

TESTOWANIE SYSTEMU ESTYMOWANIA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W CZASIE QUASI-RZECZYWISTYM W OBSZARZE SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA W WARUNKACH OGRANICZONEJ OBSERWOWALNOŚCI

Tomasz PAKULSKI¹, Leszek BRONK²

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.:58 349 8211 e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.:58 349 8211 e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Streszczenie: W referacie zaprezentowano możliwości praktycznego wykorzystania dostępnych pomiarów w celu estymacji w czasie quasi-rzeczywistym zapotrzebowania na moc czynną (P) i bierną (Q) w wybranym obszarze sieci średniego napięcia (SN) w warunkach ograniczonej obserwowalności. Do estymacji chwilowego zapotrzebowania odbiorców na moc wykorzystano prognozy obciążeń na dobę następną, profile zużycia energii pozyskiwane w trybie *offline* z liczników bilansujących systemu AMI, pomiary poboru mocy P i Q w wybranych punktach transformacji SN/nn (stacji referencyjnych) oraz pomiary meteorologiczne. W referacie przedstawiono wyniki testowania systemu estymowania zapotrzebowania na moc wykonanego w ramach projektu „Budowa Lokalnego Obszaru Bilansowania (LOB) jako elementu zwiększania bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”.

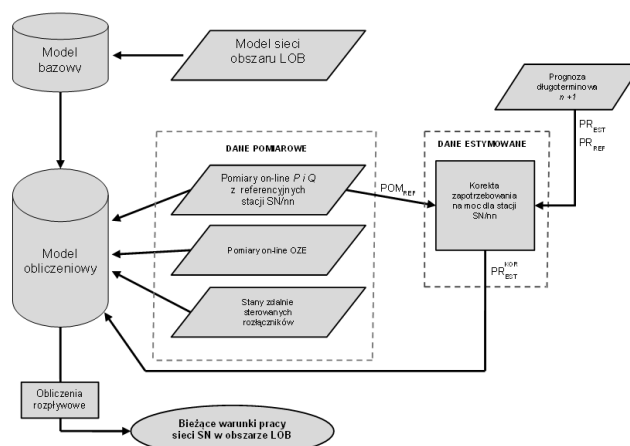
Słowa kluczowe: prognozowanie obciążeń, sieć SN, lokalny obszar bilansowania.

1. WSTĘP

W przypadku krajowych sieci dystrybucyjnych obserwuje się znaczny deficyt danych pomiarowych wynikający z niskiej obserwowalności sieci SN [1]. Do operacyjnego prowadzenia ruchu sieci niezbędne jest m.in. pozyskanie wiarygodnych informacji/estymacji dotyczących bieżącego zapotrzebowania na moc czynną i bierną w stacjach SN/nn [2, 3, 4, 5].

Celem działania LOB jest zapewnienie niezawodnej i bezpiecznej pracy sieci w warunkach dużego udziału energii z rozproszonych źródeł, z uwzględnieniem jakości dostarczanej energii oraz efektywności jej wykorzystania. LOB został zaimplementowany w obrębie GPZ Władysławowo. Centralnym elementem systemu sterowania LOB jest oprogramowanie LOBSter, którego zadaniem jest planowanie i prowadzenie ruchu w LOB. Na wejście systemu podawane są dane pomiarowe gromadzone w trybie *off* - lub *online* oraz prognozy warunków meteorologicznych. Na podstawie wykonywanych prognoz zapotrzebowania odbiorców na moc i prognoz generacji rozproszonej, system wypracowuje plan wykorzystania zasobów sterowanych (np.: dla magazynu energii) na dobę następną, a następnie wartości zadane dla zasobów sterowanych w czasie rzeczywistym [6].

W ramach projektu opracowano koncepcję estymacji stanu sieci SN przy wykorzystaniu dostępnych danych. Ze względu na ograniczoną obserwowalność sieci SN istotne znaczenie dla prowadzenia ruchu w dobie n będzie miała estymacja warunków pracy, wykorzystująca niewielką liczbę pomiarów z głębi sieci. Monitorowanie bieżących warunków pracy sieci SN w trybie operacyjnym będzie realizowane na podstawie modelu bazowego, aktualizowanego o dane pomiarowe oraz estymowane (rys.1) [7].



Rys. 1. Schemat modelu obliczeniowego wykorzystywanego do prowadzenia ruchu w trybie operacyjnym

3. MODEL PROGNOSTYCZNY ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC CZYNNĄ I BIERNĄ NA DOBĘ NASTĘPNĄ

Prognozy zapotrzebowania na moc na dobę następną są wykonywane z wykorzystaniem historycznych pomiarów mocy P i Q z poszczególnych stacji SN/nn. Dane pozyskiwane są z systemu AMI, z rozdzielczością z 15-minutową i są dostępne z opóźnieniem od 2 do 6 godzin.

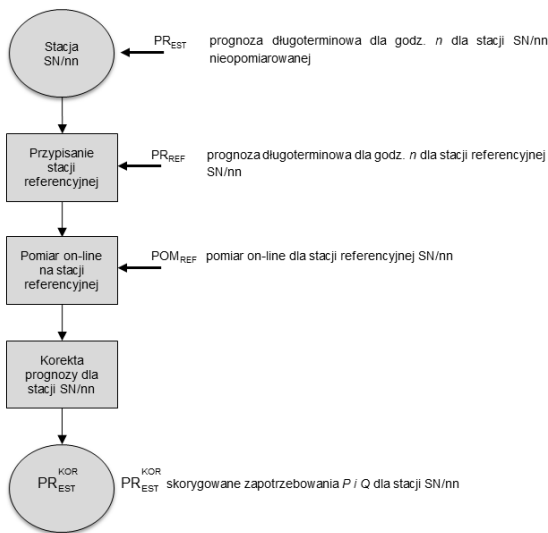
Na analizowanym obszarze LOB zlokalizowanych jest 70 aktywnych stacji SN/nn rozmieszczonych w 24 obszarach agregacji. Występują stacje o różnych, dominujących profilach zapotrzebowania na moc (odbory komunalno-

bytowe, przemysłowo-wytwórcze oraz mieszane), o różnej rozpiętości obciążenia oraz gradientach zmian mocy.

Zadaniem modelu prognostycznego jest predykcja zapotrzebowania na moc czynną i bierną w horyzoncie 24 godzin doby następnej ($n+1$) dla wszystkich stacji SN/nn. Model prognostyczny został opracowany przy wykorzystaniu sztucznych sieci neuronowych środowiska Matlab [7].

4. ESTYMACJA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W CZASIE QUASI-RZECZYWISTYM

Estymacje prognoz zapotrzebowania na moc P i Q na obszarze LOB wykonywane w czasie quasi-rzeczywistym w ramach operacyjnego trybu pracy, odbywają się z wykorzystaniem prognoz na dobę $n+1$ dla poszczególnych stacji SN/nn oraz rzeczywistych pomiarów mocy P i Q ze zdefiniowanych stacji referencyjnych. Koncepcja estymowania zapotrzebowania na moc dla stacji nieopomiarowanych została przedstawiona na rys. 2.



Rys. 2. Koncepcja estymacji zapotrzebowania na moc dla nieopomiarowanych stacji SN/nn

Stacje referencyjne zostały dobrane na podstawie zdefiniowanych kryteriów [8]:

- korelacji zapotrzebowania na moc P i Q wybranej stacji SN/nn z innymi stacjami;
- stacji o nietypowym dobowym profilu zapotrzebowania na moc (np. przemysłowe) i znaczącym (dla obszaru LOB) zapotrzebowaniu P i/lub Q ;
- korelacji napięć pomiędzy obszarami sieci SN.

Na podstawie powyższych kryteriów wytypowano 17 stacji SN/nn, w którym zostały zainstalowane zestawy telemetryczne, rejestrujące zdalny odczyt wartości P , Q oraz napięcia.

W kolejnym kroku utworzono macierz, gdzie dla każdej stacji nieopomiarowanej wytypowano stację referencyjną, która najlepiej jest skorelowana pod względem zapotrzebowania na moc P i Q , przy czym większe znaczenie przy wyborze stacji referencyjnej miała korelacja obciążenia w zakresie mocy czynnej. Stacje te zostały oznaczone szarą czcionką (tab.1).

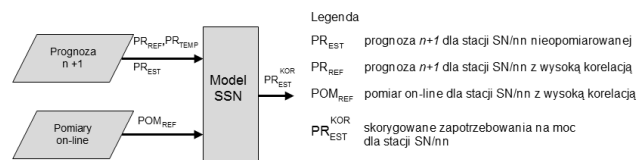
Tablica 1. Korelacje P i Q pomiędzy wybranymi stacjami SN/nn, dla których będzie wyznaczana estymacja zapotrzebowania na moc a stacjami referencyjnymi SN/nn

Stacje SN/nn	Stacja ref. 1		Stacja ref. 2		Stacja ref. 3		Stacja ref. 4	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Stacja 1	0.59	0.16	0.45	0.02	0.54	0.11	0.57	-0.05
Stacja 2	0.85	0.45	0.64	0.60	0.83	0.52	0.83	0.47
Stacja 3	0.68	0.60	0.89	0.86	0.78	0.64	0.67	0.59
Stacja 4	0.80	0.57	0.44	0.74	0.69	0.59	0.76	0.62

Estymacja zapotrzebowania na moc P i Q w nieopomiarowanych stacji SN/nn została wykonana z wykorzystaniem następujących danych wejściowych:

- prognozy długoterminowej w horyzoncie doby $n+1$:
 - dla stacji SN/nn nieopomiarowanych;
 - dla stacji SN/nn referencyjnych;
- temperatury otoczenia z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMiGW);
- pomiarów *online* z referencyjnych stacji SN/nn.

Wynikiem działania modelu prognostycznego jest skorygowana prognoza zapotrzebowania na moc P i Q dla poszczególnych nieopomiarowanych stacji SN/nn na obszarze LOB w warunkach quasi-rzeczywistych (rys. 3).



Rys. 3. Korekta zapotrzebowania na moc czynną dla nieopomiarowanych stacji SN/nn

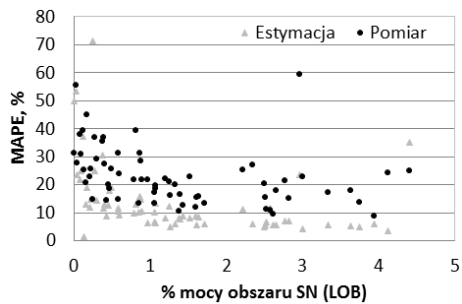
5. TESTOWANIE SYSTEMU ESTYMOWANIA ZAPOTRZEBOWANA NA MOC

W tab.2 przedstawiono porównanie błędu MAPE (ang. *Mean Absolute Percentage Error*) estymacji zapotrzebowania na moc czynną i bierną w warunkach quasi-rzeczywistych wyznaczonych z wykorzystaniem pomiarów *online* z referencyjnych stacji SN/nn [7].

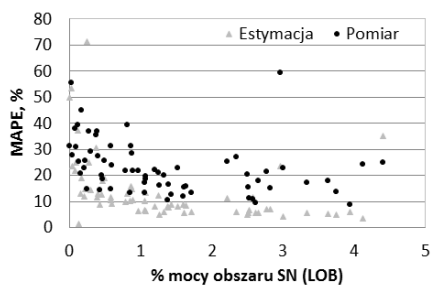
Tablica 2. Porównanie błędów prognoz zapotrzebowania na moc czynną i bierną w obszarze sieci SN

Obszar sieci SN	Moc czynna		Moc bierna	
	MAPE, %		MAPE, %	
	Estymacja	Pomiar	Estymacja	Pomiar
Pojedyncze węzły	9,8	20,1	19,2	43,6
Zagregowane obszary	6,0	15,8	13,6	34,1
Obszar SN (LOB)	2,8	8,0	4,7	19,4

Przedstawione wyniki wskazują, że średni błąd estymacji obciążenia poszczególnych stacji SN/nn mocą czynną wynosi ok. 10%, zaś mocą bierną ok. 19%. W rzeczywistych warunkach (okres 30-dniowy) uzyskano wyniki odpowiednio 20% i 44%. Porównanie błędów estymacji oraz zmierzonej mocy P i Q przedstawiono na rys. 4-5.



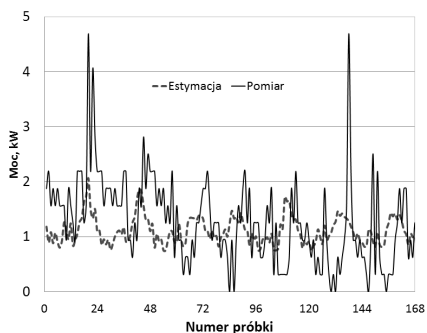
Rys. 4. Porównanie błędów MAPE estymacji mocy czynnej w poszczególnych stacjach SN/nn obszaru LOB



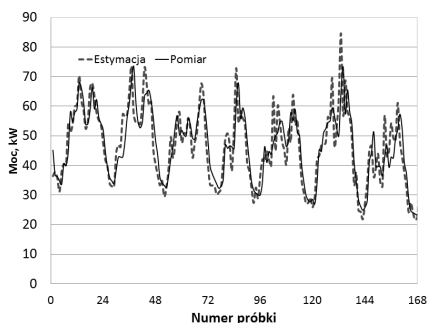
Rys. 5. Porównanie błędów MAPE estymacji mocy czynnej w poszczególnych stacjach SN/nn obszaru LOB

Wyższe wartości błędów dotyczą węzłów o:

- stosunkowo niskich poziomach obciążenia mocą - przykładowa stacja SN/nn została przedstawiona na rys. 6 (dla porównania na rys. 7 pokazano stację SN/nn charakteryzującą się niskim błędem);
- profilu zapotrzebowania na moc odbiorców, gdzie obciążenie jest silnie zależne od czynników zewnętrznych i charakteryzuje się specyficznym, skokowym zapotrzebowaniem (np. hydrofarmie, przepompownie).

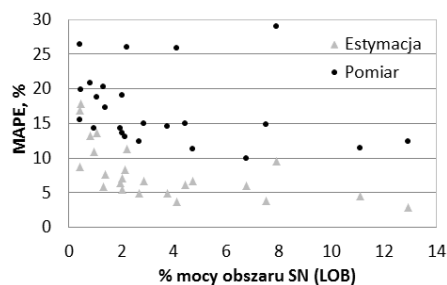


Rys. 6. Porównanie estymowanej oraz zmierzonej mocy w wybranej stacji SN/nn o niskim poziomie obciążenia mocą

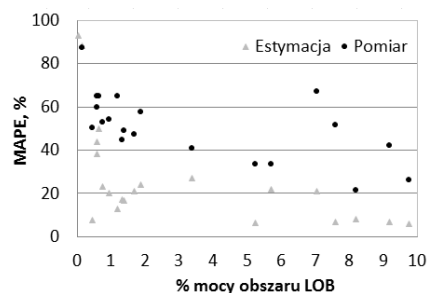


Rys. 7. Porównanie estymowanej oraz zmierzonej mocy w wybranej stacji SN/nn o wysokim poziomie obciążenia mocą

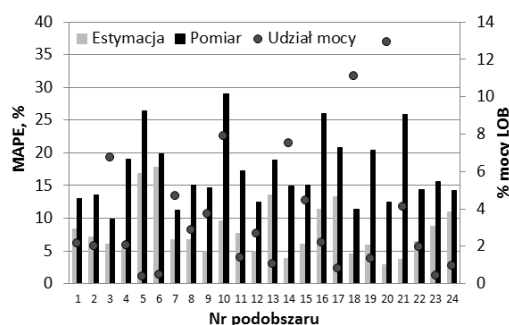
W przypadku podobzarów agregacji, podobnie jak w estymacji, wyższe błędy prognoz w rzeczywistych warunkach tracą na znaczeniu, gdyż wzmacniane są dodatkowo przez zjawisko wzajemnego kompensowania odchyłek (rys. 8-11).



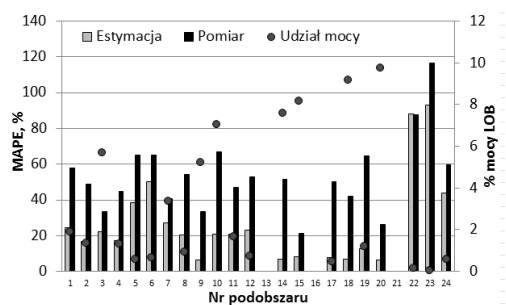
Rys. 8. Porównanie błędów MAPE estymacji mocy czynnej w poszczególnych obszarach agregacji obszaru LOB



Rys. 9. Porównanie błędów MAPE estymacji mocy czynnej w poszczególnych obszarach agregacji obszaru LOB

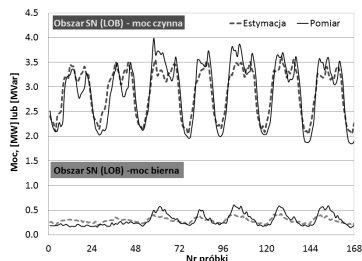


Rys. 10. Porównanie błędów MAPE estymacji zapotrzebowania na moc czynną w poszczególnych obszarach agregacji

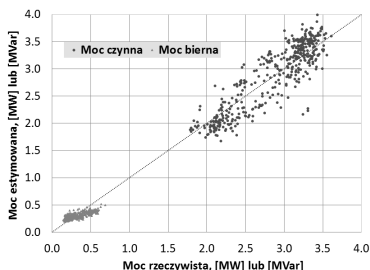


Rys. 11. Porównanie błędów MAPE estymacji zapotrzebowania na moc bierną w poszczególnych obszarach agregacji

Dla całego analizowanego obszaru LOB uzyskany błąd prognozy w rzeczywistych warunkach wyniósł dla mocy czynnej ok. 8%, a dla biernej ok. 19%. Porównanie estymowanej mocy P i Q dla tygodniowego okresu przedstawiono na rys. 12, a dla całego okresu analizy na rys. 13.



Rys. 12. Porównanie estymowanej oraz zmierzonej mocy czynnej i biernej w tygodniowym okresie czasu dla obszaru LOB



Rys. 13. Porównanie estymowanej oraz zmierzonej mocy w całym okresie analizy

5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W referacie zaprezentowano metodykę estymacji zapotrzebowania na moc w czasie quasi-rzeczywistym w sieci SN w warunkach jej ograniczonej obserwowalności. W rzeczywistych warunkach dla całego obszaru LOB uzyskano błąd prognozy MAPE, mocy czynnej na poziomie 8%, a mocy biernej 19%. Natomiast dla poszczególnych węzłów błąd MAPE wyniósł odpowiednio 20% i 44%. Wielkość błędów dla pojedynczych stacji SN/nn jest w dużym stopniu zależna od wielkości obciążenia w tych węzłach. Największe błędy uzyskiwano dla stacji o niewielkim zapotrzebowaniu na moc i nietypowym profilu zapotrzebowania (np. hydrofornie, przepompownie) oraz dla stacji o charakterze usługowo-przemysłowym. W celu uzyskania zwiększenia dokładności prognoz dla tych stacji należałoby zmienić metodykę prognozowania.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na wielkość błędów prognozy jest przyłączanie nowych odbiorców lub zmiany konfiguracji sieci. Powoduje to konieczność okresowego uaktualniania modelu prognostycznego. Opracowana metodyka pozwoliła na określenie bieżących warunków pracy sieci SN i została wykorzystana do prowadzenia ruchu w trybie operacyjnym na obszarze LOB.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Wasilewski J., Praktyczne aspekty statycznej estymacji stanu pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w warunkach krajowych, *Rynek Energii*, 2013, nr 2 (105).
2. Dobrzyński K. i in., Wykorzystanie liczników AMI w procesie optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia, Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’17, Jastrzębia Góra, 2017.
3. Al-Wakeel A., Wu J., Jenkins N., State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements, School of Engineering, Cardiff University, Cardiff CF24 3AA, United Kingdom, 2016.
4. Chementova S., Ventim-Neves M., Santos P.J., Load Forecasting in Electrical Distribution Grid of Medium Voltage, 7th Doctoral Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems (DoCEIS), Costa de Caparica, Portugal, 2016.
5. Chementova S., Ventim-Neves M., Santos P.J., Load Forecasting in Electrical Distribution Grid of Medium Voltage, 10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), Bydgoszcz, 2016.
6. Czarnecki B., Wrocławski M., Koncepcja Lokalnego Obszaru Bilansowania jako narzędzia planowania i prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej SN, Konferencja PTPIREE „Szacowanie i prognozowanie obciążeń w SEE”, Wisła, 2017.
7. Pakulski T., Bronk L., Power Demand Estimation in Quasi-Real Time in a Medium Voltage Grid Area Under Conditions of Limited Observability, *ActaEnergetica* 2018, No. 4/37.
8. Praca zbiorowa, Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego. Zadanie 2. Badanie i analiza metod doboru parametrów elementów LOB. Podzadanie 2.3. Raport na temat metod doboru parametrów poszczególnych elementów LOB w obszarze zasilania GPZ Władysławowo, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Instytut Badawczy, Gdańsk 2016.

TESTING A POWER DEMAND ESTIMATION SYSTEM IN QUASI-REAL TIME IN A MEDIUM VOLTAGE AREA NETWORK UNDER CONDITIONS OF LIMITED OBSERVABILITY

The paper presents the possibilities of the practical use of available measurements to estimate in quasi-real time the demand for active (P) and reactive (Q) powers in a selected medium voltage (MV) grid area under conditions of limited observability. To estimate customers instantaneous power demand, the next day load forecasts, energy consumption profiles obtained offline from AMI (Advanced Metering Infrastructure) balancing meters, P and Q power measurements in selected MV/LV transformation points (reference substations) and meteorological measurements were used. To build the forecasting model, the artificial intelligence methods based on neural networks (ANN) contained in MATLAB computing environment were used. The paper presents the results of testing the power demand estimation system made as part of the project *The Building of a Local Balancing Area (LBA) as an Element of Increasing the Safety and Energy Efficiency of the Distribution System Operation* implemented with the participation of Energa Operator SA, the University of Zielona Gora and the Institute of Power Engineering Gdansk Division.

Keywords: load forecasting, MV grid, local balancing area.