązek utrzymania parametrów energii elektrycznej na poziomie wynikającym z przepisów i norm [3, 5, 6]. Stosowane obecnie metody

można podzielić na inwestycyjne i bezinwestycyjne. Różna jest także ich skuteczność. W artykule przedstawiono jedną z metod inwestycyjnych, która dotyczy ingerencji w transformator zasilający 15/0,4 kV. Wymiana transformatora na jednostkę o większej mocy jest uzasadniono jedynie wzrostem obciążenia. Działanie to nie ma praktycznie żadnego wpływu na redukcję napięć. Korekta przekładni transformatora (w stanie bezprądowym), technicznie trudna w realizacji, również nie jest rozwiązaniem problemu. Co prawda uzyskujemy korektę profili napięciowych w okresach największego nasłonecznienia lecz w dolinie nocnej napięcia obniżają się znacznie poniżej wartości znamionowej. Skutecznym rozwiązaniem wydaje się być wymiana obecnie pracujących jednostek na transformatory z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów. Koszt takiego transformatora jest nadal wysoki, a dotychczasowe, krajowe doświadczenia eksploatacyjne nie są zachęcające do ich masowego wdrażania. Jednak z punktu widzenia postawionego w artykule zadania, najlepiej sprawdzają się w równoważeniu dobowych profili napięciowych.

## Literatura

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, PGE Dystrybucja S.A.
- [2] Kacejko P., Adamek S., Wancerz M., Jędrychowski R.: Ocena możliwości opanowania podskoków napięcia w sieci nN o dużym nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi. Wiadomości Elektrotechniczne. Nr 9, 2017, ISBN 0043-5112, ISSN 2449-9560, str. 20–26.
- [3] Kryteria oceny możliwości przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączonych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego, PGE Dystrybucja S.A.
- [4] Miller P., Wancerz M.: Problematyka pracy źródeł fotowoltaicznych przy zmianach i zanikach napięcia w sieci niskiego napięcia. Wiadomości Elektrotechniczne. Nr 7, 2017, ISSN 2449-9560, Vol. 85 str. 3–9.
- [5] Norma PN-EN 50438 Wymagania dla instalacji mikrogeneracyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia.
- [6] PN-EN 50160 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz. U. Nr 93, poz. 623 z dnia 29 maja 2007 r.
- [8] Wancerz M., Miller P.: Praca źródeł fotowoltaicznych przy zmianach i zanikach napięcia w sieci nN. Rynek Energii. Nr 1/2017. ISSN 1425-5960.

**Anna WRONKA**

PSE S.A.

Politechnika Warszawska

## **ANALIZA PRZYROSTU MOCY ZAINSTALOWANEJ W TECHNOLOGIACH OZE W KSE**

Udział w świadczeniu niektórych usług pomocniczych jest możliwy dla wszystkich rodzajów generatorów energii odnawialnej i rozproszonej, gdy są one w stanie zmodyfikować moc czynną lub moc bierną zgodnie z wymaganiami systemowymi. Obecnie wiele odnawialnych i rozproszonych generatorów nie podlega kontroli, a zatem nie uczestniczy w rynkach technicznych. Powinno to zostać rozwiązane w przyszłości, ponieważ operatorzy systemów przesyłowych będą musieli uwzględnić dużą ilość rezerw w porównaniu z systemem o podobnej wielkości bez stochastycznego wytwarzania. Dla każdego dodatkowego GW zmiennych źródeł zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym (SEE) wymagana jest dodatkowa rezerwa 0,25 GW do 0,3 GW dla zapewnienia pewnej, stabilnej i bezpiecznej pracy KSE. Ponadto wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, takich jak energia wiatrowa, przyczynia się w coraz większym stopniu do większej zmienności cen bilansowania, co wynika z trudniejszej prognozy przewidywanego wytwarzania. Należy poprawić integrację OZE, która może zapewnić systemowi usługi pomocnicze i odpowiednią przepustowość sieci oraz zapewnić konkurencję na rynku usług pomocniczych.

### **1. Potrzeby tworzenia mikrosystemów regulacyjnych do stabilizowania pracy KSE**

Przed dokonaniem weryfikacji możliwości pełnienia usług systemowych przez różne formy agregatora rynkowego, dokonano oceny:

- 1) tempa rozwoju instalacji generacji rozproszonej w Polsce,
- 2) możliwości dalszego rozwoju z perspektywy zasobów i położenia geograficznego,
- 3) a także wzięto pod uwagę obecne trendy w kształtowaniu miksu energetycznego.

Przyjmując założenia w nawiązaniu do kierunków rozwoju wyznaczonych przez dokumenty PEP 2030 [11] oraz PEP 2040 [8] i 2050 [9], [17], a także biorąc pod uwagę politykę klimatyczną, w tym zapisy Pakietu Czysta Energia (CEP) [18], można zaproponować i rozważyć kilka scenariuszy kształtowania się polskiego rynku energii w przyszłości. Opierając analizę na danych historycznych można z pewną dokładnością zaproponować przyszły model krajowego miksu energetycznego.

Systemy agregujące jak klastry czy wirtualne elektrownie, same w sobie nie wnoszą żadnej wartości dodanej do SEE. Jednak mogą stać się one mostem do przyszłości, jeżeli uda się połączyć je w działający spójnie system. Do tego celu niezbędne będzie wprowadzenie możliwości prognozowania pracy podłączonych jednostek, aby klastry/wirtualne elektrownie nie działały chaotycznie. Takie integrujące formy powinny służyć do inteligentnego zarządzania systemem elektroenergetycznym w skali lokalnej.

## 2. Dynamika przyrostu mocy zainstalowanej w instalacjach OZE

Celem strategicznym polityki państwa jest zwiększanie wykorzystania zasobów energii ze źródeł odnawialnych, tak aby udział tej energii w końcowym zużyciu energii brutto osiągnął w 2020 roku wielkość 15%. W 2010 r. uchwalony został „Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” [5], który zakłada, że rozwój wykorzystania OZE umożliwi zaspokojenie wzrastającego zapotrzebowania na energię oraz przyczyni się do uniezależnienia krajowej gospodarki energetycznej od importu. Promowanie wykorzystania OZE przekłada się na wzrost dywersyfikacji dostaw energii i stworzenie warunków do rozwoju energetyki obywatelskiej, opartej na lokalnych zasobach. Zakłada się zwiększenie udziału w miksie energetycznym instalacji generujących energię z biomasy oraz wiatru. Dokument rozwija oraz uszczegóławia prognozy dotyczące odnawialnych źródeł energii zawarte w „Polityce Energetycznej Polski do 2030 r.” [12]. Nośniki energii dostępne na terenie kraju i możliwe do dalszego rozwoju obejmują: m.in. wodę, geotermię, słońce, wiatr, jak i odpady, biopaliwa stałe oraz biogaz, których definicje znajdziemy w Ustawie OZE [14, 15, 16].

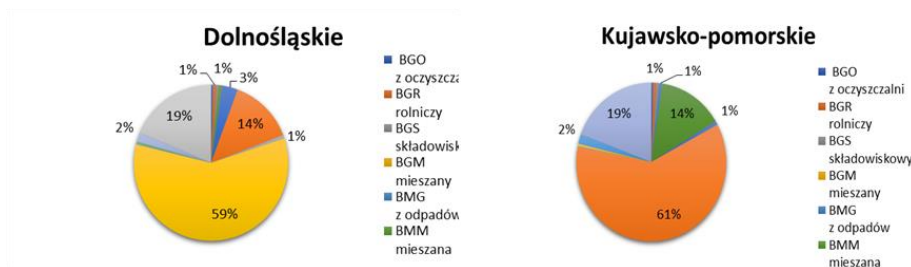
Dostępne na rynku dane historyczne rozwoju instalacji OZE w Polsce publikuje co roku GUS [2] i [3]. Dane te można zestawić z podawanymi do wiadomości informacjami na temat obecnie zainstalowanych w systemie mocy, które są przekazywane przez URE (tab. 1) [20]. Najszybciej źródła generujące energię elektryczną z OZE rozwijają się w woj. zachodniopomorskim, przy czym najwięcej mocy zainstalowanej jest w instalacjach wiatrowych – 93%. Omawiany region Polski wykazuje się najlepszymi warunkami wietrznymi w Polsce [7], co stanowi wytłumaczenie tak rozwijającego się miksu energetycznego w tym regionie. Kolejnym obszarem cechującym się dużym nasyceniem rozproszonych instalacji jest woj. dolnośląskie (rys.1). Tu dominują instalacje energetyki wodnej o mocy do 1 MW. Omawiany region cechuje się znaczną dywersyfikacją zainstalowanych instalacji w porównaniu do reszty kraju. Rozwijają się tu technologie współspalania, farmy wiatrowe i źródła fotowoltaiczne. Trzecim województwem, które cechuje się intensywnym rozwojem instalacji OZE jest kujawsko-pomorskie (rys. 1). Dominuje tu stochastyczna technologia wiatrowa,

Tabela 1

Zestawienie mocy zainstalowanych w instalacjach OZE dla województw [21]

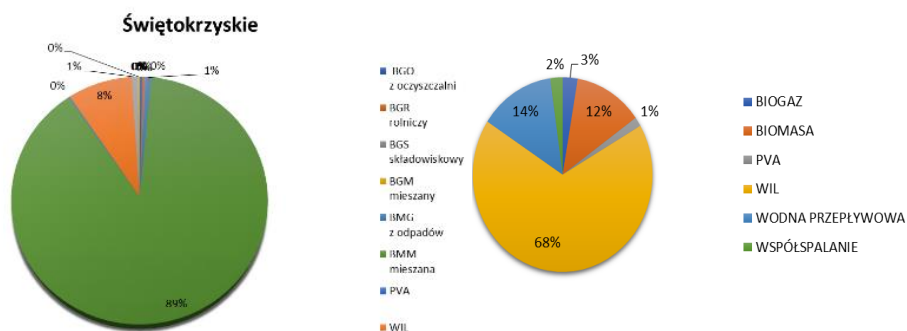
| WOJEWÓDZTWO             | TYP INSTALACJI           |                 |                      |                 |                     |                 |                     |      |        |                   |                   |                    |              |                     |     | Suma<br>(MW) |                      |  |
|-------------------------|--------------------------|-----------------|----------------------|-----------------|---------------------|-----------------|---------------------|------|--------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------|---------------------|-----|--------------|----------------------|--|
|                         | BIOGAZ                   |                 |                      |                 |                     | BIOMASA         |                     | PVA  | WIL    | WODNA PRZEPŁYWOWA |                   |                    |              |                     | WOF |              | WSPÓŁSPALANIE        |  |
|                         | BGO<br>z<br>oczyszczalni | BGR<br>rolniczy | BGS<br>składowiskowy | BGM<br>mieszany | BMG<br>z<br>odpadów | BMM<br>mieszana | WOA<br>do 0,3<br>MW |      |        | WOB<br>do 1<br>MW | WOC<br>do 5<br>MW | WOD<br>do 10<br>MW | WOE<br>>10MW | WSB<br>z<br>biomasą |     |              | WSG<br>z<br>biogazem |  |
| Dolnośląskie            | 4,251                    | 7,991           | 3,764                | 0               | 0                   | 7,4             | 33                  | 137  | 7,141  | 592,55            | 2,214             | 3,67               | 19,2         | 0                   | 188 | 0            | 1006,006             |  |
| Kujawsko-pomorskie      | 4,251                    | 7,991           | 3,764                | 0               | 7,4                 | 136,825         | 7,141               | 593  | 2,214  | 3,67              | 19,2              | 0                  | 188          | 0                   | 0   | 0            | 973,006              |  |
| Lubelskie               | 3,276                    | 9,859           | 0,752                | 0,504           | 0                   | 0               | 30,827              | 135  | 1,03   | 0,37              | 0                 | 0                  | 0            | 0                   | 0   | 0            | 181,518              |  |
| Lubuskie                | 1,19                     | 2,792           | 1,03                 | 0               | 1,8                 | 0               | 3,35                | 192  | 1,286  | 12,467            | 13,943            | 0                  | 0            | 91,33               | 0   | 0            | 321,188              |  |
| Łódzkie                 | 3,353                    | 5,056           | 3,588                | 0               | 0                   | 48              | 2,189               | 580  | 2,695  | 7,563             | 0                 | 0                  | 0            | 0                   | 0   | 0            | 652,282              |  |
| Małopolskie             | 4,836                    | 1,15            | 3,188                | 0               | 0                   | 3,15            | 9,001               | 6,68 | 2,815  | 5,7               | 28,17             | 9                  | 56           | 92,75               | 0   | 0            | 222,441              |  |
| Mazowieckie             | 11,064                   | 6,819           | 11,857               | 0               | 0                   | 172,08          | 1,687               | 379  | 1,596  | 0,375             | 0                 | 0                  | 20           | 0                   | 0   | 0            | 604,273              |  |
| Opolskie                | 1,112                    | 2               | 0,619                | 0               | 0                   | 0               | 0,938               | 138  | 2,226  | 3,66              | 18,981            | 6,646              | 0            | 0                   | 0   | 0            | 174,332              |  |
| Podkarpackie            | 3,253                    | 2,498           | 2,278                | 0               | 3,38                | 30              | 4,106               | 153  | 0,785  | 1,484             | 0                 | 8,3                | 0            | 198,6               | 0   | 0            | 407,599              |  |
| Podlaskie               | 4,051                    | 7,946           | 0,7                  | 0               | 6,036               | 78,503          | 8,629               | 197  | 0,793  | 0                 | 0                 | 0                  | 0            | 0                   | 0   | 0            | 303,918              |  |
| Pomorskie               | 5,297                    | 12,159          | 5,359                | 0               | 1,4                 | 0,95            | 2,312               | 649  | 5,635  | 8,286             | 15,323            | 4,8                | 0            | 0                   | 0   | 0            | 710,456              |  |
| Śląskie                 | 7,875                    | 2,055           | 11,527               | 0               | 0,25                | 90              | 6,883               | 33,1 | 2,195  | 0,89              | 0                 | 0                  | 33,6         | 0                   | 0   | 0            | 188,35               |  |
| Świętokrzyskie          | 0,982                    | 0,8             | 0,36                 | 0               | 1,944               | 236,709         | 0,466               | 22,3 | 2,289  | 0,45              | 0                 | 0                  | 0            | 0                   | 0   | 0            | 266,34               |  |
| Warmińsko-<br>mazurskie | 3,791                    | 9,469           | 1,574                | 0               | 4,444               | 25              | 8,849               | 354  | 5,457  | 4,829             | 7,076             | 0                  | 0            | 0                   | 0   | 0            | 424,083              |  |
| Wielkopolskie           | 6,277                    | 10,426          | 6,216                | 0               | 1,862               | 119,5           | 6,452               | 687  | 2,126  | 1,68              | 1,68              | 0                  | 0            | 0                   | 0   | 0            | 843,038              |  |
| Zachodniopomorskie      | 1,478                    | 12,69           | 2,917                | 0               | 0                   | 0               | 75,73               | 3,64 | 1477   | 4,313             | 2,768             | 6,35               | 0            | 0                   | 0   | 0            | 1587,086             |  |
| Suma (MW)               | 66,337                   | 101,701         | 59,493               | 0,504           | 28,516              | 1023,847        | 129,47              | 5732 | 44,596 | 646,742           | 112,937           | 32,416             | 316,8        | 382,68              | 188 | 0            | 8865,916             |  |





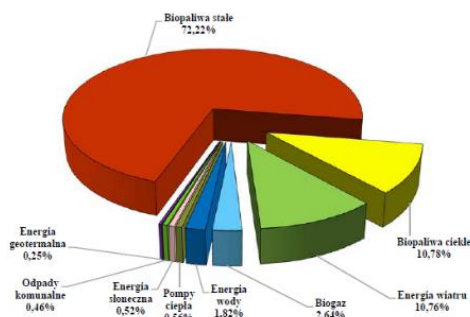
Rys. 1. Struktura miks OZE w woj. dolnośląskim i kujawsko-pomorskim [21]

jednak dobrze rozwija się również energetyka wodna oraz instalacje generujące energię elektryczną w wyniku spalania biomasy mieszanej. Wspomniane technologie, w przypadku pogorszenia warunków wietrznych, mogą rezerwować spadek produkcji z siłowni wiatrowych i tym samym zapewniają bezpieczną i stabilną pracę systemu. Wartym uwagi jest również wykres sporządzony dla woj. świętokrzyskiego (rys. 2). Aż 89% mocy zainstalowanej w tym województwie należy do instalacji biomasy mieszanej. Jest to niesamowity potencjał do utworzenia jednostki zagregowanej.



Rys. 3. Struktura miks OZE w woj. Świętokrzyskim [21]

Rys. 2. Struktura wytwarzania wg. danych URE w roku 2017 [21]



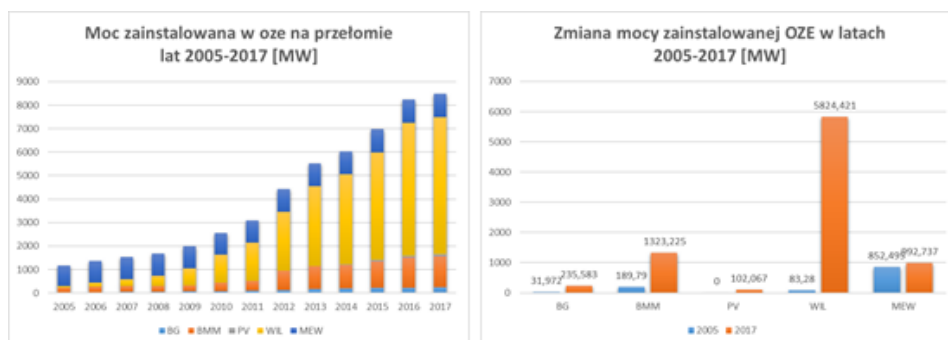
Rys. 4. Pozyskanie energii ze źródeł odnawialnych [2]

Na kolejnych wykresach (rys. 3, 4) zestawione zostały dane z roku 2005 przedstawione przez GUS [3], z danymi URE z roku 2017 [19]. Jak widać wykres został zdominowany przez instalacje wiatrowe, a udział biomasy uległ znaczącemu zmniejszeniu. Pojawiły się natomiast technologie współspalania, a biogaz ma trwały udział w rynku. Aktualne trendy kształtowania mixu energetycznego wynikają przede wszystkim z przyjętych polityk, obowiązujących regulacji i opracowywanych dokumentów legislacyjnych. W tabeli nr 2 przedstawiono zmianę mocy zainstalowanej w instalacjach OZE na przełomie lat 2005-2017. W 2017 roku rozwój instalacji wiatrowych uległ zahamowaniu. Obecnie akty prawne normujące rozwój rynku energii elektrycznej nie sprzyjają inwestycjom w tę technologię [13]. Obserwuje się silny nacisk na inwestycje w instalacje o charakterze planowanym, przede wszystkim biogaz i biomasę. Ten trend może się umacniać w najbliższych latach, bowiem sprzyja koncepcji tworzenia spółdzielni i klastrów energetycznych, które mogą przywrócić ład na rynku i umożliwić zarządzanie SEE w sposób bezpieczny. Dalsza analiza tabeli nr 2 pozwala wysunąć wniosek, że największa dynamika przyrostu instalacji OZE miała miejsce w latach 2012-2013, co widać również na rys. 6. W tym okresie wzrost w stosunku r/r wyniósł w 2012 roku 1334,05 MW, natomiast w 2013 roku 1094,59 MW, co obrazuje rys. 5. Zdecydowanie największy przyrost mocy na przełomie lat 2005-2017 nastąpił w postaci elektrowni wiatrowych i wyniósł niemal 5800 MW. Kolejną technologią, która zdominowała rynek krajowy jest biomasa – wzrost o ok. 1200 MW. W 2017 roku przyrost mocy zainstalowanej wyniósł 14% w stosunku do roku bazowego 2005. Jesteśmy zatem bardzo blisko wypełnienia zobowiązania 15% do 2020 r., który wynika z postanowień Protokołu z Kioto.

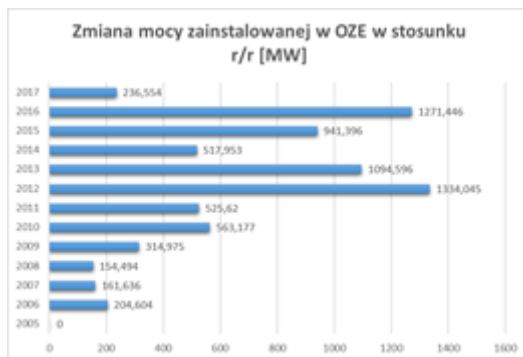
Tabela 2

Analiza przyrostu mocy zainstalowanej w OZE w latach 2005-2017 [21]

| Rodzaj instalacji OZE | Moc zainstalowana [MW], wg stanu na 30.06.2017 |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|-----------------------|------------------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                       | 2005                                           | 2006     | 2007     | 2008     | 2009     | 2010     | 2011     | 2012     | 2013     | 2014     | 2015     | 2016     | 2017     |
| BG                    | 31,972                                         | 36,76    | 45,699   | 54,615   | 70,888   | 82,884   | 103,487  | 131,247  | 162,241  | 188,549  | 212,497  | 229,068  | 235,583  |
| BMM                   | 189,79                                         | 238,79   | 255,39   | 231,99   | 252,49   | 356,19   | 409,68   | 820,7    | 986,873  | 1008,245 | 1122,67  | 1273,115 | 1323,225 |
| PV                    | 0                                              | 0        | 0        | 0        | 0,001    | 0,033    | 1,125    | 1,29     | 1,901    | 21,004   | 71,031   | 91,82    | 102,067  |
| WIL                   | 83,28                                          | 152,56   | 287,909  | 451,09   | 724,657  | 1180,272 | 1616,361 | 2496,748 | 3389,541 | 3833,832 | 4582,036 | 5660,07  | 5824,421 |
| MEW                   | 852,495                                        | 934,031  | 934,779  | 940,576  | 945,21   | 937,044  | 951,39   | 966,103  | 970,128  | 977,007  | 981,799  | 987,406  | 992,737  |
| Suma                  | 1157,537                                       | 1362,141 | 1523,777 | 1678,271 | 1993,246 | 2556,423 | 3082,043 | 4416,088 | 5510,684 | 6028,637 | 6970,033 | 8241,479 | 8478,033 |
| r/r                   | 0                                              | 204,604  | 161,636  | 154,494  | 314,975  | 563,177  | 525,62   | 1334,045 | 1094,596 | 517,953  | 941,396  | 1271,446 | 236,554  |



Rys. 5. Wykresy zmiany mocy zainstalowanej w OZE pomiędzy latami 2005 i 2017 [21]



Rys. 6. Stosunek  $r/r$  zmiany mocy zainstalowanej w OZE [21]

### 3. Perspektywiczne lokalne źródła energii elektrycznej

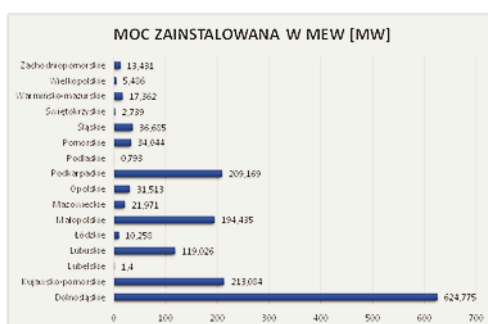
#### 3.1. Warunki hydroenergetyczne

Przeważająca ilość krajowych zasobów hydroenergetycznych przypisuje się terenom dorzecza Wisły, zwłaszcza jej prawobrzeżnych dopływów. Sprzyjające uwarunkowania dla instalacji MEW znajdują się w Karpatach, Sudetach, na Roztoczu, a także na rzekach Przymorza. Warto również podkreślić potencjał obszarów skupionych wokół Odry. Z historii energetyki wodnej ubiegłego wieku w Polsce wiemy o funkcjonowaniu na terenie Polski ok. 6,5 tys. siłowni wodnych, gdzie istniały różnej wielkości budowle piętrzące, w których wykorzystywano energię wodną (młyny, kuźnie, tartaki). Do naszych czasów dotrwało ich nie więcej niż 400 [19].

W okresie powojennym, do końca lat 80., przy intensywnej elektryfikacji, urbanizacji i industrializacji kraju nastawiono się na budowę dużych państwowych elektrowni opartych na węglu kamiennym i brunatnym. Obecnie liczba działających obiektów spadła do 750 [19]. Zatem ok. 80% potencjału technicznego nie jest obecnie zagospodarowane. Polska posiada sprzyjające uwarunkowania do rozwoju energetyki wodnej, zwłaszcza w zakresie MEW. Hydroenergetyka ma obecnie niewielkie znaczenie w polskim systemie elektroenergetycznym. W latach pięćdziesiątych wybudowano w zasadzie jedną większą elektrownię wodną w Czorsztynie oraz niecałe 300 MEW w obiektach rozproszonych. Znaczącą rolę odgrywają jedynie elektrownie szczytowo-pompowe (tzw. ESPy), dostarczające systemowe usługi regulacyjne, które umożliwiają szybką reakcję na gwałtowne zmiany obciążenia w systemie elektroenergetycznym oraz dostarczające energii w szczytach obciążenia w ciągu doby. Potencjał energetyczny polskich rzek jest wykorzystany w niewielkim stopniu. Jego wykorzystanie wg. Stowarzyszenia TRMEW wynosi obecnie ok. 20% naturalnych zasobów technicznych. Przyczyny takiego stanu związane są z bardzo ograniczonym inwestowaniem w przeszłości, w budowę stopni i zbiorników wodnych. Obecną mapę lokalizacji instalacji MEW w Polsce przedstawia rys. 7.



Rys.7. Mapa istniejących MEW w Polsce wg. województw [21]



Rys.8. Moc zainstalowana MEW w Polsce [21]

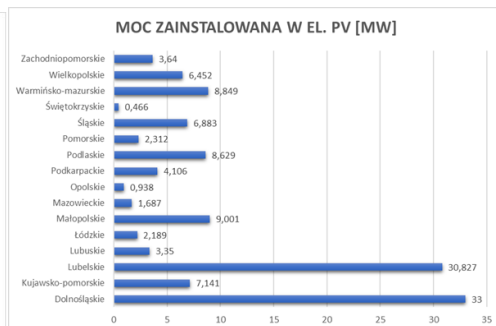
Na rys. 8 opracowanym na podstawie danych udostępnianych przez URE widać, że zdecydowanie najwięcej mocy zainstalowanej w MEW jest w województwie Dolnośląskim, co zgadza się z wyżej postawioną tezą, że duży potencjał wykazują obszary wokół Odry i w rejonie Sudetów. Drugim rejonem bogatym w elektrownie MEW w Polsce jest województwo kujawsko-pomorskie. Kolejnymi obszarami w których występuje duży udział procentowy mocy zainstalowanej w MEW, to kolejno sąsiadujące ze sobą województwa podkarpackie i małopolskie.

### 3.2. Warunki helioenergetyczne

Większość dni słonecznych wypada w miesiącach wiosenno-letnich (od kwietnia do września). W tym czasie trafia do nas 80% promieniowania rocznego. Wartość średnia nasłonecznienia w Polsce na 1 m<sup>2</sup> powierzchni wynosi 1000W/m<sup>2</sup>, natomiast rocznie usłonecznienie (w zależności od regionu) wynosi od 1390 do 1900 godzin. Za roczną średnią wartość usłonecznienia ok. 1600 godzin, co stanowi 30% – 40% długości dnia. W całej Polsce, od północy aż do południa, intensywność usłonecznienia wystarczy do pokrycia całkowitych potrzeb energetycznych w 60%, a latem nawet w 100%. Warunki nasłonecznienia i usłonecznienia przedstawiają poniższe mapy. Obecną mapę lokalizacji instalacji

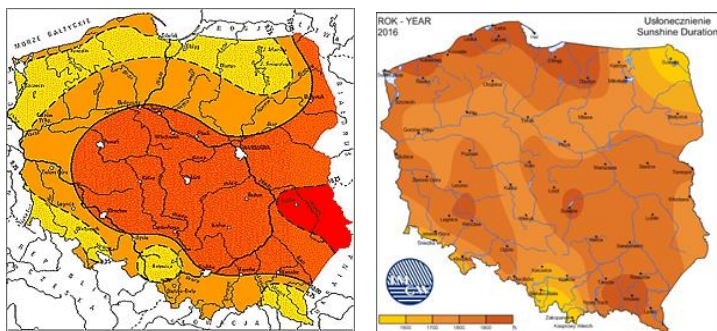


Rys. 9. Mapa istniejących PV w Polsce wg. województw [21]



Rys. 10. Moc zainstalowana w PV w Polsce [21]

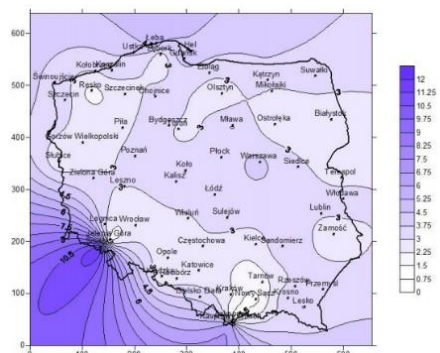
PV w Polsce przedstawia rys. 9. Zgodnie z rys. 10, opracowanym na podstawie danych udostępnianych przez URE, najwięcej mocy zainstalowanej w PV jest w województwie dolnośląskim, co zapewne wynika z faktu, że jest to obszar o wysokim nasłonecznieniu zgodnie z mapą rys. 11. Drugim rejonem bogatym w elektrownie PV w Polsce jest województwo lubelskie. Zgodnie z rys. 11 jest to rejon, o zarówno wysokim nasłonecznieniu, jak i usłonecznieniu. Kolejnymi obszarami, które cechują się dużym udziałem procentowym mocy zainstalowanej w PV, to województwo małopolskie, a następnie kolejno sąsiadujące ze sobą warmińsko-mazurskie i podlaskie. Przy czym województwo małopolskie zgodnie z rys. 11 jest położone w bardzo dobrych warunkach nasłonecznienia i usłonecznienia, tymczasem w warmińsko-mazurskim i podlaskim warunki można określić jako w ograniczonym stopniu sprzyjające wykorzystaniu instalacji wykorzystujących promieniowanie słoneczne do produkcji energii elektrycznej. Nie występują bowiem jednocześnie dobre warunki nasłonecznienia i usłonecznienia. Jednak występujące tu warunki środowiskowe muszą być wystarczająco sprzyjające skoro ilość zainstalowanej mocy jest tak wysoka.



Rys. 11. Rozkład nasłonecznienia i usłonecznienia w Polsce – 2016 r. [6]

### 3.3. Warunki wietrzne

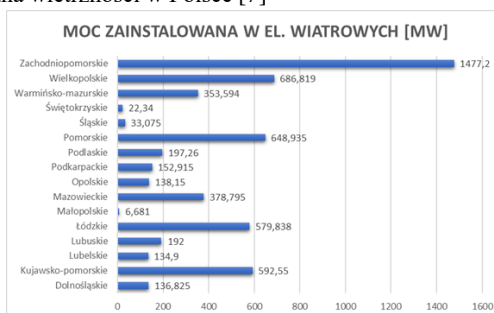
Kierunki wiatru w Polsce związane są z ogólną cyrkulacją atmosferyczną w średnich szerokościach geograficznych. Charakterystyczny dla naszego kraju jest rozkład równoleżnikowy, gdzie wraz ze zbliżaniem się do Zwrotnika Raka wzrasta wysokość n.p.m. Dla Polski, która znajduje się w klimacie umiarkowanym, charakterystyczne jest występowanie 4 pór roku. Są one zróżnicowane ze względu na region kraju i dopływ mas powietrza, które również mogą tworzyć się lokalnie. Udział poszczególnych kierunków wiatru nie jest jednakowy w ciągu roku. Dominującym kierunkiem jest jednak zawsze kierunek



Rys. 12. Mapa roczna wietrzności w Polsce [7]



Rys. 13. Mapa istniejących elektrowni wiatrowych [21]



Rys. 14. Moc zainstalowana w instalacjach wiatrowych [21]

zachodni. Optymalne warunki wietrzności (ok. 3 m/s) wyróżnić można na północy kraju, na Wybrzeżu, Mazurach, co związane jest ze zbiornikami wodnymi i w partiach górskich. Dodatkowo wiatr o takiej sile wyodrębnia się w obszarze centralnej i południowo - wschodniej Polski oraz na Lubelszczyźnie. Warunki wietrzności dla celów energetycznych w Polsce określa się jako średnie. Są one jednak na tyle duże, że stanowią wydajne źródło energii odnawialnej, bowiem dla całego kraju średnioroczne prędkości wiatru wahają się od 2,6 m/s do 3,8 m/s. Najbardziej wietrznymi regionami Polski są obszary górskie, wybrzeże i jej północnowschodnie tereny (rys. 12) , co związane jest z różnicą ciśnienia atmosferycznego. Ponadto wysokie wartości dla prędkości wiatru notuje się w centralnej Polsce, co z kolei wynika z braku naturalnych barier hamujących prędkość, ponieważ obszar ten położony jest na Niżu Europejskim i w/w parametrami. Obecna % lokalizację instalacji generujących energię elektryczną z wiatru w Polsce przedstawia mapa na rys. 13. Na rys. 14, opracowanym na podstawie danych udostępnianych przez URE, widać, że zdecydowanie najwięcej mocy zainstalowanej w instalacjach wiatrowych jest w województwie zachodniopomorskim, co wynika z faktu, że duże prędkości wiatru występują m.in. na wybrzeżu. Aczkolwiek mapa, rys. 12, nie wskazuje tego obszaru jako



lokalizacji korzystnej do inwestycji w ten rodzaj technologii. Drugim rejonem bogatym w elektrownie wiatrowe w Polsce jest województwo wielkopolskie, cechujące się zgodnie z rys. 12 bardziej korzystnymi warunkami wietrznymi. Rejonem klasyfikującym się na 3 miejscu jest pomorze, co jak było już podnoszone i wynika z bardzo korzystnych warunków wybrzeża. Kolejnymi obszarami, które cechują się dużym udziałem procentowym mocy zainstalowanej w instalacjach wiatrowych, to województwa kujawsko-pomorskie i łódzkie. Na terenach tych warunki wietrzne są zbliżone do tych z województwa wielkopolskiego.

### 3.4. Biomasa

Biomasa to głównie pozostałości i odpady. Niektóre jej formy są jednak celem, a nie efektem ubocznym produkcji. Specjalnie po to, by pozyskiwać biomasę uprawia się rośliny z gatunku: wierzba wiciowa, rdest czy trzcina pospolita. Potencjał techniczny biopaliw szacuje się na około 684,6 PJ w skali roku, z czego najwięcej – 407,5 PJ – przypada na biopaliwa stałe.

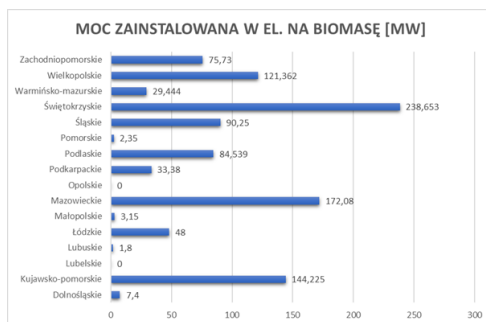
Ich zasoby składają się z nadwyżek biomasy pozyskiwanych w [18]:

- rolnictwie – 195 PJ
- leśnictwie – 101 PJ
- sadownictwie – 57,6 PJ oraz z
- odpadów przemysłu drzewnego – 53,9 PJ.

Północna i zachodnia Polska dysponuje dużym potencjałem biomasy stałej ze względu na nadwyżki słomy w gospodarstwach rolnych, również północne. Z kolei północno-wschodnie i północno-zachodnie rejony kraju posiadają największe możliwości wykorzystania biogazu z odpadów zwierzęcych. Biogaz może być wytwarzany wszędzie tam, gdzie duże ilości biomasy lub stały dopływ związków organicznych mogą stanowić w warunkach beztlenowych pożywkę dla bakterii metanowych. Z roku na rok rośnie w Polsce moc zainstalowanych elektrowni na biogaz. Obecnie jest to ponad 228,035 MW [18].



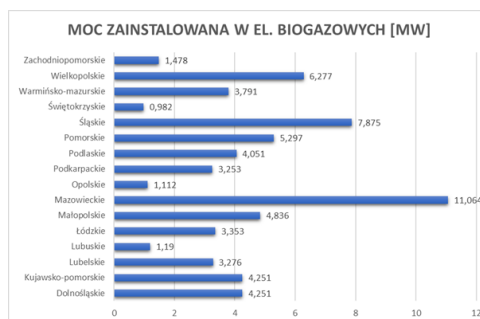
Rys. 7. Mapa istniejących elektrowni na biomasę [21]



Rys. 8. Moc zainstalowana w instalacjach na biomasę w Polsce [21]



Rys. 17. Mapa istniejących elektrowni biogazowych w Polsce wg. województw [21]



Rys. 18. Moc zainstalowana w instalacjach na biomasę w Polsce [21]

Obecne mapy lokalizacji instalacji generujących energię elektryczną z biomasy i biogazu w Polsce przedstawiają rys. 15 i 17. Na rys. 16 i 18 opracowanych na podstawie danych udostępnianych przez URE widać, że zdecydowanie najwięcej mocy zainstalowanej w instalacjach biomasy jest w województwie świętokrzyskim, a biogazu w mazowieckim. Możliwość wykorzystania w zasadzie nie ma większych ograniczeń, jeżeli w sąsiedztwie technologii znajduje się opłacalny do wykorzystania surowiec, to można inwestować w ten rodzaj instalacji. W skali kraju jest ok. 220 oczyszczalni ścieków obsługujących niemal 25.000 RLM [1]. Przy około 150 z nich powstały instalacje wytwarzające biogaz i przetwarzające go na energię elektryczną. Wdrażanie technologii generowania energii elektrycznej z osadów ściekowych pozwala na efektywne wykorzystanie potencjału energetycznego frakcji organicznej w ściekach, osadach i innych bioodpadach. Służy to poprawie sprawności procesów i wykorzystanie energii odpadowej. Łączna produkcja wynosi ok 0,3% całej energii generowanej w KSE [18]. Instalacje wykorzystują wytworzoną energię na pokrycie własnych potrzeb. Co ważne takie rozwiązania nie służą celom komercyjnym. Mają one na celu uzyskanie efektu środowiskowego i oszczędności ekonomicznych, które przekładają się na niższy koszt zakupu wody i opłaty za odprowadzenie ścieków dla odbiorcy końcowego. Podnosi to konkurencyjność gospodarki.

Tabela nr 3 przedstawia podsumowanie przeprowadzonej analizy możliwości przyrostu instalacji generacji rozproszonej, pozwalającej na alternatywne generowanie energii elektrycznej w wyniku wykorzystania OZE. Obecnie mamy bardzo niski stopień wykorzystania potencjału każdej z przytoczonych technologii. Wątpliwe i trudne do oceny są możliwości przyrostu mocy w postaci turbin wiatrowych, co nie jest spowodowane brakiem możliwości wietrznych, czy terenów lokalizacyjnie korzystnych, ale przepisów prawa – O inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z 2016 r., która w zasadzie wyklucza dalszy rozwój tej technologii w naszym kraju.



Tabela 3

Podsumowanie potencjału wykorzystania warunków naturalnych do produkcji energii elektrycznej

| WARUNKI                  | KORZYSTNY REJON                                                                                                                                                                                                                                                                           | POTENCJAŁ                                                                                                                                            |
|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>HYDROENERGETYCZNE</b> | Dorzecze Wisły, zwłaszcza jej prawobrzeżne dopływy. Sprzyjające uwarunkowania dla MEW: Karpaty, Sudety, Roztocze, rzeki Przymorza. Wysoki potencjał obszarów skupionych wokół Odry.                                                                                                       | 128 elektrowni wodnych w energetyce zawodowej<br>360 małych elektrowni wodnych.<br>Wykorzystanie potencjału ok 20% naturalnych zasobów technicznych. |
| <b>GEOTERMALNE</b>       | Obszar niecki podhalańskiej.                                                                                                                                                                                                                                                              | Obszar Sudetów i niecki przedsudeckiej klasyfikuje się w całości jako perspektywiczny dla ujmowania wód geotermalnych, o niskim stopniu rozpoznania. |
| <b>HELIOENERGETYCZNE</b> | W całej Polsce, od północy aż do południa, intensywność nasłonecznienia wystarczy do pokrycia całkowitych potrzeb energetycznych w 60%, a latem nawet w 100%.                                                                                                                             | Niskie wykorzystanie potencjału.                                                                                                                     |
| <b>WIETRZNE</b>          | Optymalne warunki wietrzności (ok. 3 m/s) na północy kraju, na Wybrzeżu i Mazurach i w partiach górskich. Dodatkowo w obszarze centralnej i południowo- wschodniej Polski oraz na Lubelszczyźnie.                                                                                         | Trudno do oszacowania przy obowiązujących przepisach prawnych.                                                                                       |
| <b>ODPADY</b>            | Cała Polska.                                                                                                                                                                                                                                                                              | W Polsce obecnie jedynie od 7 do 8 procent odpadów komunalnych ulega utylizacji termalnej.                                                           |
| <b>BIOMASA</b>           | Północna i zachodnia Polska dysponuje dużym potencjałem biomasy stałej ze względu na nadwyżki słomy w gospodarstwach rolnych, również północne. Z kolei północno-wschodnie i północno-zachodnie rejony kraju posiadają największe możliwości wykorzystania biogazu z odpadów zwierzęcych. | Potencjał wykorzystany w bardzo niskim stopniu.                                                                                                      |

#### 4. Wnioski

1. Aktualnie nie wykorzystuje się możliwości regulacyjnych przy użyciu instalacji generacji rozproszonych, zarówno podażowych, jak i popytowych (na poziomie sieci dystrybucyjnych SN i nn) pomimo, iż instrukcje operatorskie i dystrybutorskie wprowadzają zapisy i regulują ich przyszłe stosowanie [4].
2. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami funkcje interwencyjnej rezerwy mogą pełnić jedynie instalacje ESP i gazowe. Po roku 2019 wskutek przyjęcia nowych regulacji wynikających z zapisów konsultowanego obecnie pakietu legislacyjnego w UE – Pakiet Czysta Energia (CEP) – stworzony zostanie wolny rynek i utworzona przestrzeń dla rywalizujących ofert na pełnienie usług systemowych. Będą one obejmowały regulację częstotliwości (bilansowanie), regulację napięć w sieci, blackstart i inne.
3. Można obecnie stwierdzić z dużą dozą prawdopodobieństwa, że usługi DR będą mogły pełnić funkcję regulacji wtórnej od 2019 r.
4. Bariere rozproszenia zasobów może rozwiązać proces ich połączenia w jeden sterowalny i zarządzany zdalnie system. Taki mikrosystem

elektroenergetyczny będzie miał duży walor – współczynnik lokalizacji, bowiem będzie on w przyszłości ważny dla korzystania z usług elastyczności w zarządzaniu ograniczeniami przesyłowymi.

5. Uczestnictwo agregatorów w rynku regulacyjnym usług systemowych wymagałoby bezpośredniego i aktywnego uczestnictwa w Rynku Bilansującym. Oznaczałoby to konieczność spełnienia szerokiego zakresu wymagań, zbliżonego do tego jaki obowiązuje jednostki wytwórcze centralnie dysponowane [10], [11]. Przy czym należy rozróżnić usługi związane z bilansowaniem systemu: rezerwa pierwotna (FCR), wtórna automatyczna (aFRR) i ręczna (mFRR) oraz trójna (RR). Wprowadzenie kolejnych usług związane jest z występującymi w KSE ograniczeniami sieciowymi.

## Literatura

- [1] CBE Polska, Klastry energii, spółdzielnie i wirtualne elektrownie w Polsce, materiały konferencyjne, 2018.
- [2] Energia ze źródeł odnawialnych w 2015 r. Informacje i opracowania statystyczne, GUS, Warszawa, 2016 r.
- [3] Folder zawierający podstawowe informacje dotyczące energii w 2014 r. w Polsce. GUS. 2015.
- [4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, wersja 2.0 z 15 grudnia 2011 z późniejszymi kartami aktualizacji.
- [5] Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Minister Gospodarki, Warszawa, 2010 r.
- [6] Mapa uśłonecznienia w Polsce Projekt „CZYSTA ENERGIA” 2015 <http://www.biomasa.org>.
- [7] Mapa wietrzności Polski Projekt Czysta Energia Dygulska Anna Perlańska Elwira Ochrona Środowiska III.
- [8] Projekt założeń „Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku”
- [9] Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku (wersja z 07.08.2015).
- [10] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, Dz. Urz. UE L112/1.
- [11] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania.
- [12] Uchwała nr 202/2009 Rady Ministrów w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”.
- [13] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.

- [14] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. O odnawialnych źródłach energii.
- [15] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. O zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.
- [16] Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. O zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii.
- [17] Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Załącznik 2 do Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.
- [18] <https://ec.europa.eu> – Clean Energy for All Europeans.
- [19] [www.biomasa.org](http://www.biomasa.org)
- [20] [www.trmew.pl](http://www.trmew.pl)
- [21] [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

**Jerzy ANDRUSZKIEWICZ, Józef LORENC,**  
**Agnieszka MAĆKOWIAK**  
Politechnika Poznańska

## **WYKORZYSTANIE INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA DLA OCENY I KSZTAŁTOWANIA PROFILI OBCIĄŻEŃ ODBIORCÓW W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH**

**Streszczenie.** Wdrażanie inteligentnego opomiarowania w szczególności na poziomie gospodarstw domowych powinno być prowadzone w obszarach zapewniających określone korzyści z takich instalacji. W artykule skupiono się na dwóch takich obszarach: weryfikacja poprawności odzwierciedlania krzywej obciążenia odbiorców przy pomocy standardowych profili obciążenia oraz kształtowanie tych profili przy wykorzystaniu możliwości sterowania poborem mocy przez odbiorcę na podstawie dobrowolnej umowy. W pierwszym z wymienionych obszarów weryfikacja profili dla wybranych grup odbiorców zapewnia prawidłowość rozliczeń spółek sprzedających energię na rynku oraz operatorów sieci dystrybucyjnych. Przedstawiono weryfikację różnicy bilansowej w oparciu o analizę standardowych profili obciążenia oraz wyników pomiarów z inteligentnych liczników zainstalowanych pilotażowo u jednego z polskich operatorów sieci dystrybucyjnych. Drugi obszar to wyznaczenie elastyczności cenowej popytu odbiorców dzięki możliwości weryfikacji profili obciążeń odbiorców. Na podstawie standardowych profili obciążenia przeanalizowano obecną elastyczność popytu odbiorców grupy G12, co daje możliwość jej wykorzystania dla kształtowania krzywej obciążenia grupy odbiorców w gospodarstwach domowych.

## **SMART METERING USAGE FOR ASSESSMENT AND FORMATION OF HOUSEHOLD LOAD PROFILES**

**Summary.** Introduction of smart meters, especially for households, should be carried out in the areas, where certain benefits can be ensured from such installations. The article focuses on two of such areas, i.e. verification of the adequacy of load profile presentation with standard load profiles and formation of these profiles using the customers' availability to manage the energy demand due to a voluntary agreement. In the first case, verification of load profiles for certain customers' groups ensures appropriate financial settlement of energy suppliers and distribution system operators at the energy market. The article describes the case of balance losses verification based on the analysis standard profiles and measurements of smart meters, which were installed as pilot project in one of polish distribution system operators' network. The second area presented is calculation of the price elasticity of electricity demand of the customers due to the possibility of load profiles' verification in case of the flat and the time of use tariff. Based on the standard load profiles, current price elasticity of G12 customers tariff group demand and possibility of its usage for household load curve formation have been analysed.

**Jarosław BOGACZ**  
Politechnika Śląska

## **MODEL OCENY WPLYWU ROZWOJU ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII NA WYBRANE SYSTEMOWE USŁUGI REGULACYJNE**

**Streszczenie.** Wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej ustanowione w Rozporządzeniu Komisji UE z sierpnia 2017 r. wprowadzają m.in. rynkowe zasady świadczenia regulacyjnych usług systemowych oraz rozszerzają katalog grup uczestników rynku mających możliwość dostarczania ww. usług. W celu doboru optymalnej struktury zasobów zapewniających usługi regulacyjne z odpowiednim stopniem niezawodności i po najniższym możliwym koszcie, niezbędne jest określenie zmian jakościowych i ilościowych zapotrzebowania na usługi w zależności od scenariuszy rozwoju odnawialnych źródeł niesterowalnych. W artykule omówiono najważniejsze elementy regulacji określone w przywołanym Rozporządzeniu oraz zaprezentowano zapis matematyczny modelu pozwalającego na dokładną ocenę wystarczalności oraz optymalizację zasobów regulacyjnych systemu elektroenergetycznego.

## **THE ASSESMENT MODEL OF IMPACT OF DISTRIBUTED POWER GENERATION DEVELOPMENT ON SELECTED ANCILLARY SERVICES**

**Summary.** The guidelines concerning operation of the electricity transmission system established in the EU Commission Decree of August 2017, introduce, among others, market rules for the provision of regulatory system services, and expand the catalog of groups of market participants who are entitled to provide the mentioned above services. In order to establish the optimal structure of resources providing regulatory services with an appropriate level of adequacy and at the lowest possible cost, it is necessary to determine qualitative and quantitative changes in the ancillary services demand, in relation to development scenarios of non-steerable renewable sources. In the paper, there are discussed the most important elements of regulation set out in the above-mentioned Decree and presented a mathematical equation which allows for an adequacy assessment and optimization of an ancillary services resources of power system.

**Szymon CIURA, Henryk KOCOT**  
Politechnika Śląska

## **RZECZYWISTE I OBLICZENIOWE OBCIĄŻENIA POSZCZEGÓLNYCH ELEMENTÓW SIECI, ZASILAJĄCYCH ODBIORCÓW BYTOWYCH, PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA**

**Streszczenie.** Znajomość obciążeń występujących w sieciach elektroenergetycznych różnych poziomów napięcia (nn, SN i WN) jest niezbędna zarówno ze względu na projektowanie i planowanie ich rozwoju, jak również do optymalizacji ich pracy. Największą trudność sprawia tutaj sumowanie obciążeń odbiorców w celu wyznaczenia obciążeń maksymalnych kolejnych elementów sieci na drodze przepływu energii (przyłącza nn, linie nn, transformaty SN/nn, ewentualnie również linie SN). Autorzy zaproponowali w swoich dotychczasowych publikacjach traktowanie obciążeń czasowych pojedynczych odbiorców, jako obciążeń o charakterze losowym. Stąd wynikają określone wartości współczynników jednoczesności występowania obciążeń szczytowych ww. elementów sieci, zależne m.in. od liczby odbiorców poszczególnych grup. W referacie przedstawiono wyniki analizy rzeczywistych (zmierzonych) wartości uśrednionych obciążeń piętnasto-minutowych dla dużej grupy odbiorców w okresie roku oraz wynikające stąd praktyczne wnioski.

## **REAL AND CALCULATED LOAD PROFILES OF INDIVIDUAL NETWORK ELEMENTS SUPPLYING CUSTOMERS CONNECTED TO LOW VOLTAGE NETWORK**

**Summary.** The knowledge of the loads occurring in power grids on various voltage levels (LV, MV and HV) is necessary for designing and planning of their development, as well as for the optimization of their operation. The greatest difficulty is to proper sum up the loads of individual customers in order to determine the maximum loads of subsequent network elements on the energy flow path (connections and LV lines, transformers MV/LV, and possibly also MV lines). The authors proposed in their previous publications to treat the loads of individual customers as random loads. Hence, certain values of the coefficients of the occurrence of peak loads in the above-mentioned network elements, dependent, among others, on the number of customers in separate groups. The paper presents the results of the analysis of the actual (measured) average values of fifteen-minute loads for a large group of customers in the year and the practical conclusions resulting from it.

**Mariusz KŁOS, Józef PASKA, Łukasz ROSŁANIEC,  
Magdalena BŁĘDZIŃSKA, Rafał BIELAS,  
Krzysztof ZAGRAJEK, Konrad WRÓBLEWSKI**  
Politechnika Warszawska

## **MOŻLIWOŚCI ROZWOJU FLOTY SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH W POLSCE A STAN OBECNY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono najważniejsze wnioski z analiz wykonanych w celu rozpoznania wystarczalności technicznej krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) na poziomie sieci dystrybucyjnej przy uwzględnieniu rozwoju elektromobilności w Polsce na przykładzie wybranego obszaru KSE. Przeprowadzone analizy dotyczyły: wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, zmiany profilu dobowego zapotrzebowania na moc, poziomów obciążeń elementów sieci dystrybucyjnej, wzrostu zapotrzebowania na moc bierną w KSE. Analizy zostały wykonane w ramach projektu „Efektywność energetyczna przez rozwój elektromobilności w Polsce”, dofinansowanego ze środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego 2009–2014 w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej.

## **DEVELOPMENT POSSIBILITIES OF THE ELECTRIC VEHICLES' FLEET IN POLAND VERSUS CURRENT STATE OF THE NATIONAL POWER SYSTEM**

**Summary.** The article presents the most important conclusions from the analyzes carried out in order to identify the technical adequacy of the national power system (NPS) at the level of the distribution network, taking into account the development of electromobility in Poland on the example of the selected area of the NPS. The analyzes have included: an increase in electricity demand, changes in the daily power demand profile, load levels of the distribution network elements, and an increase in reactive power demand. The analyzes were carried out as part of the project "Energy efficiency through the development of electromobility in Poland", co-financed from the Norwegian Financial Mechanism 2009–2014 under the Bilateral Cooperation Fund.

**Paweł KUBEK, Rafał TURCZAK**  
PSE Innowacje

## **ELIMINACJA OGRANICZEŃ PRZESYŁOWYCH W LINIACH 220 KV JAKO SPOSÓB ZWIĘKSZENIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWEJ KSE**

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono analizy dotyczące możliwości zwiększenia zdolności przesyłowej krajowych linii napowietrznych NN. W referacie dokonano identyfikacji ograniczeń w sieciach napowietrznych oraz opisano metody pozwalające na zwiększenie termicznej zdolności przesyłowej linii, poprzez ich monitorowanie lub modernizację termiczną. Głównym celem artykułu było opracowanie oraz weryfikacja nowego modelu obciążalności prądowej, uwzględniającego bieżącą temperaturę otoczenia oraz prędkość wiatru. Proponowany model obciążalności prądowej został opracowany dla różnych poziomów ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu.

## **ELIMINATION OF TRANSMISSION CONSTRAINTS IN 220 KV OVERHEAD LINES AS A MEANS TO INCREASE CAPACITY OF POLISH POWER SYSTEM**

**Summary.** The article includes analysis which refer to possibilities on increasing thermal capacity of existing Polish overhead power lines. Network transmission restrictions was identified and methods of increasing the transmission capacity was described in the paper. The main purpose of the paper was an elaboration and a verification of a new theoretical model of capacity, which needs actual ambient temperature and the wind speed. Mathematical model of capacity which is proposed, has been elaborated for different levels of risk of exceeding permissible conductor temperature.



**Piotr MARCHEL, Józef PASKA, Łukasz MICHAŁSKI**  
Politechnika Warszawska

## **ANALIZA WPLYWU ROZWOJU ELEKTROMOBILNOŚCI NA ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC I ENERGIĘ W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM**

**Streszczenie.** Popularyzacja samochodów elektrycznych oraz hybrydowych stanowi obecnie jedno z wyzwań, przed którym stoją systemy elektroenergetyczne. Wzrost liczby samochodów elektrycznych może mieć charakter lawinowy, gdyż sprzyjać temu będą: regulacje prawne promujące transport elektryczny, obniżenie cen pojazdów wynikające z rozwoju technologicznego oraz masowości produkcji. Należy oczekiwać, że w perspektywie kilkudziesięciu lat samochód elektryczny będzie dominującym środkiem transportu prywatnego, a za kilkanaście lat udział samochodów zasilanych energią elektryczną będzie znaczący.

W artykule podjęto próbę określenia, w jakim stopniu wykorzystanie samochodu elektrycznego wpłynie na zapotrzebowanie na moc i energię w krajowym systemie elektroenergetycznym a zatem na jego stabilność i niezawodność i, w konsekwencji, bezpieczeństwo elektroenergetyczne.

## **THE IMPACT OF ELECTROMOBILITY DEVELOPMENT ON POWER AND ENERGY DEMAND IN THE NATIONAL POWER SYSTEM**

**Summary.** The popularization of electric and hybrid cars is currently one of the challenges faced by power systems. The increase in the number of electric cars can be avalanche, as it will be favored by: legal regulations promoting electric transport, reduction of vehicle prices resulting from technological development and mass production. It should be expected that in the perspective of several dozen years the electric car will be the dominant means of private transport, and in a dozen or so years the share of cars powered by electricity will be significant. The article attempts to determine to what extent the use of an electric car will affect the demand for power and energy in the national power system and, hence, its stability and reliability and, as a consequence, energy security.

**Paweł PIJARSKI, Piotr KACEJKO**  
Politechnika Lubelska

## **NIEREALNE PLANY GENERACJI – WYGASZANIE FORMALNYM SPOSOBEM ZWIĘKSZANIA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIOWYCH**

**Streszczenie.** Planowane do przyłączenia źródła z uzgodnionymi warunkami przyłączenia, bądź zakresami ekspertyz, których realizacja utknęła w martwym punkcie, są niekiedy powodem blokowania miejsc przyłączeniowych w węzłach SEE. Dla inwestorów, którzy rzeczywiście zainteresowani są szybką realizacją własnej inwestycji, nawet w przypadku konwencjonalnych źródeł wytwórczych, jest to sytuacja problemowa. Zdarza się, że w danym węźle sieci 110 kV mógłby być przyłączony obiekt o określonej mocy (np.  $P_n=50$  MW), ale nie pozwala na to tło generacyjne w analizowanym obszarze sieci. Skądinąd, wiadomo jednak, że niektóre z tych źródeł (głównie farmy wiatrowe) nie zostaną przyłączone, z powodu różnych uwarunkowań ekonomicznych i technicznych. Inwestorzy najbardziej zdeterminowani, gotowi są niekiedy wykupywać projekty nierokujące i je wygaszać lub zmniejszać moc przyłączeniową, w celu stworzenia możliwości na przyłączenie źródła np. w jednym miejscu. W artykule przedstawiono metodę typowania źródeł do wygaszenia, w celu likwidacji przeciążeń linii elektroenergetycznych i umożliwienia przyłączenia jednego z nich w wybranym węźle. Wyniki obliczeń dla wybranej sieci testowej potwierdziły słuszność takiego postępowania i skuteczność jednej z metod optymalizacji heurystycznej, roju cząstek. Wskazano również na celowość prowadzenia takich analiz, aby urealnić plany związane z przyłączaniem źródeł OZE i wyeliminować projekty nierokujące.

## **UNREALISTIC GENERATION PLANS – PHASING OUT AS A FORMAL WAY OF INCREASING CONNECTION POSSIBILITIES**

**Summary.** Sources planned for connection, with agreed connection conditions or ranges of expertise, the implementation of which is stuck in a blind spot, are sometimes the reason for blocking connection sites at SEE nodes. For investors who are really interested in fast implementation of their own investment, even in the case of conventional generation sources, this is a problem situation. It happens that at a given node of the 110 kV network an object with a certain power (e.g.  $P_n = 50$  MW) could be connected, but the generation background in the analysed area of the network does not allow this. However, it is known that some of these sources (mainly wind farms) will not be connected due to various economic and technical conditions. The most determined investors are ready to buy unpromising projects and phase them out or reduce connection power, in order to create the possibility to connect the source e.g. in one place. The article presents a method of selecting sources to phase out, in order to eliminate overloading of power lines and enable connection of one of them to the selected node. Calculation results for the selected test network confirm the validity of this procedure and the effectiveness of one of the heuristic optimisation methods, the particle swarm. The desirability is also indicated of conducting such analyses in order to make plans related to connecting renewable energy sources more realistic and eliminate unpromising projects.

**Michał POLECKI, Dariusz BACZYŃSKI**

Politechnika Warszawska

## **MECHANIZMY USŁUG SYSTEMOWYCH ŚWIADCZONYCH PRZEZ ENERGETYKĘ WIATROWĄ W WYBRANYCH KRAJACH EUROPEJSKICH**

**Streszczenie.** Rozwój energetyki odnawialnej w wybranych krajach europejskich spowodował konieczność prowadzenia usług systemowych (US) nie tylko przez jednostki konwencjonalne, ale także przez duże odnawialne źródła energii. Niniejszy artykuł ma na celu przeanalizowanie problematyki wprowadzenia dużej generacji niesterowalnej w kontekście rynku usług systemowych. W pracy zaprezentowano doświadczenia krajów europejskich oraz problemy wynikające z pracy źródeł niesterowanych i sposoby ich rozwiązywania.

## **THE PROVISION OF ANCILLARY SERVICES BY WIND POWER PLANTS IN SELECTED EUROPEAN COUNTRIES**

**Summary.** The development of renewable energy resources in selected European countries has made it necessary for ancillary services provided not only by the conventional generation units but also by big units of renewable energy resources. The following paper aims to analyze the issue of high penetration of variable generation from the ancillary services point of view. The paper presents the experience of European countries and technical problems resulting from the performance of variable generation and the way it is addressed.

**Maciej SOŁTYSIK<sup>1</sup>, Mariusz KOZAKIEWICZ<sup>2</sup>, Kinga BOJDA<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>PSE Innowacje Sp. z o.o.; <sup>2</sup>Szkoła Główna Handlowa

## **OPTIMALIZACJA WYBRANYCH FUNKCJI CELU W MODELU ROZLICZENIOWYM KLASTRÓW ENERGII**

**Streszczenie.** Rynek energii w Polsce podlega ciągłemu procesowi zmian ukierunkowanych jednocześnie na budowę jednego rynku w wymiarze wspólnotowym oraz na decentralizację rynków krajowych na korzyść wzmocnienia i rozwoju inicjatyw na poziomie lokalnym i regionalnym. Budowanie energetyki obywatelskiej coraz bardziej zyskuje na popularności i znaczeniu, co zdają się odzwierciedlać inicjatywy ustawodawcze promujące budowę klastrów energii i ideę samowystarczalności energetycznej gmin i regionów. Brak ustawowo narzuconych ram konstruowania klastrów energii stwarza szereg możliwości ich praktycznej realizacji, co z kolei implikuje trudność w wyborze optymalnej formuły ich funkcjonowania. Inicjatywy klastrowe napotykają na szereg wyzwań natury prawnej, regulacyjnej i przede wszystkim rynkowej. Z tej perspektywy zasadne staje się przedstawienie przykładowej, wieloscenariuszowej i wielokryterialnej optymalizacji doboru uczestników do klastra energii, analizowanej przez pryzmat funkcji celu odwzorowującej zasadność ekonomiczną istnienia klastra.

## **OPTIMIZATION OF SELECTED OBJECTIVE FUNCTIONS IN THE SETTLEMENT MODEL OF ENERGY CLUSTERS**

**Summary.** The energy market in Poland is subject to a continuous process of changes aimed simultaneously at the construction of a single market in the community dimension and at the decentralization of national markets in favor of strengthening and developing initiatives at the local and regional level. The construction of civic energy is gaining in popularity and importance, which seems to reflect legislative initiatives promoting the construction of energy clusters and the idea of energy self-sufficiency of municipalities and regions. The lack of the statutory framework for constructing energy clusters creates a number of possibilities for their practical implementation, which in turn implies a difficulty in choosing the optimal formula for their functioning. Cluster initiatives face with a number of challenges: legal, regulatory and first and foremost market. From this perspective, it is justified to present an exemplary, multi-scenario and multi-criteria optimization of the selection of participants to the energy cluster, analyzed through the prism of the objective function reflecting the economic validity of the cluster's existence.

**Marek WANCERZ, Piotr MILLER**

Politechnika Lubelska

## **ANALIZA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA TRANSFORMATORA ZASILAJĄCEGO 15/0,4 KV W CELU POPRAWY PROFILI NAPIĘCIOWYCH W SIECIACH Z DUŻĄ KONCENTRACJĄ MIKROŹRÓDEŁ**

**Streszczenie.** Celem artykułu jest określenie wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) na parametry jakościowe energii elektrycznej. Analiza ukierunkowana jest na poprawę profili napięciowych w sieciach niskiego napięcia dużą koncentracją mikroźródeł. W instalacjach niskiego napięcia z dużą koncentracją źródeł rozproszonych istnieje ryzyko wzrostu napięcia poza parametry dopuszczalne, określone w aktach prawnych. Operator systemu powinien reagować na zmiany napięcia przy lawinowym przyłączaniu jednostek wytwórczych. Artykuł prezentuje możliwości wyrównywania profili napięciowych z wykorzystaniem transformatora zasilającego 15/0,4 kV. Wykonano analizę porównawczą rozwiązań technicznych polegających na:

- wymianie transformatora na jednostkę o większej mocy;
- wykorzystanie istniejącego przełącznika zaczepów (zmiana położenia możliwa w stanie bezprądowym);
- wykorzystanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów (po wymianie transformatora).

W celu rozwiązania postawionego zadania, w oparciu o odpowiednie modele symulacyjne, przeprowadzone zostały analizy symulacyjne porównujące skuteczność zastosowanych metod.

## **THE IMPACT OF POWER TRANSFORMER IN A LOW-VOLTAGE NETWORK ON VOLTAGE LEVELS WITH A LARGE GENERATION OF MICROSOURCES**

**Summary.** The purpose of the article is to determine the impact of photovoltaic micro-installations (PV) on the quality parameters of electricity. The analysis is aimed at improving voltage level in low-voltage networks with a high concentration of micro-sources. In this type of installations, there is a risk of voltage increase beyond the allowable parameters. The article presents the possibility of levelling voltage profiles using a 15/0.4 kV transformer including:

- replacement of the transformer with a higher power unit;
- use of an existing tap changer (change of position possible in no-load current);
- use of on-load tap-changer.

In order to solve the task, simulations were carried out comparing the effectiveness of the methods used.

**Anna WRONKA**

PSE S.A., Politechnika Warszawska

## **ANALIZA PRZYROSTU MOCY ZAINSTALOWANEJ W TECHNOLOGIACH OZE W KSE**

**Streszczenie.** Praca jest formą analizy dynamiki przyrostu OZE w systemie elektroenergetycznym w latach 2005 – 2017 i potencjału do dalszego przyrostu mocy zainstalowanej w tych technologiach. Autor wskazuje kierunki dalszego rozwoju systemu elektroenergetycznego i problemów, które mogą się pojawiać w najbliższych latach. W artykule prowadzone są rozważania dotyczące potrzeby tworzenia mikrosystemów elektroenergetycznych, które będą stabilizowały pracę KSE i pełniły funkcje regulacyjne wobec operatorów. Zidentyfikowane zostały potencjalne możliwości wykorzystania stochastycznych źródeł OZE do zabezpieczenia dostaw energii na krańcach linii elektroenergetycznych.

## **ANALYSIS OF INSTALLED CAPACITY GROWTH IN RES TECHNOLOGIES IN NATIONAL POWER SYSTEM**

**Summary.** The article is a form of analysis of the dynamics of growth of renewable energy in the power system in the years 2005 - 2017 and the potential for further increase in installed capacity in those technologies. The author indicates the directions of further development of the power system and problems that may arise in the coming years. The article discusses the need to create electrical power microsystems that will stabilize the operation of the national power system and perform regulatory functions for operators. Author identified the potential use of stochastic renewable energy sources to secure supply of energy at the ends of power lines.

## INDEKS AUTORÓW

|                            |     |                           |        |
|----------------------------|-----|---------------------------|--------|
| Jerzy Andruszkiewicz ..... | 7   | Agnieszka Maćkowiak ..... | 7      |
| Dariusz Baczyński .....    | 86  | Łukasz Michalski .....    | 66     |
| Rafał Bielas.....          | 43  | Piotr Miller .....        | 114    |
| Magdalena Błędzińska ..... | 43  | Józef Paska .....         | 43, 66 |
| Jarosław Bogacz .....      | 21  | Paweł Pijarski.....       | 76     |
| Kinga Bojda .....          | 100 | Michał Połecki .....      | 86     |
| Szymon Ciura .....         | 33  | Łukasz Rosłaniec .....    | 43     |
| Piotr Kacejko .....        | 76  | Maciej Sołtysik .....     | 100    |
| Mariusz Kłos.....          | 43  | Rafał Turczak .....       | 54     |
| Henryk Kocot.....          | 33  | Marek Wancerz .....       | 114    |
| Mariusz Kozakiewicz.....   | 100 | Anna Wronka .....         | 129    |
| Paweł Kubek .....          | 54  | Konrad Wróblewski .....   | 43     |
| Józef Lorenc.....          | 7   | Krzysztof Zagrajek.....   | 43     |
| Piotr Marchel .....        | 66  |                           |        |

## INDEKS RECENZENTÓW

|                                           |        |
|-------------------------------------------|--------|
| Prof. dr hab. inż. Józef Paska .....      | 76     |
| Prof. dr hab. inż. Paweł Sowa .....       | 129    |
| Dr hab. inż. Piotr Miller.....            | 54     |
| Dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki ..... | 21, 86 |
| Dr hab. inż. Janusz Sowiński .....        | 43, 66 |
| Dr inż. Włodzimierz Bieliński .....       | 7, 33  |
| Dr. inż. Szymon Ciura .....               | 114    |
| Dr. inż. Paweł Pijarski .....             | 100    |