

PRAKTYCZNE ASPEKTY STATYCZNEJ ESTYMACJI STANU PRACY ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH W WARUNKACH KRAJOWYCH

Jacek Wasilewski

Słowa kluczowe: elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, statyczna estymacja stanu, wyznaczanie obciążeń

Streszczenie. W niniejszej pracy przeanalizowano możliwości praktycznego wykorzystania zadania estymacji stanu pracy rozdzielczych sieci elektroenergetycznych SN i nn. Zaproponowano kilka metod szacowania obciążeń w węzłach odbiorczych sieci dystrybucyjnej SN i nn oraz metodę estymacji wektora stanu sieci i dostosowaniu ich do aktualnych warunków w OSD, które w dalszym ciągu borykają się z deficytem danych pomiarowych w sieciach rozdzielczych. W celu przetestowania zaproponowanej metodyki szacowania obciążeń i estymacji stanu pracy sieci został wybrany fragment krajowej sieci dystrybucyjnej SN i nn objęty pomiarami interesujących z punktu widzenia badań wielkości. Na podstawie dostępnych danych pomiarowych oraz bilingowych zostały oszacowane parametry modeli probabilistycznych obciążeń szczytowych w węzłach odbiorczych w zależności od przyjętej metody szacowania tych obciążeń. Następnie, został wyestymowany wektor stanu pracy sieci w oparciu o otrzymany wektor obserwacji oraz ich błędów.

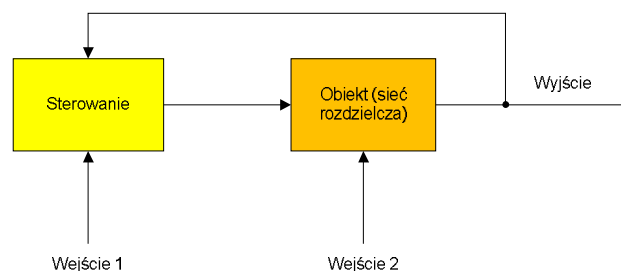
1. WSTĘP

Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne stanowią zmieniające się zarówno w czasie, jak i przestrzeni złożone układy dynamiczne. Struktura systemu dystrybucyjnego zawiera dwie podstruktury odróżniające się ze względu na funkcję, tj. podsystem sterowania (sterowanie dyspozytorskie i działanie automatyki elektroenergetycznej) oraz obiekt sterowania (sieć elektroenergetyczna, jako zbiór powiązanych ze sobą obiektów elektroenergetycznych) [1].

Sygnały wejściowe systemu dystrybucyjnego wprowadzane są zarówno do podsystemu sterowania (planowane remonty i związane z nimi przełączenia, polecenia wyższych szczebli dyspozytorskich), jak również do samego obiektu (moc zapotrzebowania, moc generowana w źródłach energii, zakłócenia losowe). Z kolei, sygnał wyjściowy jest tworzony przez obiekt w wyniku zachodzących w nim procesów technologicznych i organizacyjnych, takich jak zaspokojenie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, jakość zasilania odbiorców oraz stopień wykonania planowych zadań (remonty, naprawy) [1]. Relację sygnałów wejściowych i wyjściowych w stosunku do systemu dystrybucyjnego pokazano na rys. 1.

Każdy samoorganizujący się system, w tym elektroenergetyczny system dystrybucyjny charakteryzuje się pewnym celem działania (lub zbiorem różnych celów), który określa sposób oddziaływania na obiekt ze strony podsystemu sterowania siecią rozdzielczą. Sterowania dokonuje się przez odpowiedni wybór wartości parametrów sterowania, które mogą być zmieniane w podsystemie sterowania (zmiana zacze- pów transformatorów, zmiana stanu łączników liniach SN i nn, harmonogram planów remontowych). Sterowanie powinno przebiegać w taki sposób, aby praca

sieci w rozpatrywanym czasie możliwie jak najlepiej spełniała stawiane jej zadania.



Rys. 1. Struktura systemu dystrybucyjnego

Stan obiektu lub jego odpowiedź można obserwować za pomocą odpowiedniego zespołu urządzeń pomiarowych, zwanego układem obserwacji. Sygnały te obarczone są błędem wynikającym z metody pomiaru, budową przyrządu pomiarowego (składowa systematyczna błąd) oraz warunków wykonywania pomiaru (składowa przypadkowa błąd). Brak danych pomiarowych można uzupełniać danymi szacowanymi (pseudopomiary), także obciążonymi błędami szacowania [1, 3].

Zagadnienie estymacji stanu polega na wykorzystaniu zakłóconych obserwacji (pomiarów, pseudopomiarów) w ocenie właściwości obiektu rzeczywistego.

Dziedzina wiedzy związana z estymacją stanów pracy w sieciach elektroenergetycznych jest rozwijana od wielu lat. W obecnej chwili, najbardziej kompletną publikacją z tego zakresu jest monografia [3]. Oprócz niej istnieje duża liczba artykułów w czasopismach i referatów w materiałach konferencyjnych, np. [4-9]. Znakomita większość publikacji dotyczy estymacji stanu systemów elektroenergetycznych o dużej redundancji danych (np. z wykorzystaniem jednostek

PMU) [4]. W przypadku estymacji stanów pracy sieci dystrybucyjnych, można wyróżnić dwa główne sposoby rozwiązania problemu, tj. stosowanie modeli liniowych, których postać wyznacza się metodą najmniejszych ważonych kwadratów [5] oraz podejścia probabilistyczne i rozmyte, polegające na bezpośrednim (analitycznym lub symulacyjnym) wyznaczaniu parametrów probabilistycznych lub rozmytych napięć i obciążeń w sieciach dystrybucyjnych [1, 6, 7]. Zadania estymacji w poszczególnych elementach sieci (np. moc szczytowa w stacji SN/nn) za pomocą różnego rodzaju metaheurystyk były poruszane m. in. W publikacjach [8, 9].

2. SFORMUŁOWANIE PROBLEMU

W przypadku krajowych sieci dystrybucyjnych, obserwuje się znaczny deficyt danych pomiarowych. Aktualnie można przyjąć, że dostępne są (w różnym stopniu, w zależności od OSD i poszczególnych rejonów):

- moduły napięć na szynach 110 kV i SN transformatora 110 kV/SN zasilającego sieć dystrybucyjną,
- moce czynne i bierne szczytowe oraz przepływy energii w transformatorze 110 kV/SN,
- moce czynne i bierne szczytowe oraz przepływy energii w polach liniowych SN w stacjach 110 kV/SN,
- moduły prądów w polach liniowych SN w stacjach 110 kV/SN,
- moce czynne szczytowe oraz przepływy energii na punktach wymiany,
- moce czynne szczytowe oraz zużycie energii odbiorców SN (dane bilingowe),
- moce czynne szczytowe oraz przepływy energii w wybranych stacjach SN/nn (pole transformatorowe lub pola liniowe nn),
- zużycie energii u odbiorców nn (dane bilingowe).

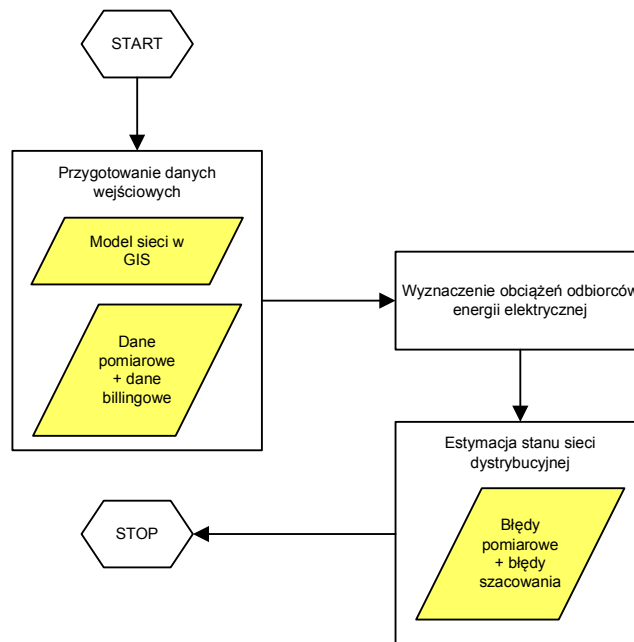
W ramach danych bilingowych odbiorców dostępne są także informacje o taryfach, mocach czynnych umownych oraz wielkościach zabezpieczeń przedlicznikowych. Do szacowania obciążeń wykorzystuje się także dobowe profile odbiorców objętych siecią danego OSD.

Według wiedzy autora referatu, powyższe dane u wielu OSD są często jednocześnie niedostępne, niekompletne lub zawierają grube błędy. Zatem istnieje potrzeba opracowania praktycznych metod szacowania obciążeń w węzłach odbiorczych SN i nn w warunkach krajowych, jak również estymacji stanu sieci dystrybucyjnych w oparciu o różne poziomy danych obserwacyjnych, zarówno danych pomiaro-

wych, jak i wcześniej oszacowanych. Opracowane metody szacowania obciążeń i estymacji stanu pracy sieci rozdzielczej zostały zweryfikowane na przykładzie rzeczywistej sieci rozdzielczej należącej do wybranego OSD.

3. WYZNACZANIE STATYCZNEGO STANU PRACY SIECI ROZDZIELCZEJ

Na rys. 2 przedstawiono algorytm wyznaczania statycznego (np. w okresie szczytu obciążenia) stanu pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.



Rys. 2. Algorytm wyznaczania statycznego stanu sieci rozdzielczych

Przyjmuje się założenie, że obliczenia estymacji dotyczą obciążeń szczytowych w okresie letnim i zimowym w dniu roboczym. Poniżej, zaprezentowano opis działań w poszczególnych krokach przedstawionego algorytmu obliczeń estymacji stanu sieci rozdzielczych.

3.1. Przygotowanie danych wejściowych

Podstawowym warunkiem wykonywania obliczeń estymacji stanu sieci rozdzielczych jest ich numeryczne odwzorowanie. Zakłada się wprowadzenie kompletnych danych dotyczących struktury sieci poddawanych estymacji w obrębie rozpatrywanych stacji 110 kV/SN, jak również danych graficznych elementów sieciowych. Opracowano wewnętrzną strukturę (model danych) opisujących rozpatrywany obiekt (sieci rozdzielczej) oraz stan tego obiektu. W czasie tworzenia modelu danych kierowano się przede wszystkim możliwością efektywnego przetwarzania dużej liczby węzłów i łuków. W tym celu wykorzystano zmodyfikowany model CIM (Common Information Model) [10].

Oprócz przygotowania docelowego modelu danych, opracowano szczegółową specyfikację danych pomiarowych i billingowych.

3.2. Szacowanie obciążeń odbiorców

Niech będzie dany graf skierowany typu drzewo $G = \langle V, E \rangle$ reprezentujący topologię rozpatrywanej sieci rozdzielczej. Określone są także:

- zbiory pomiarów mocy szczytowych w węzłach odbiorczych $PW = \{(v_{i1}, P_{i1}), \dots, (v_{in}, P_{in})\}$, gdzie $\{v_{i1}, \dots, v_{in}\} = VP \subset V, P_{i1}, \dots, P_{in} \in \mathbb{R}_+$,
- zbiory pomiarów mocy szczytowych czynnych gałęziowych $PG = \{(e_{j1}, P_{j1}), \dots, (e_{jm}, P_{jm})\}$, gdzie $\{e_{j1}, \dots, e_{jm}\} = EP \subset E, P_{j1}, \dots, P_{jm} \in \mathbb{R}_+$.

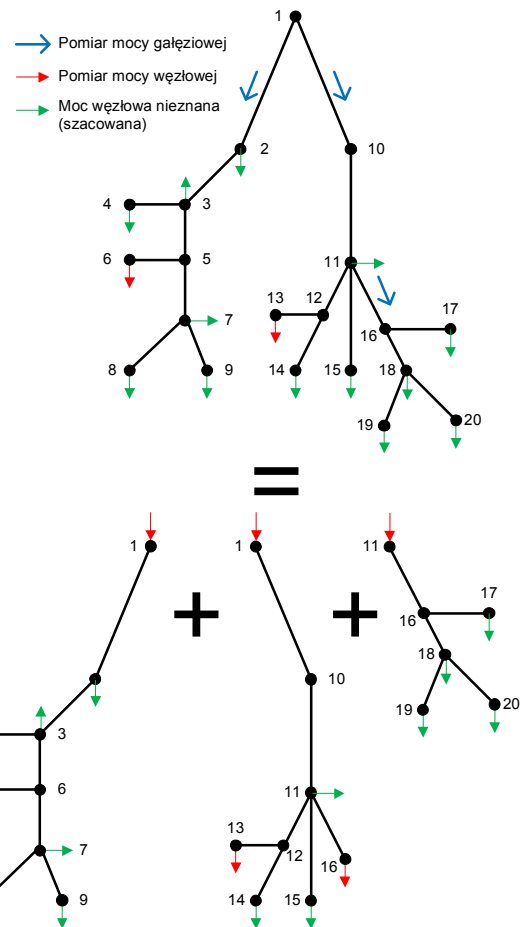
Niech graf $G = \{G_1, \dots, G_n\}$ będzie zbiorem podgrafów, takich że w gałęzi, w której pierwszym wierzchołkiem jest korzeń danego poddrzewa istnieje pomiar mocy szczytowej gałęziowej. W takim poddrzewie moc gałęziową zamienia się w moc węzłową, określoną w korzeniu poddrzewa. Z kolei, w sąsiednim poddrzewie korzeń ten jest węzłem odbiorczym z przypisaną mocą gałęziową. Sposób podziału drzewa na odpowiednie poddrzewa ilustruje rys. 3.

Podział pełnego drzewa na poszczególne poddrzewa realizuje się za pomocą algorytmów przeszukiwania grafów wszerz lub wzdłuż [11].

Zakłada się, że każdy węzeł odbiorczy, dla którego szacuje się moc szczytową, tj. należący do zbioru $V \setminus \{v_{i1}, \dots, v_{in}\}$, posiada pewną wagę, która jest w przybliżeniu proporcjonalna do pobieranej mocy szczytowej (np. moc umowna, zapotrzebowanie na energię w określonym przedziale czasu). W każdym wyznaczonym k -tym poddrzewie, moc szczytową szacuje się w następujący sposób:

$$P_{szac,j,k} = \frac{w_{j,k} \sum_{v \in VP_k} P_{m,i,k}}{\sum_{v \in V_k \setminus VP_k} w_{j,k} k \cdot p}, \quad (1)$$

gdzie: $w_{j,k}$ – waga węzła w k -tym poddrzewie, dla którego szacuje się moc szczytową, V_k – zbiór wierzchołków k -tego poddrzewa, VP_k – zbiór wierzchołków k -tego poddrzewa, dla którego dostępne są pomiary mocy szczytowej, $P_{m,i,k}$ – pomiar mocy szczytowej w j -tym wierzchołku k -tego poddrzewa należącego do zbioru VP_k ; moc generowaną oznacza się z minusem, moc odbieraną – z plusem; k – współczynnik jednoczesności od poziomu złącza do stacji GPZ (przyjmuje się $k = 0,8$ [2]), p – współczynnik strat mocy od poziomu złącza do stacji GPZ (przyjmuje się $p = 1,055$ [2]).



Rys. 3. Dekompozycja sieci rozdzielczej typu drzewo w celu szacowania obciążeń w węzłach odbiorczych

Tablica 1
Sposoby szacowania mocy szczytowych czynnych w węzłach odbiorczych

Oznaczenie	Opis
WO-0.1	Brak pomiarów w stacji GPZ; dostępna informacja o mocach umownych poszczególnych odbiorców
WO-0.3	Brak pomiarów w stacji GPZ; dostępna informacja o maksymalnym godzinowym zapotrzebowaniu na energię odbiorców, wynikające z grafików lub profili zapotrzebowania
WO-1.0	Dostępne pomiary w stacji GPZ; dostępna informacja ilu odbiorców jest podłączonych do danego węzła (na podstawie odwzorowania sieci); wagą jest napięcie znamionowe węzła
WO-1.1	Dostępne pomiary w stacji GPZ; dostępna informacja o mocach umownych poszczególnych odbiorców (traktowane jako waga)
WO-1.2	Dostępne pomiary w stacji GPZ; dostępna informacja o średnim dobowym zużyciu energii za zadany okres estymacji (traktowane jako waga)
WO-1.3	Dostępne pomiary w stacji GPZ; dostępna informacja o maksymalnym godzinowym zapotrzebowaniu na energię odbiorców, wynikające z grafików lub profili zapotrzebowania (traktowane jako waga)

Krajowi OSD wskazują do tej pory na niedostatek danych pomiarowych lub brak możliwości ich pozyskania w sensownym czasie, toteż istnieje potrzeba dopasowania się do zastanych warunków. W tym celu zaproponowano przeanalizowanie jakości szacowania mocy w węzłach odbiorczych dla kilku sposobów ich wyznaczania (tablica 1), w zależności od dostępnych danych pomiarowych oraz danych pomocniczych, na podstawie których, można określić tzw. wagi węzłów.

3.3. Model matematyczny zadania estymacji stanu

Klasyczne zadanie estymacji stanu ustalonego w systemie elektroenergetycznym opisane jest w następujący sposób [1, 3]:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_O) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_O) \\ \vdots \\ h_M(x_1, x_2, \dots, x_O) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_M \end{bmatrix} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (2)$$

gdzie: $\mathbf{z}^T = [z_1, z_2, \dots, z_M]$ jest M -wymiarowym wektorem obserwacji, $\mathbf{x}_T = [x_1, x_2, \dots, x_O]$ jest O -wymiarowym wektorem stanu rozpatrywanego systemu, $\mathbf{h}^T(\mathbf{x}) = [h_1(\mathbf{x}), h_2(\mathbf{x}), \dots, h_M(\mathbf{x})]$ jest M -wymiarowym wektorem wartości funkcji nieliniowych oraz $\mathbf{e}^T = [e_1, e_2, \dots, e_M]$ jest wektorem błędów obserwacji.

Aby poprawnie określić równanie (2), należy poczynić następujące założenia [3]:

- wartość oczekiwana błędów obserwacji wynosi zero, tj. $E(\mathbf{e})$ (błąd nieobciążony),
- błędy szacowania obciążeń są nieskorelowanymi zmiennymi losowymi, tj. $\text{cov}(\mathbf{e}) = E[\mathbf{e} \mathbf{e}^T] = \mathbf{R} = \text{diag}(\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_M)$.

W przypadku, gdy poszukiwane są wielkości wektora \mathbf{x} (zmiennie stanu) związane nieliniową funkcją $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ oraz otrzymane obserwacje nie są jednakowo wiarygodne, każda obserwacja z_i ma swoją wagę R_{ii}^{-1} . Zatem, zadanie estymacji stanu sprowadza się do znalezienia minimum sumy ważonej kwadratów następującej funkcji kryterialnej [3]:

$$J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^M \frac{(z_i - h_i(\mathbf{x}))^2}{R_{ii}} = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (3)$$

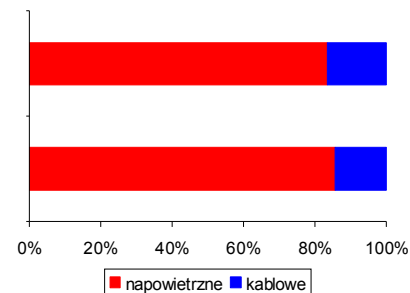
Należy znaleźć takie rozwiązanie (ze względu na \mathbf{x}), któremu odpowiada minimalna wartość funkcji $J(\mathbf{x})$.

4. OBIEKT BADAŃ

Jako obiekt badań wybrano sieć dystrybucyjną SN i nn należąca do jednego z krajowych OSD. Poniżej przedstawiono krótką charakterystykę wybranej sieci rozdzielczej:

- dwa transformatory w stacji GPZ:
 - transformator trójzwojeniowy 40/20/20 MVA; 115/15,75/6,6 kV,
 - transformator dwuzwojeniowy 16 MVA; 115/15,75 kV,
- liczba stacji SN/nn: 124,
- długość linii SN: 171,5 km,
- długość linii nn: 524,3 km,
- liczba odbiorców: 10432.

Strukturę ciągów liniowych w sieci rozdzielczej przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Struktura ciągów liniowych (linie kablowe i napowietrzne) w rozpatrywanej sieci SN i nn

Dostępne są następujące dane o odbiorcach:

- moce umowne,
- taryfy i profile,
- dane billingowe,
- grafiki obciążeń niektórych odbiorców.

Dodatkowo, założono stały współczynnik mocy odbiorców równy $\text{tg}\varphi = 0,4$.

Na podstawie wymagań danych wejściowych przygotowano numeryczne odwzorowanie rozpatrywanej sieci dystrybucyjnej SN i nn.

5. ESTYMACJA PARAMETRÓW ROZKŁADU PRAWDOPODOBIENSTWA BŁĘDÓW SZACOWANIA OBCIĄŻEŃ

Na dokładność otrzymywanych wyników obliczeń mają wpływ: model matematyczny obiektu oraz jego otoczenia oraz błędy obserwacji. Analiza błędów danych wejściowych i ich wpływu na dokładność wyników ma szczególne znaczenie w sterowaniu pracą systemów dystrybucji energii elektrycznej [1].

Określenie obciążeń w węzłach odbiorczych, w szczególności podłączonych do sieci nn jest związane z dużą niepewnością. Zdecydowana większość odbiorców nie jest wyposażona w urządzenia pomiarowe określające wartości mocy szczytowej 15-min za zadany okres. Wymagałoby to stosowania na szeroką skalę liczników, które mogą rejestrować wartości energii w określonych interwałach czasu, a także zdalnego odczytu, gromadzenia przetwarzania i zarządzania tego typu informacją przez operatora pomiarów.

U części odbiorców dysponowano 250 pomiarami mocy szczytowej 15-min wyznaczonymi dla rozważanego okresu estymacji (od grudnia 2010 do lutego 2011). Uwzględniając przydzielone im taryfy i profile standardowe, sklasyfikowano ich do 6 grup, dla których wyznaczono obciążenia za pomocą przedstawionych w tablicy 1 sposobów: WO-0.1, WO-0.3, WO-1.0, WO-1.1, WO-1.2, WO-1.3. Następnie, dla każdego ze sposobów szacowań obciążeń wyznaczono błędy względne (procentowe) na podstawie wzoru:

$$\delta_{i,j(i),k} = \frac{P_{szac,i,j(i),k} - P_{m,i,j(i)}}{P_{m,i,j(i)}} 100\%, \quad (4)$$

gdzie: $P_{m,i,j(i)}$ – zmierzona moc szczytowa 15-min u j -tego odbiorcy w i -tej klasie, $P_{szac,i,j(i),k}$ – szacowana k -tym sposobem moc szczytowa 15-min u j -tego odbiorcy w i -tej klasie.

Obliczono podstawowe statystyki prób dla poszczególnych klas odbiorców i sposobów szacowania obciążeń, takie jak: wartość maksymalna, wartość minimalna, wartość średnia, mediana z próby, dominanta, wariancja z próby, odchylenie standardowe z próby, wariancja średniej, odchylenie standardowe średniej, współczynnik asymetrii z próby, współczynnik spłaszczenia z próby.

Na podstawie otrzymanych wyników stwierdzono, że rozkłady otrzymanych błędów są asymetryczne (zarówno lewo-, jak i prawostronnie skośne) i jednomodalne. Zaobserwowane rozkłady są zarówno spłaszczone, jak i uwypuklone. Na uwagę zwraca fakt, że oczekiwana wartość w próbach nie jest względnie bliska zera, co oznacza, że są to szacowania obciążone. Zarówno wartości średnie oraz wariancje zaobserwowanych błędów świadczą o ogromnej trudności w zadaniu szacowania obciążeń na poziomie sieci nn. Otrzymane wyniki, przy tak małym zbiorze obserwacji (pomiarów) okazały się mało satysfakcjonujące. Niemniej jednak, wprowadzenie estymacji stanu sieci rozdzielczej SN i nn powinno doprowadzić do poprawy otrzymanych wyników [1].

Na podstawie analizy danych z próby, jako wstępną postać rozkładu zmiennej wybrano rozkład beta.

Otrzymane wartości błędów unormowano do przedziału $[0, 1]$. Zmienna losowa X ma rozkład beta $BT(\alpha, \beta)$, i opisana jest następującą funkcją gęstości prawdopodobieństwa [12]:

$$f(x) = \frac{1}{B(\alpha, \beta)} x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1}, \quad (5)$$

gdzie: $\alpha, \beta > 0$ – parametry kształtu rozkładu, $B(\alpha, \beta)$ – funkcja beta, wyrażona za pomocą funkcji gamma.

Estymację parametrów rozkładu beta przeprowadzono metodą minimalnej wiarygodności [12]. Zbadano również zgodność otrzymanych rozkładów empirycznych z rozkładami teoretycznymi BT za pomocą testu χ^2 (chi-kwadrat) Pearsona. Przyjęto odpowiednio hipotezę zerową i alternatywną:

$$H_0: F = F_{BT(\alpha, \beta)},$$

$$H_1: F \neq F_{BT(\alpha, \beta)},$$

gdzie: F – dystrybuanta rozkładu empirycznego, $F_{BT(\alpha, \beta)}$ – dystrybuanta teoretycznego rozkładu $BT(\alpha, \beta)$.

Przyjęto liczbę klas równą 5 oraz ustalono poziom istotności równy 0,05.

Analizując wyniki estymacji parametrów rozkładu błędów przy założeniu rozkładu BT, można stwierdzić, że dla pewnych sposobów szacowania obciążeń i pewnych klas odbiorców nie udało się potwierdzić hipotezy zgodności rozkładu empirycznego z rozkładem teoretycznym $BT(\alpha, \beta)$. Badania zgodności rozkładów należałoby w przyszłości przeprowadzić przy bardziej licznej próbie dostępnych pomiarów mocy szczytowej. Należy także zaznaczyć, że dostępna próba nie spełniała także warunków losowości.

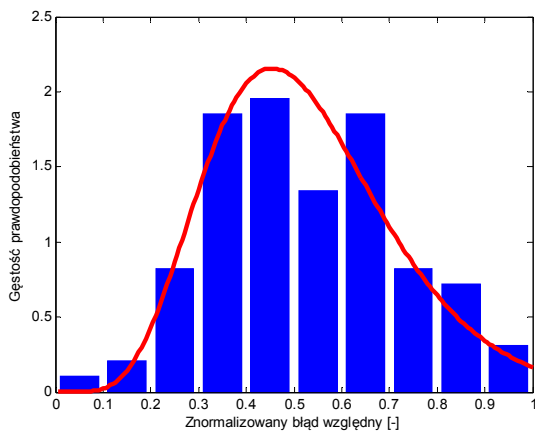
Przykładowy histogram błędów oszacowań oraz estymowaną funkcję gęstości rozkładów prawdopodobieństwa przedstawiono na rys. 5.

6. OBLICZENIA ESTYMACJI STANU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Przedstawiony w punkcie 3.3 model estymacji stanu sieci zastosowano do badanego obiektu, mając na uwadze błędy szacowania różnymi sposobami mocy szczytowych w węzłach odbiorczych.

Dla obiektu badanego, dostępne są pomiary następujących wielkości:

- moduł napięcia w węzle zasilającym sieć 110 kV,
- przepływ mocy czynnej przez transformatory 110 kV/SN zasilające sieć rozdzielczą,
- przepływ mocy biernej przez transformatory 110 kV/SN zasilające sieć rozdzielczą.



Rys. 5. Histogram i funkcja gęstości rozkładu prawdopodobieństwa błędów oszacowania sposobem WO-1.0 obciążen odbiorców klasy 3 ($\alpha = 7,1948$, $\beta = 0,0733$)

Wartości mocy czynnych odbieranych w węzłach odbiorczych wyznaczono każdorazowo za pomocą metod WO-0.1, WO-0.3, WO-1.0, WO-1.1, WO-1.2 oraz WO-1.3.

Wyrazy R_{ii} macierzy wagowej \mathbf{R}^{-1} (3) przyjęto na podstawie oszacowania wariancji błędów poszczególnych obserwacji.

Na podstawie otrzymanych wyników, w stosunku do szacowania mocy przed korekcją (zastosowaniem estymacji stanu), poczyniono następujące obserwacje:

- zwiększenie mocy czynnych i biernych w węzłach odbiorczych przy bardzo niewielkim zmniejszeniu mocy czynnych i biernych gałęziowych oraz modułu napięcia w węźle zasilającym, dla sposobów szacowania WO-1.0, WO-1.1, WO-1.2, WO-1.3,
- zwiększenie oraz zmniejszenie mocy czynnych i biernych w węzłach odbiorczych przy praktycznie stałych mocach czynnych i biernych gałęziowych oraz modułu napięcia w węźle zasilającym, dla sposobów szacowania WO-0.1.
- zwiększenie mocy czynnych i biernych w węzłach odbiorczych przy bardzo niewielkim zmniejszeniu mocy czynnych i biernych gałęziowych oraz modułu napięcia w węźle zasilającym, dla sposobów szacowania WO-0.3; wyjątkowo wystąpiła mniejsza wartość mocy szczytowej po korekcji dla jednego odbiorcy (duży odbiorca przyłączony na poziomie sieci SN z największą mocą umowną).

5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W artykule przeanalizowano możliwości praktycznego wykorzystania zadania estymacji stanu pracy rozdzielczej sieci elektroenergetycznej SN i nn.

Na podstawie przeprowadzonych badań sformułowano następujące wnioski o charakterze ogólnym:

- zastosowanie teorii estymacji umożliwia ocenę z wystarczającą w praktyce dokładnością, stanu pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych na podstawie niepełnej informacji o obciążeniach odbiorców oraz na podstawie statystycznej korekcji deficytu pomiarów,
- występujące w praktyce duże błędy w przedstawionych sposobach szacowania obciążeń powodują, że brak jest uzasadnienia stosowania metod optymalizacji stanów pracy oraz konfiguracji sieci,
- przeprowadzone obliczenia estymacji stanu sieci potwierdzają dużą efektywność zaproponowanej metody estymacji statycznej wektora stanu sieci,
- przedstawiona metodyka szacowania obciążeń i estymacji stanu pracy sieci rozdzielczych może być stosowana przy uwzględnieniu generacji rozproszonej wewnątrz sieci SN i nn.

Przeprowadzone badania dotyczyły zaproponowania metod szacowania obciążeń w węzłach odbiorczych sieci dystrybucyjnej SN i nn oraz estymacji wektora stanu sieci i dostosowaniu ich do aktualnych warunków w OSD, które w dalszym ciągu borykają się z deficytem danych pomiarowych w sieciach rozdzielczych. W celu przetestowania zaproponowanej metodyki szacowania obciążeń i estymacji stanu pracy sieci został wybrany fragment krajowej sieci dystrybucyjnej SN i nn objęty pomiarami interesujących z punktu widzenia badań wielkości. Na podstawie dostępnych danych pomiarowych oraz bilingowych zostały oszacowane parametry modeli probabilistycznych obciążeń szczytowych w węzłach odbiorczych w zależności od przyjętej metody szacowania tych obciążeń. Następnie, został wyestymowany wektor stanu pracy sieci w oparciu o otrzymany wektor obserwacji oraz ich błędów.

Na zmniejszenie niepewności o stanie pracy sieci decydujący wpływ będzie miało przede wszystkim zwiększenie liczby punktów obserwacji w sieci. Jednak decydujące znaczenie będzie zwiększenie liczby pomiarów zapotrzebowania na energię w czasie rzeczywistym bezpośrednio u odbiorców.

Wprowadzenie zaawansowanej struktury pomiarowej (ang. Advanced Metering Infrastructure – AMI) będzie stanowiło pierwszy, znaczący krok w zmianie obecnego paradygmatu sterowania pracą sieci rozdzielczych w kierunku koncepcji „smart grid”.

LITERATURA

- [1] Nazarko J.: Estymacja stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Rozprawy Naukowe Nr 9, Politechnika Białostocka, Białystok 1991.
- [2] Kujszczyk S. i inni: Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2004.
- [3] Abur A., Exposito A. G.: Power system state estimation. Theory and implementation. Marcel Dekker, Inc., New York 2004.
- [4] Abbasy N.H., Ismail H.M.: A Unified Approach for the Optimal PMU Location for Power System State Estimation. IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 24, Issue: 2, 2009, pp. 806 – 813.
- [5] Lu C. N., Teng J. H., Liu W.-H. E.: Distribution system state estimation. IEEE Trans. on Power Syst., vol. 10, no. 1, February 1995, pp. 229-240.
- [6] Ghosh A. K., Lubkeman D., Downey M. J., Jones R. H.: Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach. IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, no. 1, February 1997, pp. 45-51.
- [7] Sarić A. T., Ćirić R. M.: Integrated fuzzy state estimation and load flow analysis in distribution networks. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 18, no. 2, April 2003, pp. 571-578.
- [8] Parol M., Baczyński D.: Estimation of year peak loads of MV/LV transformer stations using evolutionary algorithms. Proc. of the 4th International Conference on Unconventional Electromechanical and Electrical Systems UEES'99, vol. 3, 21-24 June 1999, St Petersburg, Russia, pp. 1193-1198.
- [9] Baczyński D.: Estymacja rocznych mocy szczytowych transformatorów SN/nn przy użyciu algorytmów PSO. Przegląd Elektrotechniczny, nr 8/2012.
- [10] Helt, P. Baczyński D., Zduńczyk P.: Zagadnienia odwzorowywania elektroenergetycznej sieci rozdzielczej SN i nN dla celów obliczeniowych na przykładzie systemu ElGrid. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa Prognozowanie w Elektroenergetyce - PE 2011, 14-16 września 2011, Wisła.
- [11] Cormen T. H., Leiserson C.E., Rivest R. L., Stein C.: Introduction to Algorithms, Second Edition. MIT Press and McGraw-Hill, 2001.
- [12] Pawłowski Z.: Statystyka matematyczna. PWN, Warszawa 1976.

Praca została sfinansowana z grantu dziekańskiego Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej nr 504/M/1041/0103.

**PRACTICAL ASPECTS OF STATIC STATE ESTIMATION
OF POWER DISTRIBUTION NETWORKS IN POLISH CONDITIONS**

Key words: power distribution networks, static state estimation, load calculation

Summary. This paper deals with a practical application of static state estimation of power distribution MV and LV networks. Both several methods of load calculation for energy consumer level and a method of vector state estimation has been proposed. The load calculation as well as state estimation methods have been adjusted to Polish conditions where domestic distribution system operators do not have enough measurement appliances located in distribution systems. As a test object of proposed methods, a part of domestic MV and LV distribution system including specific measurements has been selected. For different load calculation methods parameters of probabilistic models of customers peak load have been estimated, based on the accessible billing and measurement data. Then a distribution system state vector have been estimated on the basis of the obtained observation vector and corresponding deviation results.

Jacek Wasilewski, uzyskał tytuł magistra inżyniera w 2005 r. oraz doktora inżyniera w 2011 r. Obecnie jest zatrudniony na stanowisku asystenta w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół obecnych oraz przyszłościowych struktur sieci dystrybucyjnych (konceptje typu „smart”), a przede wszystkim ich analizy systemowej (prognozowanie, optymalizacja). E-mail: jacek.wasilewski@ien.pw.edu.pl