

POLITECHNIKA BIAŁOSTOCKA

ROZPRAWY NAUKOWE Nr 9

Joanicjusz Nazarko

**ESTYMACJA STANÓW PRACY
ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI ROZDZIELCZYCH**

WYDAWNICTWA POLITECHNIKI BIAŁOSTOCKIEJ

Recenzenci :

prof. dr hab. inż. **Szczęśny Knjszczyk**
prof. dr hab. inż. **Eugeniusz Mitkowski**

Opracowanie redakcyjne :

Jadwiga Żukowska

Prace korektorskie :

Wiesława Markowska

Korekta techniczna :

Helena Stawikowska

ISSN 0867 – 096X

Skład komputerowy w Dziale Wydawnictw Politechniki Białostockiej. Druk w Zakładzie Poligraficznym Politechniki Białostockiej. Nakład 150 egz. Format B-5. Ark. wyd. 6,0. Ark. druk. 7,5.
Oddano do druku we wrześniu 1991 r. Druk ukończono we wrześniu 1991 r. Zamówienie 98/91.

Spis treści

	Strona
Wykaz ważniejszych oznaczeń	5
Streszczenie	10
1. Wstęp	11
2. Teza i cel pracy	16
3. Elektroenergetyczna sieć rozdzielcza jako obiekt sterowania	17
3.1. Funkcje sieci	17
3.2. Sterowanie w czasie rzeczywistym	21
4. Wpływ niepewności informacji wejściowych na wyniki obliczeń sieci rozdzielczych	27
4.1. Analiza dostępnej informacji	27
4.2. Ocena błędów w informacji wejściowej	30
4.3. Wpływ niepewności informacji wejściowej na wyniki obliczeń sieci rozdzielczych	34
4.4. Badania symulacyjne	46
5. Estymacja stanów pracy sieci	56
5.1. Sformułowanie zadania	56
5.2. Estymacja statyczna	57
5.2.1. Klasyfikacja odbiorców na grupy charakterystyczne ..	57
5.2.2. Estymacja wektora stanu	64
5.3. Estymacja dynamiczna	74
5.3.1. Własności stochastyczne zmienności obciążeń	74
5.3.2. Estymacja dynamiczna wektora stanu	82
6. Zastosowanie metod estymacji stanu w obliczeniach sieciowych	88
6.1. Estymacja statyczna	88
6.2. Estymacja dynamiczna	92

	Strona
7. Programy do estymacji stanów pracy sieci rozdzielczych	96
8. Wnioski	98
Literatura	100
Streszczenie w języku angielskim	112
Streszczenie w języku rosyjskim	113
Załącznik 1. Schemat fragmentu miejskiej sieci rozdzielczej średniego napięcia	

Wykaz ważniejszych oznaczeń

- V** – zbiór dopuszczalnych sygnałów wejściowych
- U** – zbiór dopuszczalnych sterowań
- X** – zbiór dopuszczalnych stanów sieci
- Y** – zbiór dopuszczalnych sygnałów wyjściowych
- h** – odwzorowanie przekształcające zbiory wejść i zbiory dopuszczalnych sterowań w zbiór dopuszczalnych stanów sieci
- φ – odwzorowanie przekształcające zbiór dopuszczalnych stanów sieci w zbiór dopuszczalnych wartości wyjścia
- c** – funkcja jakości sterowania
- P** – zbiór wskaźników jakości pracy sieci
- R** – relacja liniowo porządkująca wskaźniki jakości pracy sieci
- v** – wektor sygnałów wejściowych
- x** – wektor stanu
- y** – wektor sygnałów wyjściowych
- \hat{v} – estymata wektora sygnałów wejściowych
- \hat{x} – estymata wektora stanu
- \hat{y} – estymata wektora sygnałów wyjściowych
- u** – wektor sterowań
- Δt – opóźnienie czasowe
- R_L – rezystancja linii napowietrznej
- X_L – reaktancja linii napowietrznej
- B_L – susceptancja linii napowietrznej
- R_K – rezystancja linii kablowej
- X_K – reaktancja linii kablowej
- B_K – susceptancja linii kablowej
- R_T – rezystancja zastępcza transformatora
- X_T – reaktancja zastępcza transformatora
- B_T – susceptancja zastępcza transformatora
- G_T – konduktancja zastępcza transformatora
- X_c – zbiór czynników badanych
- Z** – zbiór wielkości wynikowych
- C** – zbiór czynników stałych

$F(X_k)$	– funkcja obiektu badań
X_k	– czynnik badany k
\bar{X}_k	– wartość unormowana czynnika badanego X_k
$X_{k \min}$	– wartość minimalna czynnika badanego X_k
$X_{k \max}$	– wartość maksymalna czynnika badanego X_k
\bar{X}_k	– wartość średnia czynnika badanego X_k
ΔX_k	– jednostka zmienności czynnika badanego X_k
b_k	– współczynnik przy wyrazie X_k wielomianu liniowego
N_b	– liczba niewiadomych współczynników
α	– poziom istotności
P	– moc czynna wpływająca do sieci
Q	– moc bierna wpływająca do sieci
I	– moduł prądu wpływającego do sieci
ΔP	– całkowite straty mocy czynnej w sieci
ΔP_o	– obciążeniowe straty mocy czynnej w sieci
ΔP_j	– jałowe straty mocy czynnej w sieci
A	– energia czynna wpływająca do sieci w ciągu doby
ΔA	– dobowe straty energii czynnej w sieci
$\Sigma \delta U^2$	– suma kwadratów odchyłeń napięć w węzłach – punktach odbioru
ΣP	– suma mocy czynnych odbieranych w węzłach – punktach odbioru sieci
$\text{tg } \varphi$	– stosunek mocy czynnej do mocy biernej odbieranej w węzłach – punktach odbioru
u	– napięcie w węzle – punkcie zasilania sieci
σ	– przekładnia transformatorów odbiorczych SN/nn
r_i	– rezystancja zastępcza transformatora WN/SN zasilającego sieć
x_i	– reaktancja zastępcza transformatora WN/SN zasilającego sieć
g_i	– konduktancja zastępcza transformatora WN/SN zasilającego sieć
b_i	– susceptancja zastępcza transformatora WN/SN zasilającego sieć
Σr_{io}	– suma zastępczych rezystancji transformatorów odbiorczych SN/nn
Σx_{io}	– suma zastępczych reaktancji transformatorów odbiorczych SN/nn
Σg_{io}	– suma zastępczych konduktancji transformatorów odbiorczych SN/nn

- Σb_{to} — suma zastępczych susceptancji transformatorów odbiorczych SN/nn
- Σr_l — suma rezystancji linii w sieci
- Σx_l — suma reaktancji linii w sieci
- Σb_l — suma susceptancji linii w sieci
- $P_{i\text{ oszac}}$ — oszacowanie dyspozytorskie mocy czynnej odbieranej w węźle i
- $P_{i\text{ zm}}$ — moc czynna zmierzona w węźle i
- δ_{Pi} — procentowy błąd względny oszacowania mocy
- S_{ni} — moc znamionowa transformatora zainstalowanego w węźle i
- P_{ds} — szczytowe obciążenie dobowe
- P_{dsr} — średnie obciążenie dobowe
- P_{do} — podstawowe obciążenie dobowe
- l_j — średni stopień wyrównania w słupie j
- $\bar{P}_j(k)$ — typowy, unormowany względem mocy szczytowej dobowy grafik obciążenia odbiorców klasy j
- $\tilde{P}_j(k)$ — rzeczywisty przebieg obciążenia dobowego unormowany względem mocy szczytowej
- η — odchylenie średniokwadratowe między rzeczywistym przebiegiem obciążenia a grafikami typowymi
- h — odstęp próbkowania przebiegów obciążenia
- N — liczność próbki
- f_s — składowa częstotliwośćowa s przebiegu obciążenia
- W_d — dobowe zużycie energii elektrycznej
- W_m — miesięczne zużycie energii elektrycznej
- k_j — średni stopień obciążenia transformatorów odbiorców klasy j
- z — wektor pomiarów
- $h(x)$ — funkcja predykcji
- v — wektor błędów
- V_o — pomiar modułu napięcia w węźle — punkcie zasilania
- V_u — pomiar modułu napięcia w węźle u sieci
- I_T — pomiar modułu prądu płynącego przez transformator zasilający sieć
- I_l — pomiar modułu prądu w łuku l sieci
- p_T — pomiar przepływu mocy czynnej przez transformator zasilający sieć
- p_k — pomiar przepływu mocy czynnej w łuku k
- q_T — pomiar przepływu mocy biernej przez transformator zasilający sieć
- q_r — pomiar przepływu mocy biernej w łuku r

P_w	– pomiar mocy czynnej odbieranej w węźle w
Q_s	– pomiar mocy bierniej odbieranej w węźle s
U	– liczba węzłów, w których wykonywany jest pomiar napięcia
L	– liczba łuków, w których wykonywany jest pomiar modułu prądu
K	– liczba łuków, w których wykonywany jest pomiar przepływu mocy czynnej
R	– liczba łuków, w których wykonywany jest pomiar przepływu mocy bierniej
W	– liczba węzłów, w których wykonywany jest pomiar odbieranej mocy czynnej
S	– liczba węzłów, w których wykonywany jest pomiar odbieranej mocy bierniej
b	– macierz incydencji między drogami a łukami w sieci
P	– wektor mocy czynnych odbieranych w węzłach sieci
$\text{tg } \varphi$	– diagonalna macierz stosunków mocy biernych do mocy czynnych odbieranych w węzłach
R_L	– diagonalna macierz rezystancji łuków
X_L	– diagonalna macierz reaktancji łuków
$1_{n \times n}$	– macierz kwadratowa, której wszystkie elementy są jedności
$1_{l,l}$	– macierz kwadratowa, której element $\delta_{l,l}$ równy jest jedności, a pozostałe elementy są zerami
$1_{n \times n}$	– wektor, którego wszystkie elementy są jednościami
1_k	– wektor, którego element δ_k równy jest jedności, a pozostałe elementy są zerami
H	– jacobianowa macierz czułości
x_0	– początkowe oszacowanie wektora stanu
W	– macierz estymatora liniowego
R^{-1}	– macierz wagowa
l	– numer iteracji
ε	– dokładność obliczeń
K_j	– współczynnik dopuszczalnego przeciążenia transformatora zainstalowanego w węźle i
$R_p(k, m)$	– funkcja autokorelacji
$G_p(k, m)$	– periodogram
$P_p(k)$	– składowa okresowa procesu obciążenia dobowego
$y(k)$	– składowa losowa procesu obciążenia dobowego
$w(k)$	– proces białego szumu

- $F(k)$ – macierz przejścia
- $Q(k)$ – macierz kowariancji zakłócenia losowego na wejściu układu
- $\hat{P}(k+1/k)$ – estymata obciążenia odbioru w chwili $k+1$ obliczona na podstawie pomiarów dokonanych do chwili k
- $\hat{V}(k+1/k)$ – estymata modułu napięcia w chwili $k+1$ obliczona na podstawie pomiarów dokonanych do chwili k
- $\hat{x}(k+1/k)$ – estymata wektora stanu w chwili $k+1$ obliczona na podstawie pomiarów dokonanych do chwili k

STRESZCZENIE

W pracy zaprezentowano dwie metody estymacji stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych o układach otwartych – metodę estymacji statycznej, opartą na uogólnionej metodzie najmniejszych kwadratów, i metodę estymacji dynamicznej, opartą na równaniach rozszerzonego filtra Kalmana. Przedstawiono strukturę informacyjną systemu komputerowego wspomaganie sterowania pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia w czasie rzeczywistym i scharakteryzowano podstawowe zadania tego systemu. Przeanalizowano wpływ niepewnych informacji wejściowych na wyniki obliczeń sieci. Opierając się na teorii planowania eksperymentu zbudowano i zweryfikowano doświadczalnie jakościowy model sieci. Określono podstawowe właściwości stochastyczne procesu zmienności obciążeń w węzłach – punktach odbioru sieci. Podano algorytmy numerycznego rozwiązania wyprowadzonych równań estymatorów dla przypadków – statycznego i dynamicznego. Przedstawiono wyniki badań symulacyjnych i pomiarowych wykonanych dla istniejącej miejskiej sieci rozdzielczej średniego napięcia, potwierdzające efektywność zaproponowanych metod estymacji. Omówiono opracowane przez autora programy komputerowe, przeznaczone do analizy numerycznej danych eksperymentalnych oraz do obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych.

1. WSTĘP

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze są złożonymi układami dynamicznymi zmieniającymi się zarówno w czasie jak i w przestrzeni. Ciągły rozwój tych sieci powoduje ustawiczny wzrost ilości informacji niezbędnej do racjonalnego sterowania ich pracą. Systemy tradycyjnie stosowane do prowadzenia ruchu sieci rozdzielczych nie są przystosowane do gromadzenia i przetwarzania tak dużej ilości danych i nie umożliwiają dyspozytorowi efektywnego wykorzystania dostępnej informacji.

Zupełnie nowe możliwości stwarza rozwój techniki mikroprocesorowej. Zarówno w Polsce jak i za granicą prowadzone są intensywne prace nad komputeryzacją przedsiębiorstw elektroenergetycznych. W kraju są to prace związane z informatyzacją zakładów energetycznych, rejonów sieciowych oraz stacji elektroenergetycznych [19, 72, 83, 90, 122]. Podstawowe funkcje pracujących obecnie lub przygotowywanych do wdrożenia systemów komputerowego prowadzenia ruchu sieci rozdzielczych dotyczą wspomagania pracy dyspozytora w zakresie komunikacji, nadzoru, kontroli i doradztwa [54]. Zwiększające się stale wymagania dotyczące jakości dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej i sposobu eksploatacji sieci powodują, że aktualne stają się postulaty sterowania pracą sieci rozdzielczych w czasie rzeczywistym. O wadze tego problemu świadczy to, że elektroenergetyczne sieci rozdzielcze stanowią około 85% majątku sieciowego w krajowym systemie elektroenergetycznym. Powstaje w nich około 80% strat energii i są one przyczyną około 90% przerw w dostawie energii do odbiorców [46].

Podstawowe znaczenie zarówno w określaniu zmian stanu sieci jako układu dynamicznego, jak i w syntezy algorytmów sterowania, ma znajomość wektora stanu sieci. Jednakże wektora stanu w pełni charakteryzującego sieć rozdzielczą nie da się określić, z przyczyn technicznych, wyłącznie w drodze pomiarów. W takich przypadkach należy rozwiązać zadanie określenia pełnego wektora stanu sieci na podstawie innych dostępnych, najczęściej losowo zakłóconych, informacji.

Efektywne wykorzystanie dostępnych danych stanowi zwykle największą trudność w sterowaniu pracą sieci rozdzielczych. Jeżeli analiza stanu pracy sieci zostanie dokonana na podstawie nieaktualnych lub błędnych

informacji, to przyjęte na jej podstawie decyzje mogą istotnie odbiegać od optymalnych. Zwykle fakt ten jest w odniesieniu do sieci rozdzielczych pomijany. Przyjmuje się, że dokładność analizy jest określona przyjętą metodą, a niezbędne do podjęcia decyzji informacje mogą być uzyskane w procesie eksploatacji sieci. Takie postawienie problemu doprowadziło do sytuacji, w której znaczna część metod analizy stanów pracy sieci rozdzielczych [55] nie może być zastosowana w praktyce z powodu zupełnego braku, lub też małej wiarygodności, niezbędnych danych.

Zastosowanie w praktyce algorytmów analizy i sterowania w czasie rzeczywistym pracą sieci rozdzielczych wymaga opracowania takich metod formowania i oceny wektora stanu sieci, które będą bazowały na realnie dostępnej informacji oraz uwzględniały fakt, że informacja ta obciążona jest błędami, nieraz znacznymi. Otrzymane wyniki powinny zapewniać wystarczającą dokładność praktycznych obliczeń. Dogodnym narzędziem matematycznym pozwalającym opisywać układy w warunkach niepewności jest teoria estymacji.

W przeciwieństwie do sieci przesyłowych – dla których liczba pomiarów jest większa w stosunku do liczby niezbędnej dla odwzorowania stanu sieci – sieci rozdzielcze charakteryzują się dużym deficytem pomiarów w czasie rzeczywistym. Duża część informacji o obciążeniach elementów pochodzi w tych sieciach jedynie ze sporadycznie, w różnym czasie, dokonywanych pomiarów. Ocena stanu w sieciach rozdzielczych jest zatem dokonywana na podstawie zróżnicowanej formalnie informacji o różnej dostępności i wiarygodności. Oba rodzaje sieci mają swoje dla siebie struktury i konfiguracje robocze, co implikuje różne postaci stosowanych odwzorowań numerycznych i algorytmów obliczeniowych. Wynika stąd konieczność opracowania dla tych klas sieci osobnych metod estymacji wektora stanu, uwzględniających specyfikę tych klas.

O ile literatura na temat teorii i zastosowań estymacji wektora stanu systemu elektroenergetycznego jest bardzo bogata [15, 29, 33, 38, 39, 45, 60, 95, 97, 98, 111, 112], o tyle prace z tematyki estymacji stanów pracy sieci rozdzielczych są bardzo nieliczne i ograniczają się najczęściej do sformułowania i rozwiązania zadań cząstkowych [18, 25, 32, 69, 75, 101, 107, 116, 117].

W pracach [69, 107, 116] analizowano możliwe sposoby pozyskania informacji o obciążeniach w sieciach rozdzielczych. Dużo uwagi poświęcono zagadnieniu modelowania obciążeń. Proponuje się wykorzystanie typowych grafik obciążeń i dodatkowych informacji o odbiorcach (zużycie energii elektrycznej w różnych przedziałach czasu, średnie stopnie wykorzystania

mocy znamionowej transformatorów, pomiary jednokrotne obciążeń). Otrzymane w ten sposób hipotetyczne przebiegi obciążeń korygowane są następnie na podstawie bilansów mocy w liniach zasilających podzbiory węzłów – punktów odbioru. W cytowanych pracach nie podano jednak sposobu konstrukcji typowych grafik obciążeń. Nie sprecyzowano też sposobu oceny stopnia wiarygodności wstępnego oszacowania obciążeń, który wykorzystywany jest przy ich korygowaniu.

W publikacji [101] proponuje się estymację obciążeń na podstawie rocznej energii pobieranej przez odbiorców, których dzieli się na klasy charakteryzujące się zróżnicowanymi przebiegami obciążeń. Podział odbiorców na klasy następuje w zależności od rodzaju taryfy oraz od rocznego zużycia energii i specyfiki odbiorców. Dla odbiorców należących do jednej klasy roczną moc szczytową określa się na podstawie zależności empirycznej jako funkcję rocznego zużycia energii. Dobowy grafik obciążenia stacji SN/nn i jej moc szczytową określa się przez zsumowanie wykresów dobowych grup odbiorców poszczególnych klas. Podobne podejście, polegające na modelowaniu obciążenia stacji w postaci sumy składowych obciążeń poszczególnych klas odbiorników, zaprezentowano w artykułach [18, 116].

Wydaje się, że w warunkach krajowych zasadniczą trudnością w praktycznym wdrożeniu metody jest brak właściwie zorganizowanego systemu pomiarów obciążeń odbiorców energii elektrycznej. W niektórych krajach (Wielka Brytania, Francja) pomiary i rejestracja obciążeń odbiorców energii elektrycznej wykonywane są w znacznie szerszym zakresie [59, 62, 73, 109]. W Wielkiej Brytanii istnieje system ciągłej rejestracji obciążeń reprezentatywnych grup użytkowników energii elektrycznej. Uzyskane wyniki pomiarów służą do sporządzania typowych grafik dobowych obciążeń dla poszczególnych odbiorców. Wykresy te są poddawane analizom służącym między innymi do określania wpływu różnych zmiennych na kształt przebiegów obciążeń oraz do ustalania udziału poszczególnych grup odbiorców energii elektrycznej w całkowitym obciążeniu.

Publikacje [32, 117] zawierają propozycję oceny obciążeń szczytowych w węzłach sieci rozdzielczych na podstawie opinii personelu prowadzącego eksploatację sieci.

W pracy [25] do estymacji dobowych i rocznych obciążeń szczytowych stacji SN/nn proponuje się metodę bayesowskiego wnioskowania statystycznego. Metoda ta pozwala na efektywne wykorzystanie zróżnicowanej formalnie informacji o procesie obciążenia i o odbiorcach.

Chociaż przedstawione metody nie mogą być bezpośrednio zastosowane do estymacji w czasie rzeczywistym stanów pracy sieci rozdzielczych, jednakże umożliwiają wstępne przetworzenie dostępnej informacji pierwotnej o obciążeniach.

Model matematyczny i zasadniczy algorytm iteracyjnego rozwiązania estymacji ustalonego stanu pracy systemu elektroenergetycznego zostały opublikowane w podstawowych pracach [95, 97, 98].

Idea zastosowania teorii filtru Kalmana [4] do estymacji dynamicznej wektora stanu systemu elektroenergetycznego pojawiła się już w publikacjach [60, 98]. Zasadnicze znaczenie dla rozwoju tego kierunku badań mają prace [111, 112]. Dalsze wyniki opublikowane zostały w pracach [15, 21, 51, 100].

Z przeglądu literatury wynika, że zagadnienie estymacji stanów pracy sieci rozdzielczych nie zostało dotychczas w sposób kompleksowy rozwiązane. Wymienione metody stanowią podstawę przedstawionych w pracy rozważań. Przed zastosowaniem wymagają one jednakże modyfikacji i adaptacji do warunków sieci rozdzielczych.

Niniejsza rozprawa jest próbą rozwiązania w sposób kompleksowy problemu estymacji stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych, będącego podstawą procesu sterowania pracą sieci w czasie rzeczywistym.

W załączonym na końcu pracy spisie literatury uwzględniono publikacje zarówno bezpośrednio związane z podanymi w rozprawie rozważaniami, i jest to wówczas zaznaczone w tekście pracy, jak i te, które dostarczyły autorowi ogólnych idei potrzebnych do rozwiązania postawionego zadania.

Praca składa się z ośmiu rozdziałów. Rozdział pierwszy jest wstępem pracy.

W rozdziale drugim sformułowano cel i tezę pracy.

W rozdziale trzecim przedstawiono strukturę informacyjną i scharakteryzowano podstawowe zadania systemu komputerowego wspomaganie sterowania w czasie rzeczywistym pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia.

Rozdział czwarty poświęcony jest analizie wpływu niepewności informacji wejściowej na wyniki obliczeń sieci rozdzielczych. Scharakteryzowano w nim zbiory dostępnych informacji i ich błędy. Opierając się na teorii planowania eksperymentu zbudowano i zweryfikowano doświadczalnie jakościowy model sieci. Przedstawiono także wyniki eksperymentu symulacyjnego zrealizowanego na komputerze dla oceny wpływu błędów w określaniu mocy w węzłach – punktach odbioru na wyniki obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych.

W rozdziale piątym zawarte są teoretyczne podstawy metod – estymacji statycznej i dynamicznej wektora stanu sieci. Opierając się na analizie wyników rejestracji obciążeń w węzłach sieci określono podstawowe własności stochastyczne procesu zmienności obciążeń. Na tej podstawie zaproponowano dwuetapowy algorytm estymacji obciążeń w węzłach – punktach odbioru sieci. W części pierwszej tworzy się, wykorzystując dostępną informację pierwotną, wstępne grafiki obciążeń w węzłach. W części drugiej algorytmu koryguje się wstępne grafiki obciążeń na podstawie dostępnych pomiarów napięć i przepływów mocy lub prądów w elementach sieci. Metodę estymacji statycznej oparto na uogólnionej metodzie najmniejszych kwadratów, a metodę estymacji dynamicznej na równaniach rozszerzonego filtra Kalmana. Podano algorytmy numerycznego rozwiązania wyprowadzonych równań estymatorów dla przypadków – statycznego i dynamicznego.

Rozdział szósty zawiera wyniki badań symulacyjnych i pomiarowych, weryfikujące metody estymacji zaproponowane w rozdziale piątym. Wszystkie wyniki, tak obliczeń, jak i eksperymentów, dotyczą fragmentu rzeczywistej miejskiej sieci rozdzielczej średniego napięcia.

W rozdziale siódmym omówiono najważniejsze, opracowane przez autora, programy komputerowe do analizy numerycznej danych eksperymentalnych oraz programy obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych.

Ostatni rozdział, ósmy, zawiera wnioski końcowe podsumowujące wyniki uzyskane w pracy.

2. TEZA I CEL PRACY

Podstawowym celem rozprawy jest opracowanie podstaw teoretycznych systemu wyznaczania stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych, będącego podstawą sterowania w czasie rzeczywistym z wykorzystaniem komputerów.

Poniżej sformułowano zasadniczą tezę pracy.

W obecnym stanie telemechanizacji krajowych sieci rozdzielczych możliwe jest rozwiązanie problemu estymacji stanów pracy tych sieci w czasie rzeczywistym – z wystarczającą do celów praktycznych dokładnością, na podstawie niepełnej informacji pierwotnej o obciążeniach i odbiorcach – z wykorzystaniem statystycznej kompensacji deficytu telemiary.

Stąd, dla udowodnienia tezy należało:

- określić zbiory i błędy dostępnych informacji o stanie pracy sieci,
- sformułować i zweryfikować jakościowy model sieci,
- zbadać wpływ błędów w danych wejściowych na wyniki obliczeń eksploatacyjnych,
- określić własności stochastyczne procesu zmienności obciążeń w węzłach – punktach odbioru,
- opracować metody modelowania zmienności obciążeń w węzłach,
- opracować metody estymacji statycznej i dynamicznej stanów pracy sieci rozdzielczych na podstawie wyników różnych obserwacji,
- zweryfikować efektywność proponowanych metod estymacji z punktu widzenia ich praktycznej przydatności.

Dodatkowym celem pracy jest opracowanie praktycznych algorytmów i programów do podstawowych obliczeń eksploatacyjnych w sieciach rozdzielczych. Programy te mogą być już obecnie wykorzystane w zakładowych i rejonowych dyspozycjach ruchu.

3. ELEKTROENERGETYCZNA SIEĆ ROZDZIELCZA JAKO OBIEKT STEROWANIA

3.1. Funkcje sieci

Analiza systemowa, jako metoda badawcza [42], zakłada przedstawienie badanego obiektu w postaci układu, który przetwarza oddziaływanie na obiekt ze strony otoczenia (zmienne wejściowe) na odpowiedź układu (zmienne wyjściowe). Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze zalicza się do klasy tzw. systemów samoorganizujących się. W strukturze takiego systemu wyróżnić można dwa podstawowe podsystemy odróżniające się ze względu na funkcję – podsystem sterowania (sterowanie dyspozytorskie i urządzenia automatyki) oraz obiekt sterowania (zbiór funkcjonalnie powiązanych ze sobą urządzeń i zasobów materialnych).

Komputerowe metody sterowania i algorytmy ich realizacji wymagają, aby w strukturze informacyjnej systemu występowały dodatkowe, funkcjonalnie odróżniające się, układy (rys. 3.1):

- obserwacji i transmisji informacji,
- estymacji stanu obiektu,
- prognozowania,
- optymalizacji.

Sygnaly wejściowe mogą w ogólnym przypadku napływać zarówno do obiektu (np. zapotrzebowanie na moc i energię przez odbiorców, poziom napięcia w sieci zasilającej, czynniki losowe) jak i do podsystemu sterowania (j.w. oraz zadania planowe, polecenia wyższych szczebli dyspozytorskich).

Sygnal wyjściowy jest tworzony przez obiekt w wyniku zachodzących w nim procesów technologicznych i organizacyjnych (poziom zaspokojenia zapotrzebowania na moc i energię, jakość dostarczanej energii elektrycznej, parametry technologiczne przesyłu i rozdziału energii, stopień wykonania zadań planowych i poleceń).

Tak więc w każdej chwili czasu sieć realizuje następujące odwzorowanie [42]:

$$f = \varphi \cdot h: V \times U \rightarrow X \rightarrow Y \quad (3.1)$$

We wzorze:

- V – zbiór możliwych wartości wejścia,
- U – zbiór dopuszczalnych sterowań,
- X – zbiór dopuszczalnych stanów sieci,
- Y – zbiór dopuszczalnych wartości wyjścia,
- h – odwzorowanie przekształcające zbiory wejść i zbiory dopuszczalnych sterowań w zbiór dopuszczalnych stanów:

$$h: V \times U \rightarrow X \quad (3.2)$$

- φ – odwzorowanie przekształcające zbiór dopuszczalnych stanów sieci w zbiór dopuszczalnych wartości wyjścia:

$$\varphi: X \rightarrow Y \quad (3.3)$$

Postać odwzorowania f , opisującego funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej w stosunku do otoczenia, zależy od konkretnego sterowania $u(t) \in U$. Każdy samoorganizujący się system charakteryzuje się pewnym celem działania, który określa sposób oddziaływania na obiekt ze strony podsystemu sterowania. Sterowania dokonuje się przez odpowiedni wybór wartości parametrów sterowania, które mogą być zmieniane przez podsystem sterowania (zmiana nastawień regulatorów i zabezpieczeń, przelączenia w sieci, plany i korekcje planów). Sterowanie powinno być dobrane w ten sposób, aby praca sieci w rozpatrywanym czasie możliwie najlepiej spełniała stawiane jej zadania. W tym celu podsystem sterowania powinien dysponować funkcją jakości sterowania:

$$c: V \times U \times X \times Y \rightarrow P \quad (3.4)$$

oraz relacją

$$R \subset P \times P \quad (3.5)$$

liniowo porządkującą wskaźniki jakości pracy sieci.

We wzorach:

- c – funkcja jakości sterowania,
- P – zbiór wskaźników jakości pracy sieci.

Przy takim sformułowaniu wyznaczenie pożądanego sterowania siecią jest zadaniem optymalizacyjnym w warunkach niepewności. Niepewność występuje przy tym na wejściu, na wyjściu, w samej naturze układu i powodowana jest:

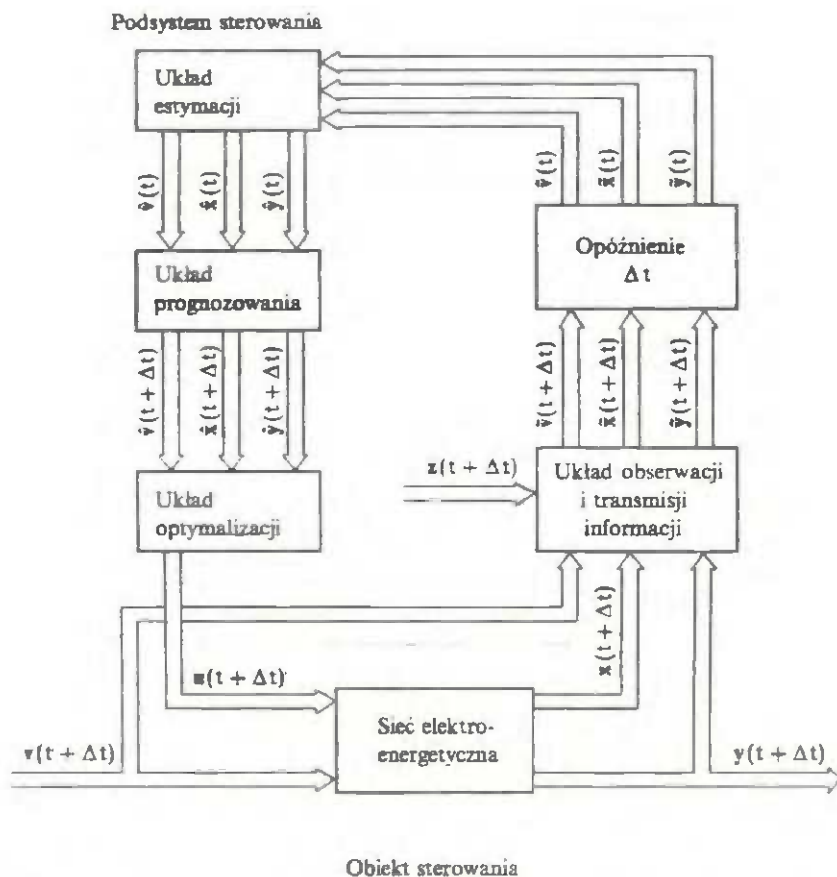
- losowym charakterem zapotrzebowania na moc i energię elektryczną przez odbiorców,
- oddziaływaniem na sieć czynników losowych,
- rozmyciem funkcji c , h i relacji R , spowodowanym brakiem pełnej formalizacji celów stawianych przed siecią, a także występowaniem w procesie decyzyjnym nieformalnych procedur intuicyjnych,
- rozmyciem zbiorów X , U , V , spowodowanym niepewnością odpowiadającej im informacji a priori.

Stan obiektu lub jego odpowiedź można obserwować za pomocą odpowiedniego zespołu urządzeń pomiarowych, zwanego układem obserwacji. Sygnały mogą być obserwowalne (mieralne) bezpośrednio lub łącznie z zakłóceniem. Urządzenia pomiarowe wprowadzają oczywiście własne błędy, zarówno przypadkowe jak i systematyczne, związane z ich budową lub też z zasadą pomiaru. Na ogół pomiary tylko z grubsza informują o stanie obiektu i mogą być niedostateczne do oceny jego funkcjonowania.

Zagadnienie estymacji stanu polega ogólnie na wykorzystaniu zakłóconych obserwacji w celu oceny (oszacowania) właściwości układu rzeczywistego.

Podjęte przez układ sterowania decyzje mogą być odebrane przez obiekt sterowania praktycznie dopiero po upływie pewnego czasu. Opóźnienie czasowe wywołane jest stratą czasu na przesłanie pomiarów, obliczenia i przesłanie sygnałów sterujących do obiektu sterowania. W ogólnym wypadku sterowanie wypracowane dla danego przedziału czasu nie będzie optymalne w przedziale następnym. Poza tym sterowanie to może okazać się niemożliwe do wykonania z opóźnieniem ze względu na inne wartości ograniczeń niż w chwili podjęcia decyzji. Z tego powodu w procedurach sterowania pracą sieci w czasie rzeczywistym powinny występować układy prognozowania szeregów czasowych, które zapewnią efektywność i stabilność tych procedur. Podstawą wyboru sterowania jest prognoza wartości szeregów czasowych (np. obciążeń w węzłach) w następnych przedziałach czasu, uzyskana dzięki informacjom statystycznym oraz obserwacjom dostępnym w określonym momencie.

Sterowanie pracą sieci polega na określeniu sposobu zmiany sygnałów sterujących tak, aby wymusić zachowanie się obiektu w pożądanym sposób.



Rys. 3.1. Schemat struktury informacyjnej systemu sterowania w czasie rzeczywistym pracą elektroenergetycznej sieci rozdzielczej

Oznaczenia:

- $v(t + \Delta t)$ – wartość wejścia układu w chwili $t + \Delta t$,
- $x(t + \Delta t)$ – wartość stanu sieci w chwili $t + \Delta t$,
- $y(t + \Delta t)$ – wartość wyjścia układu w chwili $t + \Delta t$,
- $z(t + \Delta t)$ – losowe zakłócenie obserwacji,
- $\bar{v}(t)$ – obserwowane wartości wejścia układu w chwili t ,
- $\bar{x}(t)$ – obserwowane wartości stanu układu w chwili t ,
- $\bar{y}(t)$ – obserwowane wartości wyjścia układu w chwili t ,
- $\hat{v}(t)$ – estymata wartości wejścia układu w chwili t ,

- $\hat{x}(t)$ – estymata wartości stanu układu w chwili t ,
- $\hat{y}(t)$ – estymata wartości wyjścia układu w chwili t ,
- $\hat{v}(t + \Delta t)$ – prognoza wartości wejścia układu wykonana w chwili t na moment $t + \Delta t$,
- $\hat{x}(t + \Delta t)$ – prognoza wartości stanu układu wykonana w chwili t na moment $t + \Delta t$,
- $\hat{y}(t + \Delta t)$ – prognoza wartości wyjścia układu wykonana w chwili t na moment $t + \Delta t$,
- Δt – opóźnienie czasowe między chwilą t a momentem, w którym obiekt sterowania otrzyma sygnały sterujące.

Jeżeli do oceny zachowania się obiektu używa się pewnego wskaźnika jakości (np. wielkość strat mocy i energii w sieci, jakość energii dostarczanej odbiorcom) i określa się wartość sterowania tak, aby minimalizować lub maksymalizować tę wielkość, to zagadnienie określa się mianem sterowania optymalnego [71].

W sformułowaniu matematycznym zadanie powyższe można zapisać w postaci [42]:

$$c(\hat{x}(t + \Delta t), u(t + \Delta t), \hat{y}(t + \Delta t), \hat{v}(t + \Delta t)) \rightarrow \text{ekstr}$$

$$\hat{x}(t + \Delta t) \in X, u(t + \Delta t) \in U, \quad (3.6)$$

$$\hat{y}(t + \Delta t) \in Y, \hat{v}(t + \Delta t) \in V$$

gdzie:

- $\hat{x}(\cdot)$ – estymata wartości stanu sieci,
- $u(\cdot)$ – wartość sterowania,
- $\hat{y}(\cdot)$ – estymata wartości wyjścia,
- $\hat{v}(\cdot)$ – estymata wartości wejścia,
- t – chwila wykonania ostatnich obserwacji dostępnych dla podsystemu sterowania,
- Δt – opóźnienie czasowe między chwilą t a momentem, w którym obiekt sterowania otrzyma sygnały sterujące.

Na rysunku 3.1 przedstawiono schemat struktury informacyjnej systemu sterowania w czasie rzeczywistym pracą elektroenergetycznej sieci rozdzielczej.

3.2. Sterowanie w czasie rzeczywistym

W miarę rozwoju krajowych sieci rozdzielczych, wyposażania ich w urządzenia telemechaniki i automatyki oraz wprowadzania komputerów w rejonowych i zakładowych dyspozycjach ruchu oraz bezpośrednio w stac-

jach zasilających i rozdzielniach sieciowych muszą być rozwiązane zadania dotyczące sterowania pracą tych sieci w czasie rzeczywistym.

Sterowanie w czasie rzeczywistym ma za zadanie skompensować wewnętrzne i zewnętrzne zakłócenia i zapewnić pożądane warunki pracy sieci.

Pojęcie czasu rzeczywistego odnosi się do sprawności przetwarzania w czasie faktycznego przebiegu procesu fizycznego i wskazuje, że rezultaty przetwarzania mogą być wykorzystane do sterowania tym procesem.

Czas i tryb obliczeń związanych ze sterowaniem w czasie rzeczywistym pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych powinny odpowiadać czasowi realizacji działań sterujących. Będzie to czas rzędu dziesiątych części sekundy (dla wyłączeń awaryjnych bezzwłocznych), od kilku do kilkunastu minut (przy regulacji napięcia pod obciążeniem) i od kilku do kilkunastu godzin (dla przełączeń w sieci).

W niniejszym punkcie scharakteryzowano podstawowe zadania komputerowego systemu sterowania w czasie rzeczywistym pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia [58].

Przetwarzanie i kontrola telepomiarów

Realne możliwości zainstalowania nadajników telemetrycznych w stacjach elektroenergetycznych 110 kV/SN pozwalają sądzić, że telepomiarzy będą obejmowały następujące wielkości:

- przepływy mocy czynnych i biernych w transformatorach w stacjach WN/SN,
- prądy w liniach SN wychodzących ze stacji WN/SN,
- napięcia na sznycach WN i SN w stacjach WN/SN.

Przed wykorzystaniem wyników telepomiarów w algorytmach obliczeniowych konieczna jest kontrola ich wiarygodności.

Podstawą kontroli wiarygodności telepomiarów obciążeń jest bilans prądów lub mocy. W związku z tym, że dostępne są głównie telepomiarzy modułów prądów, bilans prądów zgodnie z I prawem Kirchhoffa może być spełniony tylko w przybliżeniu. Z analizy charakteru obciążeń w sieciach SN wynika, że różnica między sumą geometryczną a algebraiczną prądów nie przekracza 5%. Jeżeli niezbilansowanie przekracza podaną wartość, to konieczne jest odszukanie nieprawidłowego pomiaru. W tym celu wykorzystuje się uzupełniające metody kontroli wiarygodności telepomiarów [45, 58, 68].

Ważnym parametrem w wielu zadaniach sterowania pracą sieci są poziomy napięć na szynach stacji WN/SN zasilającej sieć. W celu określenia wiarygodności telepomiarów napięć konieczne jest również stosowanie sprawdzonych metod kontroli. Najbardziej efektywny polega na porównywaniu wartości telepomiarów układów pomiarowych zainstalowanych na szynach różnych napięć.

W procesie gromadzenia i przetwarzania danych odbywa się jednocześnie kontrola obciążeń elementów sieci i poziomów napięć bezpośrednio w miejscach pomiarów.

Kontrola i identyfikacja konfiguracji sieci

W zależności od typu urządzeń informatycznych zainstalowanych w sieci kontrola może być sporadyczna lub cykliczna. W pierwszym wypadku, gdy nie napływają sygnały o zmianie konfiguracji, ostatnia zapisana w pamięci maszyny konfiguracja sieci jest przyjmowana za istniejącą. Kontrolę dokonuje się jedynie wówczas, gdy wystąpi brak zgodności między informacją o stanie łączników a telepomiarami. W drugim wypadku sygnały sprawdzające położenie kontrolowanych łączników są wysyłane cyklicznie w zadanych odstępach czasu.

Wszystkie zmiany konfiguracji sieci powinny być automatycznie rejestrowane, z zaznaczeniem czy zmiana została spowodowana wskutek działań dyspozytorskich, czy też w wyniku działania automatyki.

W zadaniu tym sprawdza się także, czy sieć, która z założenia powinna być promieniowa, nie ma pętli oraz czy jest spójna.

Estymacja stanów pracy sieci

Estymacja polega na wykorzystaniu zakłóconych obserwacji do oceny właściwości układu rzeczywistego. Zastosowanie teorii estymacji do oceny wektora stanu sieci pozwala na znaczne zwiększenie efektywności sterowania pracą sieci rozdzielczych. Jeżeli można wyznaczyć z zadowalającą dokładnością ocenę stanu sieci, to potrzebne sterowanie jest często oczywiste lub można je otrzymać posługując się deterministyczną teorią sterowania [96].

Operatywne prognozowanie obciążeń

Do operatywnego prowadzenia ruchu sieci rozdzielczych niezbędne jest posiadanie wiarygodnych informacji o zapotrzebowaniu na moc z krótkim wyprzedzeniem czasowym (od kilku minut do kilkudziesięciu godzin).

Proces prognozowania można podzielić na następujące etapy:

- zebranie i przygotowanie danych wejściowych (informacje statystyczne),
- obróbka danych statystycznych mająca na celu określenie nieznanymi parametrów modelu i otrzymanie zależności wiążącej charakterystykę obiektu podlegającą prognozowaniu z czasem i szeregiem znanych zmiennych,
- obliczanie prognozy dla danej chwili i zadanych wartości innych znanych zmiennych.

Procedura operatywnego prognozowania obciążeń w sieci powinna być adaptacyjna, tj. łączyć identyfikację parametrów modelu z ich estymacją [16].

Optymalizacja roboczych konfiguracji sieci

W miarę wzrostu stopnia wyposażenia sieci rozdzielczych w zdalnie sterowane wyłączniki oraz przejmowania funkcji telesterowania przez systemy mikroprocesorowe możliwa będzie operatywna optymalizacja roboczych konfiguracji sieci rozdzielczych. Optymalizacja konfiguracji ma na celu zmniejszenie strat mocy i energii w liniach i transformatorach.

Obszerny przegląd metod projektowania roboczych konfiguracji sieci zamieszczono w [81].

Optymalizacja regulacji napięcia

Odchylenia napięć na zaciskach odbiorników od wartości optymalnych są przyczyną strat gospodarczych ponoszonych przez odbiorców. Obecnie programowanie optymalnej regulacji napięcia wykonuje się jedynie dla reprezentatywnych dni i konfiguracji sieci [55].

Istnieje obecnie techniczna możliwość ciągłej regulacji napięcia w transformatorach WN/SN z regulacją pod obciążeniem. Działanie regulatora napięcia transformatora sprowadza się do utrzymywania zadanego, dla określonych przedziałów doby, poziomu napięcia na szynach SN w stacji WN/SN. Przy włączonym układzie kompensacji prądowej w regulatorze poziom napięcia na szynach SN w poszczególnych przedziałach doby wyraża się jako liniowa funkcja prądu obciążenia transformatora, co przy niejednorodnych grafikach obciążeń węzłów sieci nie zapewnia optymalnego poziomu napięcia [56].

Estymacja stanu pracy sieci w czasie rzeczywistym oraz operatywne prognozowanie obciążeń w węzłach sieci pozwolą na bieżącą optymalizację napięcia w sieci zasilanej ze stacji 110 kV/SN.

Optymalizacja programu pracy urządzeń do kompensacji mocy biernej

Prawidłowa gospodarka mocą bierną wpływa na zmniejszenie strat mocy, zwiększenie zdolności przesyłowej oraz utrzymanie prawidłowych poziomów napięć w węzłach sieci.

Odpowiednie wyposażenie sieci w urządzenia telemekhaniki pozwoli również na operatywne sterowanie pracą urządzeń do kompensacji mocy biernej.

Sterowanie obciążeniem

W stanach awaryjnych bądź też w razie występowania dużego deficytu mocy konieczne jest wyłączenie odbiorców energii elektrycznej. Zadanie to może być również realizowane za pomocą mikrokomputera zainstalowanego w stacji zasilającej lub RDR. W takim wypadku do zbioru informacji wejściowej powinien być włączony wykaz możliwych wyłączeń dla każdej ze stacji zasilających (z podaną zalecaną kolejnością odłączeń) oraz warunki wyłączeń.

Mikrokomputer realizuje polecenie o konieczności wyłączeń, otrzymywane od komputera wyższego szczebla dyspozytorskiego lub od dyspozytora. Wybiera linie do wyłączeń, ustala kolejność wyłączeń oraz steruje załączaniami linii kolejno wyłączanych na zadany czas. Uprzedza odbiorców, za pośrednictwem dyspozytora lub bezpośrednio o możliwości wyłączeń. Możliwe jest też zmniejszenie pobieranej mocy za pomocą obniżenia napięcia w węzle zasilającym sieć. Konieczna jest tu znajomość zależności mocy pobieranej przez odbiorców od napięcia [79].

Dobór nastawień zabezpieczeń oraz sprawdzenie konfiguracji sieci ze względu na wytrzymałość cieplną urządzeń

W wypadku zmiany konfiguracji kontrolowanej sieci lub układu pracy stacji zasilającej konieczne są obliczenia prądów zwarciovych oraz sprawdzenie poprawności doboru nastawień zabezpieczeń i dopuszczalności konfiguracji sieci ze względu na wytrzymałość cieplną urządzeń w warunkach zwarciovych.

W wypadku wykonywania w sieci przełączeń bez przerw w zasilaniu odbiorców konieczne jest krótkotrwale zamykanie wybranych pętli w sieci, co powoduje przepływ prądów wyrównawczych. Rzeczywisty rozptył prądów w poszczególnych odcinkach toru otrzymuje się w wyniku super-

pozycji prądów składowych i wyrównawczych. Obliczenia prądów wyrównawczych pozwalają również na sprawdzenie możliwości wykonania przełączeń za pomocą rozłączników.

Lokalizacja uszkodzeń w sieci

Obsługa sieci rozdzielczych SN w stanach awaryjnych jest jednym z podstawowych czynników warunkujących ciągłość zasilania odbiorców energii elektrycznej. Istotny udział w kosztach strat gospodarczych, ponoszonych przez odbiorców energii elektrycznej, mają straty powstałe w czasie poszukiwania uszkodzonego odcinka linii elektroenergetycznej. Dopiero po odnalezieniu tego odcinka jest możliwe wykonanie przełączeń rezerwujących oraz dokonanie lokalizacji punktowej (dokładnej) uszkodzenia.

Zastosowanie mikrokomputerów do sterowania pracą sieci w czasie rzeczywistym pozwoli na znaczne skrócenie czasu lokalizacji uszkodzeń oraz na ograniczenie negatywnych skutków uszkodzeń dla odbiorców [76].

Rozwiązanie przedstawionych problemów stanowi podstawę do opracowania komputerowego systemu sterowania pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych w czasie rzeczywistym.

4. WPLYW NIEPEWNOŚCI INFORMACJI WEJŚCIOWYCH NA WYNIKI OBLICZEŃ SIECI ROZDZIELCZYCH

4.1. Analiza dostępnej informacji

Sterowanie w czasie rzeczywistym pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych wymaga gromadzenia i przetwarzania znacznej ilości informacji wejściowych o parametrach sieci i jej stanach pracy.

W niniejszym punkcie scharakteryzowano zbiory informacji, które są obecnie w energetyce dostępne na szczeblach zakładu bądź rejonu energetycznego [82].

Struktura i konfiguracja sieci oraz parametry urządzeń

Dane dotyczące struktury sieci i parametrów jej elementów składowych zaliczają się w omawianych zadaniach do grupy danych stałych. W związku z systematycznym prowadzeniem dokumentacji technicznej stacji i linii przez odpowiednie wydziały zakładu lub rejonu energetycznego nie ma kłopotów z otrzymaniem odpowiednich danych. Nie występują też tutaj rozbieżności między stanem faktycznym a dokumentacyjnym, ponieważ przyjmuje się urządzenia do eksploatacji na podstawie dokumentacji powykonawczej, a nie projektowej.

Konfiguracja sieci rozdzielczych ulega ciągłym zmianom. Z tej przyczyny, a także z powodu dużej ilości informacji, schematy obliczeniowe często tracą aktualność jeszcze przed ich sporządzeniem. Zmiany, które zaszły w sieci, są notowane w dzienniku operacyjnym i są nanoszone na odpowiednie plansze.

Tradycyjne sposoby śledzenia zmian konfiguracji sieci są nieefektywne. Ważną zaletą systemu komputerowego jest możliwość odwzorowywania konfiguracji sieci w czasie rzeczywistym. Informacja o zmianach konfiguracji sieci może być formowana na podstawie telesygnalizacji położenia łączników

w sieci oraz na podstawie zapisów dyspozytorskich. Zapamiętanie czasu i postaci zmiany konfiguracji sieci pozwala również na retrospektywne obliczenia i analizę stanów pracy sieci.

Pomiary

Dyżurny ZDR prowadzi co godzinę statystykę obciążeń, która dotyczy wybranych rozdzielni 220 kV i 110 kV oraz linii zasilających, łączących zakład z sąsiednimi okręgami energetycznymi, elektrowniami zawodowymi i przemysłowymi. Statystyka obejmuje wartości przesyłu mocy czynnych i biernych oraz poziomy napięć w sieci 220 kV i 110 kV. Informacje zbierane są ze stacji ze stałą obsługą, w ciągu całej doby. Na tej podstawie dyżurny ZDR sporządza bilans mocy zakładu. W wybranych stacjach 220 kV/110 kV/SN prowadzone są odczyty także dla napięcia średniego oraz odczyty obciążeń transformatorów. W każdą środę tygodnia organizowany jest odczyt obciążeń transformatorów 110 kV/SN (moc czynna i bierna, prąd i napięcie) i linii odejściowych SN (prąd) w każdej ze stacji 110 kV/SN. Odczyt ten dotyczy obciążeń w szczycie wieczornym.

Dwa razy w roku (lipiec i grudzień) organizowany jest specjalny dzień odczytowy (zazwyczaj środa). O godzinie 3⁰⁰, 11⁰⁰ i w szczycie obciążenia sprawdza się rozływ mocy w całej sieci 220 kV, 110 kV, 30 kV, 20 kV, 15 kV i 6 kV; sprawdza się również obciążenia transformatorów. Poziom napięcia w sieci SN utrzymywany jest, zgodnie z podanym przez RDR grafikiem, za pomocą automatyki regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN. Poziom napięcia w sieci 220 kV i 110 kV zależy od sytuacji w systemie elektroenergetycznym.

Wszystkie linie 220 kV i 110 kV wyposażone są w liczniki energii czynnej i biernej – dwukierunkowe, a transformatory 110 kV/SN także w liczniki strat. Na pewnej liczbie linii SN, oprócz pomiaru prądu, dokonuje się pomiaru mocy czynnej.

Zgodnie z [94] pomiary obciążeń linii oraz napięć na ich początku i końcu należy wykonywać nie rzadziej niż:

- raz w czasie zmiany – w stacjach ze stałą obsługą,
- raz w roku – w miarę możliwości w dniach i godzinach największego obciążenia – w stacjach bez stałej obsługi, o napięciu 110 kV i wyższym,
- co pięć lat – w innych punktach sieci.

Na szczeblu zakładu energetycznego prowadzony jest bilans miesięczny zużycia energii elektrycznej metodą bilansową. W sprawozdaniu podawane są bilansowe straty energii elektrycznej w sieciach WN, określane na

podstawie wskazań liczników, oraz szacunkowe straty bilansowe w sieciach SN i nn (razem).

Handlowa obsługa odbiorców zakładu i rejonów sporządza wspólne miesięczne sprawozdanie ze sprzedaży energii elektrycznej. Sprawozdanie to obrazuje szacunkową sprzedaż energii poszczególnym grupom odbiorców zakładu w ramach poszczególnych taryf, według wystawionych szacunkowych rachunków okresowych.

Sprawozdanie to jest wspomagane systemem rozliczeń „Zbyt” – dla odbiorców indywidualnych i AWO – dla odbiorców przemysłowych [85].

Ze względu na brak odpowiednich układów pomiarowych na granicach rejonów nie ma jeszcze dzisiaj możliwości technicznych prowadzenia kontroli poziomu strat w sieci na szczeblu rejonu.

Dane o odbiorcach

Podstawową dokumentacją zawierającą dane o odbiorcach są książki odczytowe i obrachunkowe. Dokumentację wtórną stanowią sporządzane na tej podstawie zestawienia sprzedaży energii elektrycznej i dzienniki sprzedaży.

W rozliczeniach z tytułu dostarczenia energii elektrycznej i mocy stosuje się dla poszczególnych odbiorców odpowiednie taryfy [24]. Rodzaj taryfy stanowi informację o charakterze odbiorcy i o wyposażeniu odbiorców w układy pomiarowe służące do rozliczeń z dostawcą energii elektrycznej.

Dla drobnych odbiorców dostępną w praktyce informację stanowią:

- charakter odbioru,
- roczne zużycie energii czynnej.

Dla odbiorców przemysłowych dostępna informacja zależy od wyposażenia odbiorcy w urządzenia pomiarowe.

Minimalny zbiór informacji o odbiorze zawiera następujące dane:

- charakter odbioru (gałąź przemysłu, praca jedno lub wielozmianowa, rodzaj odbiorników),
- miesięczne zużycie energii czynnej.

Ponadto mogą być dostępne dane:

- miesięczne zużycie energii biernej,
- największe 15-minutowe obciążenie czynne w miesiącu,
- schodkowe grafiki obciążeń (tworzone na podstawie odczytów liczników energii, w odstępach godzinnych, przez służby energetyczne zakładu).

4.2. Ocena błędów w informacji wejściowej

Jakość modelu informatycznego sieci można scharakteryzować szybkością obliczeń oraz dokładnością otrzymywanych rezultatów.

Szybkość obliczeń zależy głównie od stosowanego sprzętu teleinformatycznego i komputerowego oraz od efektywności algorytmów obliczeniowych. Na dokładność otrzymywanych wyników wpływają: przyjęty model matematyczny, błędy zadanych parametrów schematów zastępczych elementów sieci oraz błędy obserwacji.

Badanie błędów danych wejściowych i ich wpływu na dokładność wyników ma szczególne znaczenie w planowaniu stanów sieci i sterowaniu ich pracą w czasie rzeczywistym.

Model matematyczny

Elementami elektroenergetycznych sieci rozdzielczych, najczęściej uwzględnianymi w obliczeniach eksploatacyjnych, są [55]:

- linie elektroenergetyczne napowietrzne i kablowe,
- łączniki,
- transformatory dwuuzwojeniowe,
- dławiki szeregowo,
- kondensatory równoległe.

Rozpływ mocy w sieci pracującej w układzie promieniowym (sieć typu drzewo) jest funkcją układu połączeń elementów sieci, parametrów elementów, mocy odbieranych w węzłach – punktach odbioru oraz napięcia w węźle – punkcie zasilania.

W celu uzyskania żądanej dokładności obliczeń rozptyłów mocy, napięcia w węzłach wyznacza się, dla zadanych obciążeń, metodą iteracyjną [9].

W przyjętym modelu łączniki, dławiki szeregowo oraz kondensatory odwzorowuje się w postaci pojedynczych łuków (dwójników). Odcinki linii elektroenergetycznych średniego napięcia odwzorowuje się za pomocą czwórników typu π . Transformatory dwuuzwojeniowe modeluje się za pomocą czwórników typu Γ . Transformatory trójuzwojeniowe odwzorowuje się za pomocą schematu gwiazdowego z gałęzią poprzeczną (schemat Γ).

Modele te są podstawą do obliczeń sieci w stanach ustalonych na komputerach. Można założyć [5, 55], że dla rozpatrywanych sieci rozdzielczych średnich napięć przyjęte schematy zastępcze są dostatecznie dokładne i są obarczone błędami znikomymi, nie mającymi praktycznego znaczenia.

W praktyce niemożliwe jest ustalenie dokładnych wartości parametrów schematów zastępczych różnych elementów sieciowych.

Błąd w określeniu rezystancji linii napowietrznej R_L wynika głównie z pominięcia wpływu: warunków meteorologicznych, prądu obciążenia przewodów, jakości materiałów z jakich wykonywane są przewody, a także z błędów w ustaleniu długości przewodów i ich rzeczywistego przekroju.

Błąd w określeniu reaktancji X_L i susceptancji B_L linii napowietrznej powodowany jest głównie odchyleniami konstrukcyjnymi w budowie linii oraz błędami w ustalaniu długości i rzeczywistego promienia przekroju przewodów.

Odchylenia w zadanych wartościach parametrów schematów zastępczych transformatorów R_T , X_T , G_T i B_T są powodowane głównie tolerancją w określaniu charakterystycznych parametrów transformatora: przekładni, prądu stanu jałowego, strat mocy w rdzeniu transformatora, strat mocy w uzwojeniach oraz napięcia zwarcia. Błędy w określeniu rezystancji R_T w schemacie zastępczym transformatora mają swoją przyczynę również w zmianach temperatury uzwojeń.

W wyznaczaniu parametrów schematów zastępczych linii kablowych R_K , X_K , G_K , B_K wykorzystuje się zwykle wartości jednostkowe parametrów, które mnoży się przez długość linii. Parametry jednostkowe zestawione w tabelach lub przedstawione na wykresach są wartościami średnimi (przeciętnymi) dla określonych typów kabli. Zarówno warunki wytwarzania kabli, ich układania, jak i zmienne warunki eksploatacji, powodują, że rzeczywiste wartości parametrów kabli różnią się od wartości przeciętnych.

Zakresy możliwych błędów w określaniu wartości parametrów schematów zastępczych podstawowych elementów sieci, które są uwzględniane w obliczeniach, zestawiono w tabeli 4.1., według [48].

Tabela 4.1.

Zakresy możliwych błędów w określaniu parametrów schematów zastępczych

Parametr	Zakres możliwych błędów
R_L	$\pm 16\%$
X_L, B_L	$\pm 3\%$
R_K	$\pm 10\%$
X_K, B_K	$\pm 3\%$
R_T	$\pm 22\%$
X_T, B_T, G_T	$\pm 10\%$

Moce w węzłach – punktach odbioru

Określenie obciążeń w węzłach – punktach odbioru jest najbardziej krytycznym momentem w zadaniach sterowania pracą sieci rozdzielczych średniego napięcia. Związane jest to zarówno z dużą liczbą węzłów, jak i z ich rozmieszczeniem przestrzennym. Z reguły węzły te nie są wyposażone w stacjonarne przyrządy pomiarowe, a pomiary wykonuje się w nich sporadycznie.

Tabela 4.2.

Ocena obciążeń szczytowych wybranych stacji 15/0,4 kV

Lp.	Nazwa stacji	Moc transformatora	Wartość zmierzona obciążenia szczytowego	Ocena obciążeń szczytowych dokonana przez dyspozytorów						
				Numer dyspozytora						
				1	2	3	4	5	6	7
–	–	kV · A	kW	kW						
1.	PS 29	50	34,4	15	30	40	40	50	30	40
2.	PS 64	160	20,4	10	–	50	20	20	–	25
3.	PS 67	160	95,4	115	95	100	140	100	100	140
4.	PS 151	160	118,6	64	80	110	35	55	80	30
5.	PS 170	315	67,6	60	135	250	30	40	150	40
6.	PS 173	160	29,6	80	85	110	15	30	90	20
7.	PS 234	400	172,0	130	–	200	–	100	–	–
8.	PS 261	200	64,2	38	85	160	15	40	150	30
9.	PS 268	500	312,0	195	185	450	190	380	200	150
10.	PS 288	400	94,0	80	75	160	50	80	100	70
11.	PS 315	400	123,0	103	160	225	45	80	100	60
12.	PS 377	400	132,6	97	150	250	55	60	160	50
13.	PS 426	400	163,0	51	150	210	48	60	180	50
14.	PS 471	250	183,0	103	155	210	50	60	175	50
15.	PS 485	250	54,8	38	160	130	45	70	100	50
16.	PS 550	75	74,4	35	55	60	30	50	60	30
17.	PS 629	160	111,0	109	75	110	75	–	95	70
18.	PS 651	160	96,4	110	65	110	30	45	80	25
19.	PS 746	160	109,0	95	60	100	65	80	80	70
20.	PS 765	200	77,4	71	80	140	35	60	100	40
21.	PS 855	630	35,9	45	150	130	22	50	45	20
22.	PS 1136	40	42,8	9	–	25	–	15	–	–
23.	PS 1195	250	59,4	23	170	130	15	–	86	20
24.	PS 1237	250	147,2	121	150	110	40	80	150	50
25.	PS 1243	100	145,0	77	80	80	35	40	60	30
26.	PS 1326	400	157,0	98	150	200	30	70	170	35

W praktyce [32, 57] dane o obciążeniach w węzłach – punktach odbioru, niezbędne do obliczeń eksploatacyjnych i optymalizacyjnych sieci, uzyskuje się od dyspozytorów RDR, którzy na podstawie posiadanych informacji (zob. p. 4.1) szacują obciążenia w tych węzłach.

Tabela 43.

Błędy względne oceny obciążenia szczytowego wybranych stacji 15/0,4 kV

Lp.	Nazwa stacji	Błędy względne popełnione przez dyspozytorów w ocenie obciążen szczytowych						
		Numer dyspozytora						
		1	2	3	4	5	6	7
–	–	%						
1.	PS 29	–56,4	–12,8	16,3	16,3	45,3	–12,8	16,3
2.	PS 64	51,0	–	145,1	2,0	2,0	–	22,5
3.	PS 67	20,5	–0,4	4,8	46,8	4,8	4,8	46,8
4.	PS 151	–46,0	–32,5	–7,3	–70,5	–53,6	–32,5	–74,7
5.	PS 170	–11,2	99,7	269,8	–55,6	–40,8	121,9	–40,8
6.	PS 173	170,3	187,2	271,6	–49,3	1,4	–32,4	–32,4
7.	PS 234	–24,4	–	16,3	–	–41,9	–	–
8.	PS 261	–40,8	32,4	149,2	–76,6	–37,7	133,6	–53,3
9.	PS 268	–37,5	–40,7	44,2	–39,1	21,8	–35,9	–51,9
10.	PS 288	–14,9	–20,2	70,0	–46,8	–14,9	6,4	–25,5
11.	PS 315	–16,3	30,1	82,9	63,4	–35,0	–18,7	–51,2
12.	PS 377	–26,8	13,1	86,6	–58,5	–54,8	20,7	–62,3
13.	PS 426	–68,7	–8,0	28,8	–70,6	–63,2	10,4	–69,3
14.	PS 471	–43,7	–15,3	14,8	–72,7	–67,2	–4,4	–72,7
15.	PS 485	–30,7	192,0	137,2	–17,9	27,7	82,5	–8,8
16.	PS 550	–53,0	–26,1	–19,4	–59,7	–32,8	–19,4	–59,7
17.	PS 629	–1,8	–32,4	–0,9	–32,4	–	–14,4	–36,9
18.	PS 651	14,1	–32,4	14,1	–68,9	–53,3	–17,0	–74,1
19.	PS 746	–12,8	–45,0	–8,3	–40,4	–26,6	–26,6	–35,8
20.	PS 765	–8,3	3,4	80,9	–54,8	–22,5	29,2	–48,3
21.	PS 855	25,3	317,8	262,1	–38,7	39,3	25,3	–44,3
22.	PS 1136	–79,0	–	–41,6	–	–65,0	–	–
23.	PS 1195	–61,3	186,2	118,9	–74,7	–	44,8	–66,3
24.	PS 1237	–17,8	1,9	–25,3	–72,8	–45,7	1,9	–66,0
25.	PS 1243	–46,9	–44,8	–44,8	–75,9	–72,4	–58,6	–79,3
26.	PS 1326	–37,6	–4,5	27,4	–80,9	–55,4	8,3	–77,7

Aby ocenić zakres zmienności możliwych błędów popełnianych w szacowaniu obciążeń przeprowadzono odpowiednie badania doświadczalne. W wybranych losowo 26 stacjach odbiorczych 15,0/0,4 kV, zasilanych

z fragmentu sieci rozdzielczej Białegostoku (załącznik), wykonano w grudniu 1988 roku pomiary mocy szczytowych odbieranych z tych stacji. Równocześnie zwrócono się do dyspozytorów RDR z prośbą o oszacowanie wartości tych mocy. W doświadczeniu udział wzięło siedmiu dyspozytorów RDR w Białymstoku. Wyniki pomiarów i oszacowań zestawiono w tabeli 4.2.

Następnie obliczono błędy względne (wyrażone w procentach) oszacowań mocy szczytowych dokonanych przez dyspozytorów. Wyniki przedstawiono w tabeli 4.3.

Badania dotyczyły mocy czynnych, ponieważ dyspozytorzy nie byli w stanie udzielić odpowiedzi na temat przewidywanych obciążeń stacji mocami biernymi.

Wstępna analiza danych pozwala stwierdzić, że błąd w określaniu przez dyspozytorów szczytowych mocy czynnych, odbieranych w węzłach – punktach odbioru sieci rozdzielczej, zawiera się w granicach od -80% do $+320\%$. Analogiczny przedział zmienności przyjęto arbitralnie (z powodu braku innych danych) dla błędów w określaniu biernych mocy szczytowych odbieranych w węzłach sieci.

Napięcie w węzle – punkcie zasilania sieci

Niepewność w określeniu napięcia spowodowana jest błędami wnoszonymi przez przekładnik napięciowy ($1 \div 3\%$), przyrząd pomiarowy ($1,5 \div 2,5\%$) oraz urządzenia telepomiarowe ($2,5\%$).

4.3. Wpływ niepewności informacji wejściowej na wyniki obliczeń sieci rozdzielczych

Badanie wpływu niepewności informacji wejściowej na wyniki obliczeń eksploatacyjnych i optymalizacyjnych w sieciach rozdzielczych podzielić można na dwie podstawowe części.

W pierwszej przeprowadza się weryfikację istotności wielkości wejściowych (czynniki badane) jako podstawę do ewentualnego eliminowania tych wielkości, których wpływ na wielkości wyjściowe (wielkości wynikowe, czynniki wynikowe) może być – w przyjętym zakresie zmian wartości wszystkich wielkości wejściowych – uznany za nieistotny. Istotne wielkości wejściowe porządkuje się według ważności ich wpływu na badaną wielkość wyjściową.

Badania doświadczalne, przeprowadzone w celu ustalenia samego faktu istnienia lub nieistnienia korelacji między pewnymi wielkościami wejściowymi a wielkością wyjściową – bez określania postaci zależności funkcyjnej – nazywa się w teorii doświadczeń badaniami eliminacyjnymi [88].

W drugiej części wyznacza się charakterystyki probabilistyczne badanych wielkości wynikowych. Losowe wielkości wejściowe charakteryzowane są rozkładami prawdopodobieństwa. Wygodnym sposobem oceny charakterystyk probabilistycznych wybranych wielkości jest eksperyment symulacyjny [30, 86].

We wstępnej fazie analizy i optymalizacji stanów pracy sieci rozdzielczych należy uwzględnić możliwie dużą liczbę wielkości charakteryzujących sieć i mających wpływ na badaną charakterystykę wyjściową sieci. Odrzucanie pewnych wielkości bez dostatecznego uzasadnienia, a jedynie z obawy przed zbyt rozbudowanym modelem, jest błędem, który może przekreślić sens całej pracy, w przypadku gdy pominięte na początku wielkości mają istotny wpływ na badaną charakterystykę sieci.

W celu zweryfikowania istotności wpływu badanych czynników na analizowaną wielkość wynikową stosuje się techniki planowania eksperymentu [43, 64, 65, 74, 88]. Badań eliminacyjnych dokonuje się według specjalnych planów doświadczeń. Rezultatem tych badań jest zweryfikowany doświadczalnie jakościowy model sieci.

Planowanie eksperymentu jest to procedura wyboru liczby i warunków realizacji doświadczeń, koniecznych i wystarczających do rozwiązania postawionego zadania z żadaną dokładnością, a także wyboru metod matematycznych analizy wyników doświadczeń i kryteriów decyzyjnych [88].

Plan doświadczenia, to ustalony na podstawie przyjętych zasad, wynikających z teorii eksperymentu, zbiór układów wartości czynników badanych, dla których wyznacza się, za pomocą właściwych obiektowi badań metod i środków pomiarowych, odpowiadające im zbiory wartości wielkości wynikowych [88].

Definiuje się [88] następujące zbiory:

– Zbiór czynników badanych

$$X_c, \{X_k: k = 1, 2, \dots, i\}, \quad (4.1)$$

gdzie i jest liczbą czynników badanych.

– Zbiór wielkości wynikowych

$$Z, \{Z_p: p = 1, 2, \dots, w\}, \quad (4.2)$$

gdzie w jest liczbą wielkości wynikowych.

– Zbiór czynników stałych

$$C, \{C_i: i = 1, 2, \dots, s\}, \quad (4.3)$$

gdzie s jest liczbą czynników stałych.

Wprowadza się pojęcie jakościowego modelu matematycznego obiektu badań w postaci:

$$F(X_1, X_2, \dots, X_p, Z_1, Z_2, \dots, Z_w) = 0. \quad (4.4)$$

Następnie stosuje się dekompozycję obiektu badań, polegającą na formalnym utworzeniu w obiektów badań, z których każdy charakteryzowany jest tylko jedną wielkością wynikową. Prowadzi to do określenia relacji:

$$\begin{aligned} F_1(X_1, X_2, \dots, X_p, Z_1) &= 0, \\ F_2(X_1, X_2, \dots, X_p, Z_2) &= 0, \\ &\vdots \\ F_w(X_1, X_2, \dots, X_p, Z_w) &= 0. \end{aligned} \quad (4.5)$$

Dekompozycja obiektu stanowi podstawę do określenia relacji:

$$Z_p = F(X_1, X_2, \dots, X_p). \quad (4.6)$$

Powyższa funkcja nazywa się funkcją obiektu badań (funkcja odpowiedzi). Funkcja obiektu badań stanowi zwykle zależność aproksymującą wyniki obserwacji.

Wyniki obserwacji są zbiorami wartości wielkości wynikowej, odpowiadającymi układom planu doświadczenia i oznaczane są następująco:

$$Z, \{Z_p^{(u)} : p = 1, 2, \dots, w, u = 1, 2, \dots, n\}. \quad (4.7)$$

Plan doświadczenia jest to więc n układów wartości czynników badanych, którym odpowiada n wyników obserwacji:

$$\bar{X}_e, \{X_{k/u} : k = 1, 2, \dots, i, u = 1, 2, \dots, n\}, \quad (4.8)$$

gdzie:

- i – liczba czynników badanych,
- n – liczba układów wartości czynników badanych w planie.

Od przyjętego planu doświadczenia zależy liczba układów wartości czynników badanych. W badaniach eliminacyjnych o większej liczbie czynników badanych (orientacyjnie $i > 5$) szczególne zastosowanie znalazły dwuwartościowe plany frakcyjne (częściowe, ułamkowe) [43, 88]. Utworzenie takiego planu polega na przyjęciu ograniczenia liczby wartości czynników badanych do dwóch ($n_k = 2$), a następnie dążeniu do zmniejszenia liczby układów w stosunku do planu kompletnego w taki sposób, aby istniała możliwość optymalnego wyznaczenia wielomianu liniowego, aproksymującego funkcję obiektu.

Dla uproszczenia postępowania dokonuje się normowania czynników badanych na wartości należące do przedziału $[-1, 1]$. Relacja normowania opisana jest zależnością:

$$\hat{X}_k = \frac{X_k - \bar{X}_k}{\Delta X_k}, \quad (4.9)$$

przy czym

$$\bar{X}_k = \frac{X_{k \min} + X_{k \max}}{2}, \quad (4.10)$$

$$\Delta X_k = \frac{X_{k \max} - X_{k \min}}{2}, \quad (4.11)$$

gdzie:

\hat{X}_k – wartość unormowana czynnika badanego X_k .

$X_{k \min}, X_{k \max}$ – odpowiednio minimalna i maksymalna wartość czynnika badanego X_k ,
 \bar{X}_k – wartość średnia czynnika badanego X_k ,
 ΔX_k – jednostka zmienności czynnika badanego X_k .

Relacja odwrotna:

$$X_k = \bar{X}_k + \hat{X}_k \Delta X_k. \quad (4.12)$$

Funkcję obiektu aproksymuje się wielomianem liniowym o postaci:

$$Z = b_0 + b_1 X_1 + b_2 X_2 + \dots + b_i X_i, \quad (4.13)$$

gdzie:

$b_0, b_1, b_2, \dots, b_i$ – współczynniki wielomianu.

Liczba niewiadomych współczynników wynosi:

$$N_b = i + 1. \quad (4.14)$$

Nieznane współczynniki wielomianu aproksymującego otrzymuje się na podstawie rozwiązania ogólnego równania analizy regresji [64]. W przypadku planu dwupoziomowego, stosując zmienne unormowane, otrzymuje się zależność:

$$b_k = \frac{1}{n} \sum_{v=1}^n \hat{X}_{k/v} Z^{(v)}, \quad (4.15)$$

przy czym

$$\hat{X}_0 = 1$$

oznacza zmienną hipotetyczną (fikcyjną).

Weryfikację istotności współczynników wielomianu aproksymującego przeprowadza się najczęściej za pomocą testu t Studenta [52]. W tym celu należy dla każdego współczynnika b_k wielomianu (4.15) obliczyć odpowiadającą mu wartość statystyki

$$t(b_k) = \frac{|b_k|}{S(b_k)}, \quad k = 0, 1, \dots, i, \quad (4.16)$$

gdzie: $S(b_k)$ – odchylenie standardowe współczynnika b_k .

Weryfikacja istotności polega na porównywaniu poziomu istotności. W tym celu należy dla każdej statystyki $t(b_k)$ wyznaczyć odpowiadającą jej wartość poziomu istotności α_k .

Umożliwia to uszeregowanie czynników badanych według rosnących wartości odpowiadających im poziomów istotności. Ponieważ wartości poziomów istotności α_k stanowią ilościową miarę istotności ich wpływu na badaną wielkość wynikową, ma to istotne znaczenie w dalszej analizie merytorycznej.

Przyjęcie pewnej wartości krytycznej poziomu istotności umożliwia podział czynników badanych na

– istotne, jeżeli

$$\alpha_k \leq \alpha, \quad (4.17)$$

– nieistotne, jeżeli

$$\alpha_k > \alpha. \quad (4.18)$$

W przypadku planu frakcyjnego dwuwartościowego odchylenia standardowe współczynników są jednakowe i wynoszą

$$S(b_k) = \frac{S(Z)}{\sqrt{n}}, \quad (4.19)$$

gdzie:

$S(Z)$ – wariancja wielkości wynikowej,

n – liczba układów wartości czynników badanych w realizowanym planie eksperymentu.

W przypadku analizy stanów pracy sieci eksperyment wykonywany jest zwykle na modelu numerycznym sieci z wykorzystaniem komputera („eksperyment komputerowy”). W tej sytuacji wariancje pojedynczych pomiarów równe są zero i wariancję $S(Z)$ należy wyznaczyć w sposób pośredni.

Zależność na oszacowanie wariancji wielkości wynikowej określa się na podstawie twierdzenia o momentach funkcji liniowych zmiennych losowych [8]. Jeżeli czynniki badane X_k są nieskorelowanymi zmiennymi losowymi, to wartość oczekiwana wielkości wynikowej Z określonej wzorem (4.13) jest równa

$$E[Z] = \sum_{k=0}^i b_k E[X_k], \quad (4.20)$$

a wariancja

$$\text{Var}[Z] = \sum_{k=0}^i b_k^2 \text{Var}[X_k]. \quad (4.21)$$

W przypadku planu dwuwartościowego z unormowanymi wielkościami badanymi mogą być one traktowane jako zmienne losowe o wartościach oczekiwanych

$$E[\hat{X}_0] = 1 \quad (4.22)$$

$$E[\hat{X}_k] = 0 \quad k = 1, 2, \dots, i. \quad (4.23)$$

Jeżeli zmienna losowa X_k ma rozkład normalny, to jej wartości z prawdopodobieństwem $p = 0,9973$ mieszczą się w przedziale

$$E[X_k] - 3\sigma_k < X_k < E[X_k] + 3\sigma_k. \quad (4.24)$$

Dla unormowanych wartości czynników badanych spełniony jest warunek

$$-1 \leq \hat{X}_k \leq 1 \quad k = 1, 2, \dots, i. \quad (4.25)$$

Uwzględniając zależności (4.22) ÷ (4.25) odchylenia standardowe unormowanych czynników badanych można oszacować następująco:

$$S(\hat{X}_0) = 0, \quad (4.26)$$

$$S(\hat{X}_k) \simeq \frac{1}{3} \quad k = 1, 2, \dots, i. \quad (4.27)$$

Wobec powyższego oszacowaniem wartości oczekiwanej wielkości wynikowej Z będzie

$$\hat{Z} = b_0, \quad (4.28)$$

a wariancji

$$S^2(Z) = \frac{1}{9} \sum_{k=1}^j b_k^2. \quad (4.29)$$

Weryfikację istotności czynników badanych, według planu frakcyjnego dwuwartościowego nasyconego, przeprowadza się zakładając, że w przyjętym zakresie zmian wartości wszystkich czynników badanych dopuszczalne jest stosowanie liniowej funkcji obiektu badań, która upraszcza analizę teoretyczną obiektu. Doświadczalne sprawdzenie dopuszczalności stosowania modelu liniowego polega na wprowadzeniu dodatkowego tzw. centralnego układu wartości czynników badanych, odpowiadającego wartościom unormowanym 0.

Dla oceny nieliniowości stosuje się test t Studenta wyrażony nierównością

$$|Z|_{\hat{X}_k=0} - b_0| < t_\alpha S(Z), \quad (4.30)$$

gdzie:

- $Z|_{\hat{X}_k=0}$ – wartość wielkości wynikowej otrzymana na podstawie pomiarów dla układu centralnego,
- b_0 – stały składnik liniowego wielomianu aproksymującego,
- $S(Z)$ – odchylenie standardowe wielkości wynikowej,
- t_α – wartość krytyczna testu t Studenta, określona dla poziomu istotności α oraz liczby stopni swobody $f = n - 1$.

Jeżeli warunek (4.30) jest spełniony, to znaczy, że model liniowy jest adekwatny nie tylko do wartości granicznych czynników badanych, lecz również do ich średnich arytmetycznych. Istnieje tym samym znaczne prawdopodobieństwo, że liniowa funkcja obiektu badań będzie adekwatna również do innych wartości pośrednich.

Podstawowymi funkcjami opisywanymi na łukach i węzłach sieci elektroenergetycznych są przepływy oraz straty mocy i energii w łukach i napięcia w węzłach.

Do analizy wybrano dziewięć następujących podstawowych globalnych wskaźników (wielkości wynikowe) charakteryzujących stany pracy sieci rozdzielczej:

- Z_1 – moc czynna wpływająca do sieci – P ,
- Z_2 – moc bierna wpływająca do sieci – Q ,
- Z_3 – moduł prądu wpływającego do sieci – I ,
- Z_4 – całkowite straty mocy czynnej w sieci – ΔP ,
- Z_5 – obciążeniowe straty mocy czynnej w sieci – ΔP_o ,
- Z_6 – jałowe straty mocy czynnej w sieci – ΔP_j ,
- Z_7 – dobowa energia czynna wpływająca do sieci – A ,
- Z_8 – straty energii czynnej w sieci – ΔA ,
- Z_9 – suma kwadratów odchyłeń napięć w węzłach – punktach odbioru – $\sum \delta U^2$.

Przy doborze czynników badanych bierze się pod uwagę te czynniki, które pozostają w uzasadnionym merytorycznie związku przyczynowo-skutkowym z wielkością wyjściową.

Na podstawie analizy fizycznych podstaw procesów przesyłu i rozdziału energii elektrycznej w sieci określono piętnaście następujących wielkości charakteryzujących sieć i mających wpływ, jako wielkości wejściowe, na wielkości wynikowe:

- X_1 – rezystancja transformatora WN/SN zasilającego sieć – r_1 ,
- X_2 – reaktancja transformatora WN/SN zasilającego sieć – x_1 ,
- X_3 – konduktancja transformatora WN/SN zasilającego sieć – g_1 ,
- X_4 – susceptancja transformatora WN/SN zasilającego sieć – b_1 ,
- X_5 – suma rezystancji transformatorów odbiorczych SN/nn – $\sum r_{1o}$,
- X_6 – suma reaktancji transformatorów odbiorczych SN/nn – $\sum x_{1o}$,
- X_7 – suma konduktancji transformatorów odbiorczych SN/nn – $\sum g_{1o}$,
- X_8 – suma susceptancji transformatorów odbiorczych SN/nn – $\sum b_{1o}$,
- X_9 – suma rezystancji linii – $\sum r_l$,
- X_{10} – suma reaktancji linii – $\sum x_l$,
- X_{11} – suma susceptancji linii – $\sum b_l$,
- X_{12} – napięcie w węzle – punkcie zasilania – u ,
- X_{13} – przekładnie transformatorów odbiorczych SN/nn – u ,
- X_{14} – suma mocy szczytowych czynnych odbieranych w węzłach – punktach odbioru – $\sum P$,
- X_{15} – stosunek mocy biernych do czynnych, odbieranych w węzłach – punktach odbioru – $\operatorname{tg} \varphi$.

Uwzględniając fakt, że badania mają charakter wstępnych badań rozpoznawczych, przyjęto założenie o dopuszczalności modelu liniowego:

$$Z_p = b_{p,0} + b_{p,1} X_1 + b_{p,2} X_2 + \dots + b_{p,15} X_{15} \quad (4.31)$$

$$p = 1, 2, \dots, 9.$$

W celu przeprowadzenia badań eliminujących wielkości nieistotne opracowano plan frakcyjny dwuwartościowy, który uzupełniono układem centralnym (tabela 4.5). Do konstrukcji planu wykorzystano algorytm Płachetta i Burmana [43]. Przyjęty plan wymaga następującej liczby układów

$$\bar{n} = 2^{15-11} + 1 = 17. \quad (4.32)$$

Liczba układów dla planu dwuwartościowego kompletnego wynosiłaby

$$n_k = 2^{15} = 32\,768. \quad (4.33)$$

Badania wykonano dla fragmentu rzeczywistej sieci rozdzielczej 15 kV, zasilanej z transformatora 110/15 kV nr 1 w RPZ 9 w Białymstoku (załącznik). Dane o strukturze sieci i parametrach poszczególnych urządzeń uzyskano w Rejonie Energetycznym w Białymstoku.

Wartości czynników badanych oraz przedziały ich zmienności zestawiono w tabeli 4.4.

Aby w praktyce zastosować metodę badań istotności wpływu czynników badanych na wyniki obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych, opracowano specjalny program pod nazwą EXP-SIEC. Obliczenia wykonano według następującego algorytmu.

1. Obliczenie, za pomocą programu rozplywowego, wartości wielkości wynikowych dla poszczególnych układów planu.
2. Obliczenie współczynników wielomianów aproksymujących dla poszczególnych wielkości wynikowych, według zależności (4.15) i (4.16).
3. Obliczenie wariancji wielkości wynikowych, według wzoru (4.29).
4. Weryfikacja dopuszczalności stosowania modelu liniowego za pomocą testu *t* Studenta, według zależności (4.30).
5. Weryfikacja istotności współczynników wielomianów aproksymujących za pomocą testu *t* Studenta, według zależności (4.16) – (4.19).

Tabela 4.4.

Wartości czynników badanych

k	Czynnik badany	$X_{k \min}$	$X_{k \max}$	\bar{X}_k	ΔX_k	\hat{X}_k		
						-1	0	1
1.	r_t	$0,8 r_{tn}$	$1,2 r_{tn}$	r_{tn}	$0,2 r_{tn}$	$0,071 \Omega$	$0,089 \Omega$	$0,107 \Omega$
2.	X_t	$0,9 x_{tn}$	$1,1 x_{tn}$	x_{tn}	$0,1 x_{tn}$	$1,533 \Omega$	$1,703 \Omega$	$1,873 \Omega$
3.	g_t	$0,9 g_{tn}$	$1,1 g_{tn}$	g_{tn}	$0,1 g_{tn}$	$58,68 \mu S$	$65,2 \mu S$	$71,72 \mu S$
4.	b_t	$0,9 b_{tn}$	$1,1 b_{tn}$	b_{tn}	$0,1 b_{tn}$	$283,5 \mu S$	$315 \mu S$	$346,5 \mu S$
5.	Σr_{to}	$0,8 \Sigma r_{ton}$	$1,2 \Sigma r_{ton}$	Σr_{ton}	$0,2 \Sigma r_{ton}$	1856Ω	2320Ω	2784Ω
6.	Σx_{to}	$0,9 \Sigma x_{ton}$	$1,1 \Sigma x_{ton}$	Σx_{ton}	$0,1 \Sigma x_{ton}$	$3650,4 \Omega$	4056Ω	$4461,6 \Omega$
7.	Σg_{to}	$0,9 \Sigma g_{ton}$	$1,1 \Sigma g_{ton}$	Σg_{ton}	$0,1 \Sigma g_{ton}$	$252,2 \mu S$	$280,2 \mu S$	$308,2 \mu S$
8.	Σb_{to}	$0,9 \Sigma b_{ton}$	$1,1 \Sigma b_{ton}$	Σb_{ton}	$0,1 \Sigma b_{ton}$	$1571,4 \mu S$	$1746 \mu S$	$1920,6 \mu S$
9.	Σr_l	$0,88 \Sigma r_l$	$1,12 \Sigma r_{ln}$	Σr_{ln}	$0,12 \Sigma r_{ln}$	$23,03 \Omega$	$26,17 \Omega$	$29,31 \Omega$
10.	Σx_l	$0,97 \Sigma x_l$	$1,03 \Sigma x_{ln}$	Σx_{ln}	$0,03 \Sigma x_{ln}$	$10,92 \Omega$	$11,26 \Omega$	$11,60 \Omega$
11.	Σb_l	$0,97 \Sigma b_l$	$1,03 \Sigma b_{ln}$	Σb_{ln}	$0,03 \Sigma b_{ln}$	$2415,3 \mu S$	$2490 \mu S$	$2564,7 \mu S$
12.	u	$0,95 u_n$	$1,1 u_n$	$1,025 u_n$	$0,075 u_n$	$14,25 kV$	$15,375 kV$	$16,50 kV$
13.	v	$0,9 v_n$	$1,05 v_n$	$0,975 v_n$	$0,075 v_n$	$35,44$	$38,39$	$41,34$
14.	ΣP	$0,4 \Sigma S_n$	$0,6 \Sigma S_n$	$0,50 \Sigma S_n$	$0,10 \Sigma S_n$	$6890,0 kW$	$8612,5 kW$	$10335,0 kW$
15.	$tg \varphi$	$0,18$	$0,42$	$0,30$	$0,12$	$0,18$	$0,30$	$0,42$

Symbole z indeksem n oznaczają wartości znamionowe poszczególnych wielkości

Tabela 4.5.

Plan doświadczenia i wyniki obliczeń wielkości wynikowych

Układ	Czynniki badane																Wielkości wynikowe								
	\hat{X}_0	\hat{r}_t	\hat{x}_t	\hat{g}_r	\hat{b}_t	$\Sigma \hat{r}_{t0}$	$\Sigma \hat{x}_{t0}$	$\Sigma \hat{g}_{t0}$	$\Sigma \hat{b}_{t0}$	$\Sigma \hat{\eta}$	$\Sigma \hat{\lambda}_j$	$\Sigma \hat{b}_j$	\hat{u}	\hat{v}	$\Sigma \hat{P}$	$\hat{t}g\varphi$	P	Q	I	ΔP	ΔP_0	ΔP_j	A	ΔA	$\Sigma \delta U^2$
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	kW	kvar	A	kW	kW	kW	kWh	kWh	(%) ²
1.	+	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-	-	6850	1579	242	177,1	80,2	96,9	108592	3284	1491
2.	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-	-	+	6861	3396	299	188,9	128,2	60,7	108288	2980	323
3.	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-	-	+	+	10330	5637	499	320,9	253,6	67,3	162556	4595	273
4.	+	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-	-	+	+	+	10436	5392	454	426,8	372,1	54,7	163637	5676	756
5.	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	10302	5183	388	293,1	232,0	61,1	162181	4219	236
6.	+	+	-	+	+	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	-	10255	2445	362	245,5	179,9	65,6	161659	3697	297
7.	+	-	+	+	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	-	+	6832	2996	255	158,8	82,8	76,1	108122	2814	321
8.	+	+	+	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	-	+	-	10295	2560	363	285,6	207,4	78,2	162293	4331	1421
9.	+	+	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	-	+	-	+	6854	3234	298	181,5	135,6	45,9	108006	2699	653
10.	+	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	10284	5123	389	274,5	193,3	81,2	162199	4238	1390
11.	+	-	+	-	-	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	10316	3084	421	307,1	254,1	53,0	162224	4262	687
12.	+	+	-	-	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	6843	1416	242	170,5	98,0	72,5	108219	2912	320
13.	+	-	-	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	+	6862	3051	258	189,3	97,0	92,3	108689	3381	1441
14.	+	-	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	10316	2841	422	307,0	236,3	70,7	162461	4499	305
15.	+	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-	6853	1655	280	180,3	131,5	48,7	108040	2732	648
16.	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6819	1569	279	146,5	87,6	58,9	107764	2456	386
17.	+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8567	3129	333	226,2	159,7	66,4	135123	3488	302

Tabela 4.6.

Współczynniki wielomianów aproksymujących oraz odpowiadające im wartości statystyki t Studenta i poziomy istotności

Lp.	Wielkość wynikowa	Czynniki badane																S(z)
		b_0	Σr_t	x_t	g_t	b_t	Σr_{t0}	Σx_{t0}	Σg_{t0}	Σb_{t0}	$\Sigma \eta$	Σx_l	Σb_l	u	v	ΣP	$\text{tg } \varphi$	
1	P	8581,70	8,80	-1,90	4,10	-4,00	14,30	-6,30	16,40	-3,50	12,00	-5,90	-7,90	-16,40	4,60	1735,00	13,40	578,4
	t	59,34	0,06	0,01	0,03	0,03	0,10	0,04	0,11	0,02	0,08	0,04	0,05	0,11	0,03	12,00	0,09	
	α	0,0	0,95	0,99	0,98	0,98	0,92	0,97	0,91	0,98	0,94	0,97	0,96	0,91	0,98	0,0	0,93	
2	Q	3197,60	9,80	63,70	-19,20	5,60	-10,80	28,30	51,90	34,40	12,20	-14,80	-246,70	-153,40	-21,20	835,60	1053,90	459,90
	t	27,81	0,09	0,55	0,17	0,05	0,09	0,24	0,45	0,30	0,11	0,13	2,14	1,33	0,19	7,27	9,17	
	α	0,0	0,93	0,60	0,87	0,96	0,93	0,81	0,66	0,77	0,91	0,90	0,05	0,20	0,85	0,0	0,0	
3	I	337,50	1,10	-0,40	0,30	-0,20	0,70	-0,10	5,30	0,10	0,60	-0,30	-2,80	-25,20	-0,10	68,40	11,20	24,70
	t	54,71	0,17	0,07	0,05	0,03	0,11	0,01	0,86	0,01	0,09	0,05	0,46	4,08	0,01	11,09	1,81	
	α	0,0	0,87	0,95	0,96	0,98	0,91	0,99	0,40	0,99	0,93	0,96	0,67	0,001	0,99	0,0	0,09	
4	ΔP	240,80	8,80	-1,90	4,00	-4,00	14,40	-6,20	16,40	-3,40	11,90	-6,00	-7,90	-16,50	4,60	66,70	13,40	25,40
	t	37,94	1,38	0,29	0,63	0,63	2,26	0,98	2,58	0,53	1,88	0,94	1,24	2,61	0,73	10,51	2,11	
	α	0,0	0,18	0,78	0,54	0,54	0,04	0,38	0,02	0,60	0,08	0,37	0,32	0,02	0,48	0,0	0,05	
5	ΔP_0	173,10	8,90	-1,90	2,40	-4,80	14,70	-6,10	11,20	-3,40	16,80	-5,80	-7,90	-26,80	12,60	68,00	13,70	26,7
	t	25,97	1,31	0,28	0,37	0,73	2,21	0,92	1,67	0,51	1,62	0,87	1,19	4,02	1,90	10,20	2,06	
	α	0,0	0,31	0,78	0,72	0,48	0,04	0,39	0,12	0,62	0,12	0,40	0,33	0,001	0,08	0,0	0,06	
6	ΔP_j	67,70	0,0	0,0	1,60	0,80	-0,40	-0,10	5,20	0,0	1,10	-0,20	0,0	10,30	-8,00	-1,30	-0,30	4,7
	t	57,04	0,0	0,0	1,34	0,69	0,32	0,06	4,38	0,0	0,95	0,14	0,0	8,63	6,77	11,06	0,27	
	α	0,0	1,0	1,0	0,20	0,50	0,76	0,95	0,001	1,0	0,38	0,89	1,0	0,0	0,0	0,36	0,79	
7	A	135308	98,10	-21,10	66,60	-35,10	168,90	-73,90	254,40	-36,90	151,90	-71,10	-90,30	-63,90	-47,10	27093,1	151,60	9032,2
	t	59,92	0,04	0,01	0,03	0,02	0,07	0,03	0,11	0,02	0,07	0,03	0,04	0,03	0,02	12,00	0,07	
	α	0,0	0,97	0,93	0,98	0,98	0,95	0,98	0,91	0,98	0,95	0,98	0,97	0,98	0,98	0,0	0,95	
8	ΔA	3673,40	98,30	-21,30	66,60	-35,20	167,80	-73,80	254,40	-36,80	151,90	-70,90	-90,60	-63,90	-47,10	766,20	151,20	292,2
	t	50,29	1,35	0,29	0,91	0,48	2,30	1,01	3,48	0,50	2,08	0,97	1,24	0,87	0,64	10,49	2,08	
	α	0,0	0,20	0,78	0,39	0,64	0,04	0,37	0,005	0,63	0,06	0,38	0,32	0,40	0,53	0,0	0,06	
9	$\Sigma \delta U^2$	341,30	-1,80	0,0	-0,90	1,50	-11,00	-2,60	-2,80	-0,60	33,60	-0,1	4,80	523,40	-537,5	-31,40	-19,40	250,6
	t	5,40	0,03	0,0	0,01	0,02	0,18	0,04	0,04	0,01	0,54	0,0	0,07	8,35	8,57	0,50	0,31	
	α	0,0	0,98	1,0	0,99	0,98	0,86	0,97	0,97	0,99	0,60	1,0	0,95	0,0	0,0	0,63	0,76	

Wartość krytyczna testu t Studenta dla liczby stopni swobody $f = 15$ i poziomu istotności $\alpha = 0,05$ wynosi $t_{0,05} = 2,132$

Plan doświadczenia i wyniki obliczeń wartości wielkości wynikowych zamieszczono w tabeli 4.5.

Wyniki analizy statystycznej badań istotności wpływu czynników badanych na wielkości wynikowe, przeprowadzonych według opracowanego planu doświadczenia, zestawiono w tabeli 4.6.

W wyniku eksperymentu obliczeniowego stwierdzono, że w przyjętym zakresie zmian wartości wszystkich czynników badanych dopuszczalne jest stosowanie modelu liniowego (4.31) dla wszystkich wybranych wielkości wynikowych charakteryzujących stan pracy sieci rozdzielczych.

Przyjęto wartość krytyczną poziomu istotności $\alpha = 0,05$ i podzielono czynniki badane na istotne i nieistotne dla poszczególnych wielkości wynikowych na przyjętym poziomie istotności. Następnie czynniki istotne uszeregowano według rosnących wartości odpowiadających im poziomów istotności. Wyniki analizy istotności przedstawiono w tabeli 4.7.

Tabela 4.7.

Czynniki wpływające w sposób istotny na wielkości wynikowe przy poziomie istotności $\alpha = 0,05$

Wielkość wynikowa	Dopuszczalność stosowania modelu liniowego	Istotne czynniki badane
P	+	ΣP
Q	+	$\text{tg } \varphi, \Sigma P, \Sigma b_j$
I	+	$\Sigma P, u$
ΔP	+	$\Sigma P, u, \Sigma g_{to}$
ΔP_o	+	$\Sigma P, u, \Sigma r_{to}$
ΔP_j	+	$u, \varphi, \Sigma g_{to}$
A	+	ΣP
ΔA	+	$\Sigma P, \Sigma g_{to}, \Sigma r_{to}$
$\Sigma \delta U^2$	+	u, u

Stwierdzono, że w przypadku obliczeń: mocy czynnej wpływającej do sieci, modułu prądu wpływającego do sieci, dobowej energii czynnej wpływającej do sieci, strat obciążeniowych mocy czynnej, strat całkowitych mocy czynnej i strat dobowych energii czynnej w sieci najbardziej istotnym czynnikiem wpływającym na wielkości wynikowe są wartości mocy czynnych odbieranych w węzłach – punktach odbioru. Czynnikiem ten jest również istotny w przypadku obliczania mocy biernej wpływającej do sieci. Można

natomiast uznać go za nieistotny, przy przyjętym zakresie zmian wartości czynników badanych, w przypadku obliczeń jałowych strat mocy czynnej w sieci i sumy kwadratów odchyłeń napięć na szynach nn transformatorów odbiorczych SN/nn.

Wyniki badań upoważniają do stwierdzenia, że najważniejszym momentem w obliczaniu elektroenergetycznych sieci rozdzielczych jest prawidłowe określenie mocy czynnych odbieranych w węzłach – punktach odbioru.

Problem ten jest przedmiotem dalszych szczegółowych rozważań w następujących rozdziałach niniejszej pracy.

4.4. Badania symulacyjne

Brak pewnych danych o wartościach mocy w węzłach – punktach odbioru utrudnia uzyskanie wiarygodnych wyników obliczeń eksploatacyjnych i optymalizacyjnych sieci rozdzielczych.

Jak wynika z rozważań przedstawionych w [80], analityczne określenie podstawowych parametrów rozkładu prawdopodobieństw opisujących przepływy oraz straty mocy w sieci jest dla realnych sieci rozdzielczych bardzo trudne. Wymaga ono znajomości wielu charakterystyk opisujących własności stochastyczne procesów zachodzących w sieci oraz przyjęcia wielu założeń upraszczających.

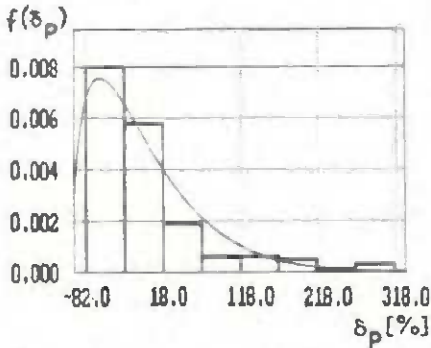
Jedną z metod, która pozwala ominąć te trudności jest posłużenie się symulacją komputerową. Symulacja cyfrowa jest obecnie wygodnym i skutecznym, a często i niezastąpionym, narzędziem badawczo-projektowym [30, 86].

Jak wspomniano uprzednio, w praktyce dane o obciążeniach w węzłach – punktach odbioru uzyskuje się od dyspozytorów RDR, którzy na podstawie posiadanych informacji szacują obciążenia w tych węzłach. Oszacowania te obarczone są niedokładnością będącą rezultatem błędów metod szacowania obciążeń oraz zmian zachodzących w samej sieci [12].

Prawidłowa ocena wpływu niedokładności w określaniu obciążeń w węzłach na wyniki obliczeń sieciowych wymaga uwzględnienia rozkładu prawdopodobieństwa wartości błędów szacowania obciążeń. W celu wyboru właściwej funkcji rozkładu prawdopodobieństwa wykonano odpowiednie badania doświadczalne z udziałem dyspozytorów RDR, opisane w punkcie 4.2.

Wyniki doświadczenia przedstawiono w tabelach 4.2 i 4.3.

Charakter rozkładu prawdopodobieństwa można ocenić na podstawie histogramu. Oblicza się go biorąc pod uwagę częstość występowania wartości błędów w zadanych przedziałach.



Rys. 4.1. Histogram i funkcja rozkładu prawdopodobieństwa błędów względnych dokonanych przez dyspozytorów oszacowań wartości szczytowych mocy czynnych, odbieranych w węzłach – punktach odbioru

- współczynnik asymetrii z próby $a_s = 4,01$,
- współczynnik spłaszczenia z próby $c = 7,36$.

Zarówno powyższe wyniki jak i wykres z rysunku 4.1 wskazują, że rozkład jest asymetryczny i unimodalny.

W pracy [63] pokazano, w siatce współrzędnych prostokątnych (e, a^2) , obszary będące zbiorem punktów dla różnych rozkładów statystycznych. Na tej podstawie do odwzorowania danych eksperymentalnych wybrano wstępnie uogólniony rozkład beta. Po wstępnym wyborze rozkładu należy sprawdzić tę hipotezę za pomocą jednego z testów zgodności.

Zmienna losowa X ma uogólniony rozkład beta $BT(a, b, p, q)$ [8], jeżeli jej funkcja gęstości określona jest wzorem

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{B(p, q)} \frac{(x-a)^{p-1} (b-x)^{q-1}}{(b-a)^{p+q-1}} & a \leq x \leq b, p > 0, q > 0, \\ 0 & x < a, x > b \end{cases} \quad (4.34)$$

Stała normująca $B(p, q)$ jest przy tym funkcją beta, która wyraża się za pomocą funkcji gamma

$$B(p, q) = \frac{\Gamma(p) \Gamma(q)}{\Gamma(p + q)}, \quad (4.35)$$

gdzie

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx. \quad (4.36)$$

Estymację parametrów uogólnionego rozkładu beta można przeprowadzić metodą momentów [8]:

$$p = \frac{m - a}{\mu_2(b - a)} [(m - a)(b - m) - \mu_2], \quad (4.37)$$

$$q = \frac{b - \bar{x}}{\mu_2(b - a)} [(m - a)(b - m) - \mu_2], \quad (4.38)$$

gdzie:

m – wartość oczekiwana,

μ_2 – moment centralny drugiego rzędu (wariancja).

Końce przedziału zmienności a i b ustala się na podstawie analizy możliwych granicznych wartości błędu względnego w określaniu obciążeń. Błąd względny szacowania mocy określa się ze wzoru

$$\delta_{pi} = \frac{P_{i, szac} - P_{i, zm}}{P_{i, zm}} \cdot 100\%, \quad (4.39)$$

gdzie:

$P_{i, szac}$ – oszacowanie dyspozytorskie szczytowej mocy czynnej odbieranej w węźle i ,

$P_{i, zm}$ – szczytowa moc czynna zmierzona w węźle i .

Na podstawie analizy stopnia wykorzystania mocy znamionowej transformatorów 15/0,4 kV w sieci rozdzielczej Białegostoku [78] przyjęto następujące granice zmienności obciążeń transformatorów odbiorczych w szczycie obciążenia:

$$0,1 S_{ni} \leq P_i \leq 1,0 S_{ni} \quad (4.40)$$

gdzie:

P_i – obciążenie szczytowe mocą czynną transformatora i ,
 S_{ni} – moc znamionowa transformatora i .

Stąd:

$$a = \delta_{p \min} = \frac{0,1 S_n - S_n}{S_n} \cdot 100\% = -90\% \quad (4.41)$$

$$b = \delta_{p \max} = \frac{S_n - 0,1 S_n}{0,1 S_n} \cdot 100\% = 900\% \quad (4.42)$$

Za pomocą testu istotności dla wartości oczekiwanej [11] zweryfikowano na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ hipotezę $H_0 : m = 0$.

Przy tym założeniu oblicza się estymator drugiego momentu centralnego:

$$\hat{\mu}_2 = S_x^2 + \bar{x}^2 \quad (4.43)$$

$$\hat{\mu}_2 = 5391,60 \quad (4.44)$$

Korzystając z równań (4.51) i (4.52) otrzymuje się $p = 1,275$, $q = 12,75$.

Tym samym zmienna δ_p ma hipotetyczny rozkład $BT(-90, 900, 1,275, 12,75)$, a jej funkcją gęstości jest

$$f(\delta_p) = \begin{cases} \frac{1}{B(1,275, 12,75)} \frac{(x+90)^{1,275-1} (900-x)^{12,75-1}}{990^{1,275+12,75+1}} & -90 \leq x \leq 900 \\ 0 & x < -90, x > 900 \end{cases} \quad (4.45)$$

Wykres funkcji gęstości dla rozkładu $BT(-90, 900, 1,275, 12,75)$ jest przedstawiony na tym samym rysunku co histogram zaobserwowanych wartości błędów (rys. 4.1).

Do weryfikacji hipotezy o zgodności rozkładu teoretycznego z empirycznym zastosowano test zgodności χ^2 [11]. Stwierdzono, że na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, że założony rozkład teoretyczny BT(-90, 900, 1,275, 12,75) dobrze odwzorowuje niedokładność w określaniu obciążeń w węzłach – punktach odbioru.

W celu zbadania wpływu niedokładności w określaniu mocy szczytowych odbieranych w węzłach – punktach odbioru na wyniki obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych wykonano specjalny eksperyment symulacyjny na komputerze.

Celem eksperymentu symulacyjnego jest określenie postaci i oszacowanie wartości parametrów rozkładów prawdopodobieństwa błędów względnych następujących wielkości, które charakteryzują stan pracy sieci rozdzielczej:

- moc czynna wpływająca do sieci w szczycie obciążenia,
- moc bierna wpływająca do sieci w szczycie obciążenia,
- moduł prądu wpływającego do sieci w szczycie obciążenia,
- moc czynna wpływająca do poszczególnych linii SN w szczycie obciążenia,
- moc bierna wpływająca do poszczególnych linii SN w szczycie obciążenia,
- moduł prądu wpływającego do poszczególnych linii SN w szczycie obciążenia,
- całkowite straty mocy czynnej w sieci w szczycie obciążenia,
- obciążeniowe straty mocy czynnej w sieci w szczycie obciążenia,
- całkowite straty mocy czynnej we fragmentach sieci zasilanych poszczególnymi liniami SN,
- obciążeniowe straty mocy czynnej we fragmentach sieci zasilanych poszczególnymi liniami SN,
- dobowa energia czynna wpływająca do sieci,
- dobowe straty energii czynnej w sieci,
- odchylenia napięć w wybranych węzłach,
- suma kwadratów odchyżeń napięć na szynach nn transformatorów SN/nn.

Proces symulacyjny polega na wielokrotnym powtarzaniu obliczeń rozpliwów mocy, spadków i poziomów napięć, strat mocy i strat energii w sieci dla losowo zmieniających się wartości mocy szczytowych odbieranych w węzłach – punktach odbioru:

$$P_i = \bar{P}_i(1 + \delta_{pi}/100) \quad (4.48)$$

$$Q_i = \bar{P}_i(1 + \delta_{pi}/100) \operatorname{tg} \bar{\varphi}_i, \quad (4.49)$$

gdzie:

- P_i – przyjmowana do obliczeń wartość szczytowej mocy czynnej odbieranej w węźle i ,
- Q_i – przyjmowana do obliczeń wartość szczytowej mocy biernej odbieranej w węźle i ,
- \bar{P}_i – rzeczywista wartość szczytowej mocy czynnej odbieranej w węźle i ,
- δ_{pi} – losowy błąd w określeniu szczytowej mocy czynnej odbieranej w węźle i ,
- $\operatorname{tg} \bar{\varphi}_i$ – stosunek szczytowych mocy – biernej i czynnej – w węźle i .

Obliczenia symulacyjne wykonuje się według poniższego algorytmu.

1. Wygenerować dla określonego węzła i liczbę losową δ_{pi} o rozkładzie BT(-90, 900, 1,275, 12,75).
2. Obliczyć P_i i Q_i według wzorów (4.48) i (4.49).
3. Sprawdzić, czy wartość P_i zawarta jest w przedziale

$$0,1 S_{ni} \leq P_i \leq S_{ni},$$

jeżeli tak, to przejść do kroku 4, a jeżeli nie, to wrócić do kroku 1.

4. Sprawdzić, czy uwzględniono wszystkie węzły – punkty odbioru ($i = n$). Jeżeli nie, to wybrać kolejny węzeł $i + 1$ i przejść do kroku 1, a jeżeli tak, to przejść do kroku 5.
5. Obliczyć rozptył mocy w sieci.
6. Obliczyć wartości innych badanych funkcji opisanych na łukach i węzłach sieci.
7. Zapisać wyniki obliczeń.
8. Sprawdzić, czy wykonano żadaną liczbę symulacji. Jeżeli nie, to wybrać węzeł $i = 1$ i przejść do kroku 1, a jeżeli tak, to skończyć obliczenia.

Realizacja obliczeń

Eksperyment symulacyjny wykonano na modelu numerycznym fragmentu rzeczywistej sieci rozdzielczej 15 kV (załącznik). W celu uzyskania danych o obciążeniach szczytowych poszczególnych transformatorów wy-

konano pomiary obciążeń w przewidywanym szczycie obciążenia sieci [119]. Zgodnie z wynikami eksperymentu z udziałem dyspozytorów (p. 4.2) przyjęto model probabilistyczny błędów popełnianych w ocenie obciążeń w węzłach w postaci uogólnionego rozkładu beta $BT(-90, 900, 1,275, 12,75)$ (rys. 4.1).

Aby wykonać obliczenia symulujące stany pracy sieci dla różnych obciążeń węzłowych, opracowano specjalny program pod nazwą SYM-SIECI, napisany w języku Turbo Pascal.

Obliczana sieć została odwzorowana w pamięci komputera w postaci grafu zorientowanego topologicznie [118]. Obliczenia rozplływowe wykonywane były metodą iteracyjną, aż do uzyskania żądanej dokładności wyznaczenia napięć węzłowych. W programie przyjęto $\varepsilon = 0,2\%$.

Obliczenia powtarzano dla założonej liczby $n_s = 250$ przebiegów dobowych. W każdym przebiegu generowano nowe wartości obciążeń szczytowych w węzłach – punktach odbioru $P_{i\omega}$ i $Q_{i\omega}$, zgodnie z zależnościami (4.48) i (4.49).

Z symulacji otrzymano n_s realizacji wektora mocy węzłowych

$$P^k = [P_1^k, P_2^k, \dots, P_n^k]^T, \quad (4.50)$$

gdzie:

- k – kolejny numer realizacji wektora mocy węzłowych,
- n – liczba węzłów – punktów odbioru.

Dla każdej realizacji wektora mocy węzłowych wykonano obliczenia rozplływowe i w rezultacie otrzymano n_s realizacji badanych wielkości wynikowych. Uzyskane w ten sposób dane posłużyły do sformułowania i weryfikacji modeli probabilistycznych tych wielkości.

Błędy w określaniu symulowanych wielkości wynikowych obliczono w odniesieniu do wartości uzyskanych z rozwiązania deterministycznego zadania rozplwywu mocy dla założonych dokładnych wartości mocy węzłowych. W każdym przypadku zbudowany został histogram zaobserwowanych wartości błędów (rys. 4.2 i 4.3). Na podstawie przesłanek centralnego twierdzenia granicznego [52] założono wstępnie, że rozkłady badanych błędów są normalne. Do weryfikacji hipotez o zgodności rozkładów teoretycznych z empirycznymi zastosowano test zgodności Kołmogorowa-Smirnowa [8]. Test ten nie wymaga łączenia danych w grupy i porównywania oddzielnych kategorii, ale porównuje wszystkie dane w niezminionej postaci. Test zgodności Kołmogorowa-Smirnowa jest ściśle uzasad-

Tabela 4.8.

Oszacowania parametrów oraz wyniki testów zgodności z rozkładem normalnym rozkładów błędów względnych, popełnianych przy obliczaniu badanych wielkości

Wielkość wyjściowa	Parametry rozkładu i wartość krytyczna poziomu istotności	Obiekt badany								
		Transformator TR 1	Linia L 1	Linia L 11	Linia L 29	Linia L 39	Linia L 40	Linia L 60	Linia L 77	Linia L 93
I	m	-1,34	0,63	-2,09	-2,17	-0,23	-1,44	-2,29	-1,09	-1,13
	δ	7,42	21,31	13,46	26,84	40,37	13,56	11,76	19,34	36,25
	α	1,0	1,0	0,54	0,05	0,12	1,0	1,0	1,0	0,24
P	m	-1,31	0,64	-2,03	-2,19	-0,27	-1,42	-2,27	-1,09	-1,13
	δ	7,31	21,13	13,24	27,26	38,94	13,37	11,64	19,28	35,56
	α	1,0	1,0	1,0	0,06	0,14	1,0	1,0	1,0	0,26
Q	m	-3,35	0,61	-2,60	-1,96	-0,15	-1,62	-2,54	-1,17	-1,24
	δ	19,13	23,16	15,87	22,34	74,01	15,52	16,83	20,64	39,23
	α	1,0	0,48	0,52	0,23	0,11	1,0	1,0	0,25	0,24
ΔP	m	-1,78	0,81	-2,66	-1,70	1,07	-1,48	-3,21	-0,53	-0,60
	δ	8,73	21,04	19,07	27,33	54,93	15,04	17,38	18,86	49,08
	α	1,0	1,0	0,12	0	0	1,0	1,0	0,30	0
ΔPL	m	-2,87	1,53	-3,45	-2,69	1,04	-1,95	-4,01	0,92	-2,43
	δ	15,42	45,98	33,74	57,62	86,26	37,93	29,19	60,37	70,54
	α	1,0	0,18	0,19	0	0	0,28	0,28	0,18	0
ΔPT	m	-1,20	0,74	-1,67	-1,62	1,08	-1,35	-2,90	-6,70	0,23
	δ	6,45	18,92	13,95	25,08	43,02	11,85	14,62	15,53	41,39
	α	1,0	1,0	1,0	0	0	1,0	1,0	0,32	0
A	m	-1,31	0,10	-1,98	-2,19	-0,28	-1,50	-2,05	-1,15	-1,07
	δ	8,39	19,56	13,83	25,75	38,87	14,29	16,21	19,13	35,57
	α	1,0	1,0	0,35	0,06	0,14	1,0	1,0	1,0	0,29
ΔA	m	-1,23	-0,03	-2,11	-0,98	1,01	-1,19	-2,29	-0,53	0,10
	δ	7,67	11,35	16,32	14,27	52,83	14,34	15,39	16,11	33,62
	α	1,0	1,0	0,13	0	0	0,23	1,0	0,11	0

niony wtedy, gdy hipotetyczny model jest zakładany całkowicie niezależnie od danych. Zastrzeżenie to nie ma jednak większego znaczenia w praktycznym postępowaniu, o ile liczność próby jest duża (rzędu kilku dziesiątków) [8].

Wyniki testów zgodności rozkładów wykazały, że rozkłady błędów obliczeń rozplywów mocy i prądów oraz obliczeń strat mocy i energii w sieciach rozdzielczych mogą być z dużą zgodnością aproksymowane rozkładami normalnymi. Jedynie w przypadku obliczeń strat mocy i energii w liniach zasilających małą liczbę stacji ($n \leq 4$) nie ma podstaw, na poziomie istotności $\alpha = 0,05$, do przyjęcia hipotezy, że rozkłady te są normalne.

Wyniki testów zgodności i oszacowania parametrów rozkładów zestawiono w tabeli 4.8.

Następnie – celem zweryfikowania hipotez zakładających równość wartości oczekiwanych i odchyłeń standardowych błędów względnych popełnianych przy obliczaniu mocy czynnych wpływających do poszczególnych linii SN i przy obliczaniu strat mocy czynnych we fragmentach sieci zasilanych poszczególnymi liniami SN – wykonano testy statystyczne: test jednorodności średniej i test jednorodności wariancji, pozwalające na porównanie wartości średnich i wariancji dla różnych prób [67, 115].

Do porównania średnich i wariancji wybrano linie L1, L11, L40, L60, L77, z których zasilana jest większa liczba stacji SN/nn i w których błędy względne badanych wielkości mają rozkłady normalne.

We wszystkich badanych przypadkach testy jednorodności wartości średnich poszczególnych badanych wielkości dały, na poziomie istotności $\alpha = 0,05$, wyniki pozytywne. Za pomocą testu istotności wartości oczekiwanej zweryfikowano hipotezę, że wszystkie wartości średnie mogą być przyjęte jako równe zero. Testy jednorodności wariancji dały, dla poziomu istotności $\alpha \geq 0,001$, wyniki negatywne. Oznacza to, że nie ma podstaw do przyjęcia hipotezy, że rozkłady błędów badanych wielkości w poszczególnych liniach należą do tej samej populacji opisanej jednym rozkładem $N(\mu, \sigma)$.

W tabeli 4.9 przedstawiono oszacowania parametrów oraz wyniki testów zgodności z rozkładem normalnym rozkładów błędów względnych popełnianych przy obliczaniu odchyłeń napięć w wybranych węzłach oraz sumy kwadratów odchyłeń napięć w węzłach – punktach odbioru w całej obliczanej sieci.

Wyniki weryfikacji wskazują, że na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ nie ma podstaw do przyjęcia hipotezy, że rozkłady błędów odchyłeń napięć w węzłach są normalne. Również testy jednorodności wartości średnich i wariancji dały wyniki negatywne. Obliczone wartości współczynników asy-

metrii oraz współczynników spłaszczenia wskazują na przynależność badanych rozkładów do klasy uogólnionych rozkładów beta. Rozkład błędów względnych sumy kwadratów odchyłeń napięć w węzłach – punktach odbioru jest natomiast bardzo dobrze aproksymowany rozkładem normalnym.

Tabela 4.9.

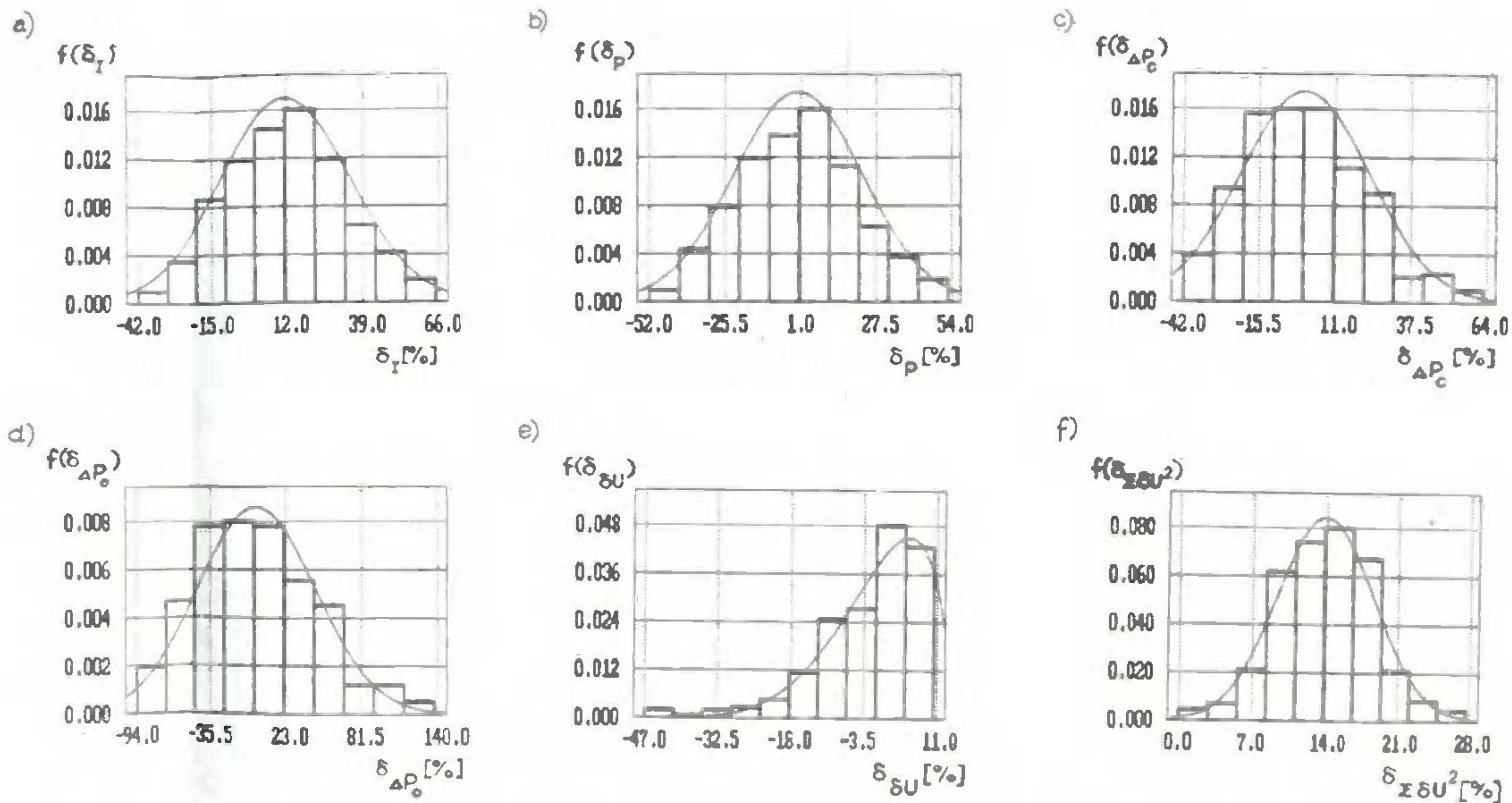
Wyniki weryfikacji istotności zgodności z rozkładem normalnym rozkładów błędów względnych odchyłeń napięć w węzłach – punktach odbioru

Objekt badany	Wartość średnia	Odchylenie standardowe z próby	Wartość krytyczna poziomu istotności
	m	σ	α
PS 149	4,9	8,6	0,006
PS 25A	2,1	22,0	0,019
PS 26	6,2	12,3	0,0004
PS 288	17,2	27,4	0,03
PS 428	-2,3	10,3	0,0008
PS 437	6,3	23,1	0,02
PS 64	-5,5	7,9	0,002
$\Sigma \delta U^2$	14,1	4,5	1

Wyniki eksperymentu symulacyjnego przedstawiono graficznie w postaci histogramów zaobserwowanych wartości błędów (rys. 4.2 i 4.3). Na tych samych rysunkach pokazano wykresy funkcji gęstości rozkładów teoretycznych dobranych do odwzorowania danych eksperymentalnych.

Analiza statystyczna wyników obliczeń symulacyjnych wykonanych w pracy, a także przedstawionych w opracowaniach [77, 78] upoważnia do sformułowania poniższych wniosków.

1. Występujące w praktyce eksploatacyjnej błędy w określaniu obciążeń w węzłach – punktach odbioru wpływają w zasadniczy sposób na dokładność wyników obliczeń sieci rozdzielczych. Eksperyment symulacyjny wykazał, że należy liczyć się z błędami szacowania strat mocy w sieci około 40%, a we fragmentach sieci zasilanych pojedynczymi liniami od 70% do 100% (rys. 4.2 i 4.3).



Rys. 4.3. Histogramy i funkcje rozkładów prawdopodobieństwa błędów względnych popełnianych przy obliczeniach: a) modułu prądu wpływającego do linii L1, b) mocy czynnej wpływającej do linii L1, c) całkowitych strat mocy czynnej we fragmencie sieci zasilanym z linii L1, d) obciążeniowych strat mocy czynnej we fragmencie sieci zasilanym z linii L1, e) odchyłeń napięcia w węźle PS 428, f) sumy kwadratów odchyłeń napięć na szynach nn transformatorów SN/nn

2. Uzyskane wyniki jednoznacznie potwierdzają tezę, że – biorąc pod uwagę fakt, iż informacje o obciążeniach są w znacznym stopniu niepewne – większość stosowanych obecnie metod optymalizacji stanów pracy sieci rozdzielczych nie ma praktycznego uzasadnienia. Zarówno w przypadku projektowania optymalnych roboczych konfiguracji sieci, jak też w przypadku regulacji napięć, teoretyczne efekty optymalizacji (kilka, kilkanaście procent [57]) mieszczą się w obszarze niepewności obliczeń.

Obecnie można zaproponować trzy kierunki umożliwiające rozwiązanie problemu optymalizacji w sposób prawidłowy.

Pierwszy kierunek to orientacja na telepomiarów obciążeń. Wymaga to zainstalowania wielkiej liczby urządzeń pomiarowych i nadawczych oraz rozwiniętej sieci telekanałów transmisji danych. W centrach gromadzenia informacji powinny być zainstalowane urządzenia odbiorcze, kontrolujące i przetwarzające informację oraz urządzenia transmisji informacji do systemów obliczeniowych. Otrzymana w ten sposób informacja posiadałaby ogromną objętość i mogłaby być wykorzystana tylko pod warunkiem jej wcześniejszego zsyntetyzowania i opracowania statystycznego.

Drugi kierunek skłania się ku wykorzystaniu lokalnych półautomatycznych urządzeń pomiarowych obciążeń i napięć. Urządzenia te automatycznie dokonują pomiarów, a wyniki są zapamiętywane. Zapisy pomiarów są co pewien czas zbierane przez personel i dostarczane do centrum obliczeniowego. Wymaga to mniej złożonych rozwiązań technicznych aniżeli rozwiązanie pierwsze, niemniej jednak związane jest również z dużymi nakładami pracy i nakładami rzeczowymi.

Trzeci kierunek polega na wykorzystaniu niepełnej informacji pierwotnej o obciążeniach. Określa się najbardziej prawdopodobne wartości obciążeń na podstawie dostępnych danych uzupełniających, związanych z obciążeniem. Wymaga to wcześniejszego ustalenia stabilnych statystycznych związków między obciążeniami węzłów a łatwiej dostępnymi danymi.

Na obecnym etapie rozwoju sieci rozdzielczych realne wydaje się określanie obciążeń w węzłach – punktach odbioru według trzeciego sposobu z częściowym wykorzystaniem dwóch pierwszych kierunków oraz z wykorzystaniem statystycznej kompensacji deficytu telepomiarów.

5. ESTYMACJA STANÓW PRACY SIECI

5.1. Sformułowanie zadania

Stan pracy elektroenergetycznej sieci rozdzielczej o układzie promieniowym może być w danej chwili czasu jednoznacznie opisany przez podanie:

- konfiguracji sieci,
- parametrów poszczególnych urządzeń wchodzących w skład sieci,
- napięcia w węzle – punkcie zasilania,
- obciążeń w węzłach – punktach odbioru.

Powyższy zbiór informacji umożliwia jednoznaczne sformułowanie i rozwiązanie zadania rozptyłu mocy (prądów) w sieci, a tym samym określenie napięć w węzłach i prądów w łukach sieci.

Modelowanie sieci elektroenergetycznej w czasie rzeczywistym [15] polega na utworzeniu najbardziej prawdopodobnego zbioru danych o konfiguracji i stanie pracy sieci na podstawie dostępnego zbioru obserwacji. Do zadań modelowania sieci w czasie rzeczywistym należy: wyznaczenie konfiguracji sieci, wyznaczenie estymaty stanu oraz detekcja i identyfikacja błędów grubych w danych pomiarowych i sygnałach.

W rozdziale niniejszym opisany jest model matematyczny i techniki obliczeniowe estymacji wektora stanu sieci, co jest kluczowym problemem modelowania sieci rozdzielczych w czasie rzeczywistym.

Dane dotyczące konfiguracji sieci i parametrów jej elementów zaliczają się w omawianym zadaniu do grupy danych stałych. Z uwagi na brak danych dotyczących dobowej zmienności mocy biernych w węzłach – punktach odbioru, stosuje się rachunek przybliżony. Dla każdego podzbioru węzłów – punktów odbioru o zbliżonych charakterystykach zmian w czasie obciążeń przyjmuje się stałą, średnią wartość współczynnika mocy.

Przy tych założeniach dla elektroenergetycznej sieci rozdzielczej, w ustalonym stanie pracy, przyjmuje się jako zmienne stanu wartości mocy czynnych w węzłach – punktach odbioru i moduł napięcia w węzle – punkcie zasilania sieci. Znając tak zdefiniowany wektor stanu można

obliczyć wszystkie inne wielkości interesujące z punktu widzenia sterowania pracą sieci.

Zbiór pomiarów dokonywanych na bieżąco w sieciach rozdzielczych obejmuje:

- moduły napięć na szynach SN i WN transformatora WN/SN zasilającego sieć,
- przepływy mocy czynnej i biernej w transformatorze WN/SN zasilającym sieć,
- moduły prądów w liniach SN.

Zbiór obserwacji jest uzupełniany oszacowaniami mocy czynnych odbieranych w węzłach – punktach odbioru (zwykle szyny nn transformatorów SN/nn).

5.2. Estymacja statyczna

W estymacji statycznej zakłada się, że w czasie zbierania i przetwarzania danych nie zachodzą zmiany w sieci, a więc dane dotyczą tego samego stanu ustalonego.

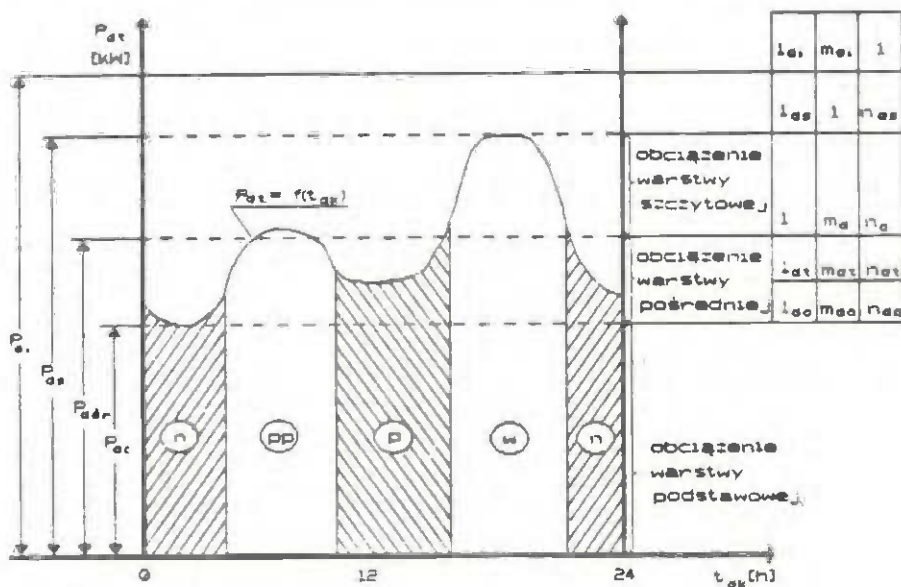
W pracy proponuje się dwuetapowy algorytm estymacji obciążeń w węzłach – punktach odbioru sieci. W części pierwszej tworzy się, wykorzystując dostępną informację, wstępne grafiki obciążeń w węzłach. W części drugiej algorytmu koryguje się wstępne grafiki obciążeń na podstawie danych dostarczonych przez telemetrię. Otrzymane wartości zmiennych stanu są w tym podejściu optymalnie „dopasowane” do istniejącego zbioru obserwacji.

5.2.1. Klasyfikacja odbiorców na grupy charakterystyczne

Graficzną ilustracją przebiegu obciążenia w ciągu doby jest dobowy wykres kalendarzowy obciążeń $P_{dt} = f(t_{dk})$ (rys. 5.1). Na wykresie dobowym obciążeń wyróżnia się następujące charakterystyczne wartości obciążeń:

- P_{da} – szczytowe obciążenie dobowe,
- P_{dar} – średnie obciążenie dobowe,
- P_{do} – najmniejsze (podstawowe) obciążenie dobowe,
- P_{dt} – moc zainstalowana urządzeń odbiorczych.

Dla zróżnicowania odbieranej energii elektrycznej w zależności od poziomu zapotrzebowania i chwili jej pobierania wprowadza się podział wykresu dobowego na warstwy poziome i słupy pionowe [70] (rys. 5.1).



Rys. 5.1. Dobowy wykres obciążeń – podział na warstwy i słupy. Oznaczenia: n – obciążenie nocne, pp – obciążenie przedpołudniowe, p – obciążenie południowe, w – obciążenie wieczorne

Dobową zmienność obciążeń odbiorcy można scharakteryzować za pomocą trzech grup współczynników:

- dobowych stopni wyrównania (l_d),
- dobowych stopni obciążenia (m_d),
- dobowych stopni wyzyskania (n_d).

Obciążenia dobowe różnych grup odbiorców wykazują charakterystyczną zmienność. Ze względu na dużą liczbę odbiorów w sieci rozdzielczej oraz ze względu na brak w węzłach – punktach odbioru stacjonarnych urządzeń pomiarowo-rejestrujących nie jest możliwa indywidualna analiza dobowej zmienności obciążeń poszczególnych węzłów. Węzły – punkty odbioru grupuje się w klasy według przebiegów obciążeń. Każdej klasie przyporządkowuje się typowy przebieg dobowy charakterystyczny dla danego zbioru odbiorów w określonym okresie, w zależności od sezonowych

Tabela 5.1.

Zakres wartości średnich stopni wyrównania dla charakterystycznych klas odbiorców

Nr klasy	Rodzaj odbiorów	Wartości stopni wyrównania w słupach	
klasa 1	przemysłowy, trójmianowy	0,88 ÷ 1,02	I_n
		0,96 ÷ 1,19	I_{pp}
		0,79 ÷ 1,08	I_p
		0,84 ÷ 1,07	I_w
klasa 2	komunalno-usługowy, banki, szpital, poczta, przychodnia, biurowiec	0,66 ÷ 0,84	I_n
		0,90 ÷ 1,27	I_{pp}
		1,00 ÷ 1,29	I_p
		0,93 ÷ 1,27	I_w
klasa 3	komunalno-bytowy, bloki jedenasto i czteropiętrowe, szkoła, internat, sklepy, oświetlenie uliczne	0,48 ÷ 0,67	I_n
		0,65 ÷ 0,86	I_{pp}
		0,75 ÷ 1,05	I_p
		1,76 ÷ 1,99	I_w
klasa 4	komunalno-bytowy, drobne zakłady jednozmianowe, bloki mieszkalne jedenasto i czteropiętrowe, hotel, sklepy, oświetlenie uliczne	0,54 ÷ 0,80	I_n
		0,74 ÷ 1,17	I_{pp}
		0,91 ÷ 1,25	I_p
		1,24 ÷ 1,87	I_w
klasa 5	bytowe, bloki mieszkalne czteropiętrowe	0,34 ÷ 0,41	I_n
		0,69 ÷ 0,83	I_{pp}
		1,19 ÷ 1,27	I_p
		1,82 ÷ 2,03	I_w
klasa 6	nadajnik radiowy programu drugiego w Sowłanach	0,63 ÷ 0,71	I_n
		1,14 ÷ 1,19	I_{pp}
		1,11 ÷ 1,18	I_p
		1,11 ÷ 1,13	I_w

zmian obciążeń. Na podstawie analizy kształtów przebiegów dobowych różnych odbiorów w dni robocze wyróżnia się cztery charakterystyczne strefy doby:

- nocną godz 22⁰⁰ – 6⁰⁰,
- przedpołudniową godz 6⁰⁰ – 13⁰⁰,
- południową godz 13⁰⁰ – 16⁰⁰,
- wieczorną godz 16⁰⁰ – 22⁰⁰.

Klasyfikację odbiorów według przebiegów dobowych przeprowadza się opierając się na średnich stopniach wyrównania dla poszczególnych słupów. Przyjęcie jako wielkości odniesienia średniego obciążenia doby pozwala uniknąć wpływu chwilowych, krótkotrwałych wartości zmian mocy pobieranej przez odbiornik. Średni stopień wyrównania w słupie wynosi:

$$I_j = \frac{P_{srj}}{P_{dar}}, \quad (5.1)$$

gdzie:

- j – indeks słupa (n, pp, p, w),
- P_{srj} – moc średnia w słupie j ,
- P_{dar} – moc średnia przebiegu dobowego.

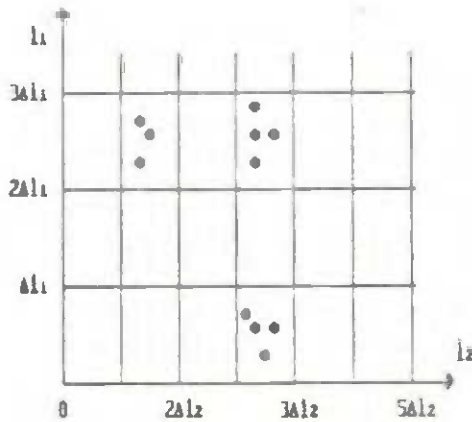
Wykresy obciążenia uważa się za podobne, jeżeli ich średnie stopnie wyrównania w charakterystycznych przedziałach doby mają zbliżone wartości.

W celu wyodrębnienia poszczególnych klas konstruuje się przestrzeń czterowymiarową o współrzędnych I_n, I_{pp}, I_p, I_w . Następnie dzieli się ją na hiperprostopadłościany o bokach $\Delta I_n, \Delta I_{pp}, \Delta I_p, \Delta I_w$. Każdy wykres obciążenia dobowego reprezentowany jest w tej przestrzeni przez punkt o współrzędnych odpowiadających wyliczonym dla tego wykresu stopniom wyrównania. Przykładowy rysunek dla przestrzeni dwuwymiarowej przedstawiono na rysunku 5.2.

Zaobserwowano tendencję do grupowania się punktów, odpowiadających przebiegom dobowym, w kilku obszarach. Odbiory, dla których punkty odpowiadające ich zmienności obciążeń grupują się w tym samym hiperprostopadłościanie, zalicza się do tej samej klasy odbiorców.

Przy małych długościach boków hiperprostopadłościanów ($\Delta I_j \leq 0,2$) otrzymano dużą liczbę klas, na które składały się pojedyncze przebiegi. Zadowolające wyniki grupowania (kilka klas) uzyskano dla wartości:

$$\Delta I_n = 0,3 ; \Delta I_{pp} = 0,3 ; \Delta I_p = 0,3 ; \Delta I_w = 0,4 .$$



Rys. 5.2. Przykład grupowania przebiegów dobowych obciążeń na płaszczyźnie l_1, l_2

W wyniku klasyfikacji rzeczywistych pomiarów zmienności dobowej mocy czynnych w węzłach – punktach odbioru otrzymano sześć charakterystycznych klas obciążenia [78]. Wyniki grupowania danych pomiarowych przedstawiono w tabeli 5.1.

Metoda konstrukcji typowych przebiegów dobowych dla poszczególnych klas składa się z poniższych kroków.

1. Obliczenie średniego przebiegu dobowego dla danej klasy

Średni przebieg dobowy dla danej klasy wyznacza się z zależności:

$$P_j(k) = \frac{1}{L} \sum_{i \in \alpha_j} P_i(k), \quad (5.2)$$

gdzie:

- j – indeks wyróżnionej klasy odbiorców,
- k – kwadrans doby,
- L – liczba przebiegów dobowych zakwalifikowanych do klasy k ,
- α_j – zbiór indeksów przebiegów dobowych zakwalifikowanych do klasy j .

2. Eliminowanie chwilowych losowych zmian obciążenia

Chwilowe zmienności losowe w otrzymanych przebiegach średnich eliminuje się za pomocą jednej z operacji, która równoważna jest filtracji dolnoprzepustowej. W pracy do wygładzenia krzywych obciążenia zastosowano metodę opartą na dyskretnym przekształceniu Fouriera [84, 99].

Poniżej przedstawiono kolejne etapy wygładzania:

a) obliczyć dyskretną transformatę Fouriera dla ciągu (5.2)

$$P_j(n) = \sum_{k=0}^{N-1} P_j(k) \exp(-j 2\pi kn/N), \quad (5.3)$$

$$n = 0, 1, 2, \dots, N-1,$$

gdzie N – liczność ciągu (5.2).

b) do transformaty Fouriera (5.3) zastosować okno wygładzające w dziedzinie częstotliwości

$$\hat{P}_j(n) = \omega(n) P_j(n), \quad (5.4)$$

gdzie $\omega(n)$ – funkcja opisująca okno widmowe.

c) obliczyć odwrotną dyskretną transformatę Fouriera

$$\tilde{P}_j(k) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \hat{P}_j(n) \exp(j 2\pi kn/N), \quad (5.5)$$

$$k = 0, 1, 2, \dots, N-1.$$

3. Normowanie wartości $\hat{P}_j(k)$ względem wartości maksymalnej

$$\bar{P}_j(k) = \frac{\hat{P}_j(k)}{P_{j\mu}}, \quad (5.6)$$

gdzie

$$P_{j\mu} = \max_k \{\hat{P}_j(k)\}. \quad (5.7)$$

Obliczony według zależności (5.6) ciąg $\bar{P}_j(k)$ odpowiada typowemu przebiegowi obciążenia odbiorów danej klasy, unormowanemu względem mocy szczytowej.

W obliczeniach praktycznych zastosowano okno prostokątne o funkcji

$$\omega(n) = \begin{cases} 1 & 0 \leq n \leq m \\ 0 & \text{dla pozostałych } n \end{cases} \quad (5.8)$$

gdzie m – szerokość okna w dziedzinie częstotliwości.

Przyjęcie powyższego okna odpowiada pominięciu składowych przebiegu o częstotliwościach

$$f_s > \frac{m}{Nh}, \quad (5.9)$$

gdzie h – odstęp próbkowania przebiegów obciążenia.

Na podstawie obliczeń praktycznych, dla danych $N = 96$, $h = 15 \text{ min}$, stwierdzono, że najbardziej zadowalające wyniki otrzymuje się przy szerokości okna $m = 8$, co odpowiada pominięciu składowych przebiegu o częstotliwościach większych od $f_s \approx 9,26 \cdot 10^{-5} \text{ Hz}$ ($T_s = 3 \text{ h}$).

Na rysunkach 5.3 i 5.4 przedstawiono typowe dobowe wykresy obciążeń dla dwóch wybranych klas odbiorców, obliczone zgodnie z przedstawioną wyżej procedurą.

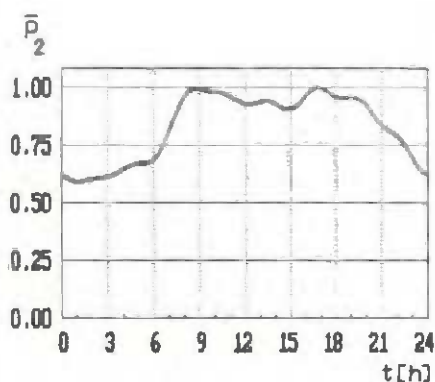
Za miarę dokładności aproksymacji przebiegów rzeczywistych obciążenia wykresami typowymi przyjęto względne odchylenie średniokwadratowe:

$$\eta = \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{k=0}^{95} [\bar{P}_r(k) - \bar{P}_j(k)]^2}, \quad (5.10)$$

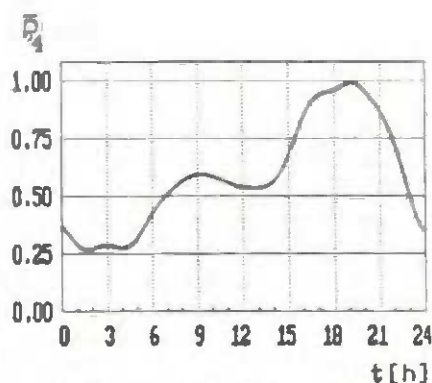
gdzie:

$\bar{P}_r(k)$ – rzeczywisty przebieg obciążenia unormowany względem mocy szczytowej,

$\bar{P}_j(k)$ – typowy wykres obciążenia odbiorców klasy j ,



Rys. 5.3. Typowy dobowy wykres obciążenia odbiorców zaliczanych do klasy 2 (komunalno-usługowe)



Rys. 5.4. Typowy dobowy wykres obciążenia odbiorców zaliczanych do klasy 4 (komunalno-bytowe)

Wyniki obliczeń względnego odchylenia średniokwadratowego dla wybranych przebiegów dobowych stacji zaliczonych do poszczególnych klas wskazują, że wartość η wynosi zwykle kilka – kilkanaście procent i nie przekracza na ogół wartości 20%. Większe wartości błędu stwierdzono w tych przypadkach, gdy znaczny udział w obciążeniu stacji mają odbiory o dużym krótkotrwałym poborze mocy.

Typowe wykresy obciążeń są wykorzystywane do oceny przebiegów rzeczywistych. W zależności od posiadanych informacji dodatkowych można wykorzystać następujące sposoby [69].

1. Znana jest moc szczytowa odbioru

$$P_r(k) = P_s \bar{P}_j(k), \quad (5.11)$$

gdzie P_s – moc szczytowa odbioru.

2. Znana jest moc pobierana przez odbiór o zadanej godzinie

$$P_r(k) = \frac{P_r(t)}{\bar{P}_j(t)} \bar{P}_j(k), \quad (5.12)$$

gdzie:

$P_r(t)$ – moc pobierana przez odbiór o godzinie t ,

$\bar{P}_j(t)$ – względna wartość obciążenia o godzinie t , według typowego grafiku obciążenia.

3. Znane jest dobowe zużycie energii elektrycznej

$$P_r(k) = \frac{W_d}{N} \bar{P}_j(k), \quad (5.13)$$

gdzie:

W_d – dobowe zużycie energii elektrycznej.

N – liczba przedziałów, na które dzieli się okres doby.

4. Znane jest miesięczne zużycie energii elektrycznej

$$P_r(k) = \frac{W_m}{ND_r} \bar{P}_j(k), \quad (5.14)$$

gdzie:

W_m – miesięczne zużycie energii elektrycznej,

D_r – zastępcza liczba dni roboczych w miesiącu. Jest to taka umyślnie dobrana liczba dni roboczych, w ciągu których zużyta byłaby energia elektryczna równa rzeczywiście zużytej.

5. Znany jest średni stopień obciążenia transformatorów dla określonej klasy odbiorców

$$P_r(k) = k_j \bar{P}_j(k) S_n, \quad (5.15)$$

gdzie:

k_j – średni stopień obciążenia transformatorów dla określonej klasy odbiorców,

S_n – moc znamionowa transformatora zainstalowanego w węźle – punkcie odbioru.

5.2.2. Estymacja wektora stanu

Model zadania estymacji wektora stanu układu nieliniowego stacjonarnego bez dynamiki ma postać [96]:

$$z = h(x) + v, \quad (5.16)$$

gdzie:

- z – m -wymiarowy wektor obserwacji,
- x – n -wymiarowy wektor stanu,
- $h(x)$ – m -wymiarowy wektor-funkcja predykcji wiążąca na podstawie praw Ohma i Kirchhoffa wektor pomiarów z z wektorem stanu x ,
- v – m -wymiarowy wektor błędów obserwacji.

Dla elektroenergetycznej sieci rozdzielczej średniego napięcia, w ustalonym stanie pracy, przyjmuje się jako zmienne stanu: wartości mocy czynnych w węzłach – punktach odbioru i moduł napięcia w węźle – punkcie zasilania sieci. Wektor stanu przybiera postać:

$$x^T = [V_0, P_1, P_2, \dots, P_l, \dots, P_n], \quad (5.17)$$

gdzie:

- V_0 – moduł napięcia w węźle – punkcie zasilania sieci,
- P_i – moc czynna pobierana w węźle i ,
- n – liczba węzłów – punktów odbioru.

Wektor obserwacji ma postać:

$$z^T = [V_0, V_1, \dots, V_u, \dots, V_u, I_T, I_1, \dots, I_b, \dots, I_b, P_T, P_1, \dots, P_k, \dots, P_k, q_T, q_1, \dots, q_b, \dots, q_b, P_1, \dots, P_w, \dots, P_w, Q_1, \dots, Q_s, \dots, Q_s] \quad (5.18)$$

We wzorze:

- V_0 – pomiar modułu napięcia w węźle – punkcie zasilania sieci,
- V_u – pomiar modułu napięcia w węźle u sieci,
- I_T – pomiar modułu prądu przepływającego przez transformator zasilający sieć,
- I_l – pomiar modułu prądu w łuku l sieci,
- p_T – pomiar przepływu mocy czynnej przez transformator zasilający sieć,
- p_k – pomiar przepływu mocy czynnej w łuku k ,
- q_T – pomiar przepływu mocy biernej przez transformator zasilający sieć,
- q_r – pomiar przepływu mocy biernej w łuku r ,
- P_w – pomiar mocy czynnej odbieranej w węźle w ,
- Q_s – pomiar mocy biernej odbieranej w węźle s ,

- U – liczba węzłów, w których wykonywany jest pomiar napięcia,
- L – liczba łuków, w których wykonywany jest pomiar modułu prądu,
- K – liczba łuków, w których wykonywany jest pomiar przepływu mocy czynnej,
- R – liczba łuków, w których wykonywany jest pomiar przepływu mocy biernej,
- W – liczba węzłów, w których wykonywany jest pomiar odbieranej mocy czynnej,
- S – liczba węzłów, w których wykonywany jest pomiar odbieranej mocy biernej.

Odpowiadający wektorowi obserwacji wektor błędów obserwacji ma postać:

$$\mathbf{v}^T = [v_1, \dots, v_j, \dots, v_m], \quad (5.19)$$

gdzie v_j – błąd obserwacji j .

Zakładając model matematyczny sieci jak w punkcie 4.2 i uwzględniając przyjęte założenia upraszczające można wyprowadzić zależności między wielkościami obserwowanymi a wielkościami zmiennych stanu. Dla poszczególnych obserwacji zależności te można zapisać odpowiednio:

Moduł napięcia w węźle – punkcie zasilania

$$\mathbf{V}_0 = \mathbf{V}_0. \quad (5.20)$$

Moduł napięcia w węźle u sieci

$$\mathbf{V}_u = \mathbf{V}_0 - \mathbf{V}_0^{-1} \mathbf{b}_u (\mathbf{R}_L - \mathbf{X}_L \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{b}^T \mathbf{P}, \quad (5.21)$$

gdzie:

- \mathbf{b} – macierz incydencji między drogami od poszczególnych węzłów do węzła – punktu zasilania a łukami; każdy element $b_{u,j}$ macierzy zdefiniowany jest w następujący sposób:

$$b_{u,j} = \begin{cases} 1, & \text{jeśli droga } d_u \text{ zawiera łuk } l_j, \\ 0, & \text{jeśli droga } d_u \text{ nie ma łuku } l_j, \end{cases} \quad (5.22)$$

- b_u – wektor, wiersz macierzy b odpowiadający drodze d_u , pomiędzy węzłem u a węzłem – punktem zasilania,
- P – wektor mocy czynnych odbieranych w węzłach sieci,
- $\operatorname{tg} \varphi$ – diagonalna macierz stosunków mocy biernych do mocy czynnych odbieranych w węzłach,
- R_L – diagonalna macierz rezystancji łuków,
- X_L – diagonalna macierz reaktancji łuków.

Moduł prądu płynącego przez transformator zasilający sieć

$$I_T = (\sqrt{3} V_0)^{-1} \sqrt{P^T (1_{\text{axn}} + \operatorname{tg} \varphi 1_{\text{axn}} \operatorname{tg} \varphi) P}, \quad (5.23)$$

gdzie 1_{axn} – macierz kwadratowa, której wszystkie elementy są jedności.

Moduł prądu przepływającego w łuku l

$$I_l = (\sqrt{3} V_0)^{-1} \sqrt{P^T (b_{1,l} b^T + \operatorname{tg} \varphi b_{1,l} b^T \operatorname{tg} \varphi) P}, \quad (5.24)$$

gdzie $1_{l,l}$ – macierz kwadratowa, której element $\delta_{l,l}$ równy jest jedności, a pozostałe elementy są zerami.

Przepływ mocy czynnej przez transformator

$$p_T = 1_{\text{ax1}}^T P, \quad (5.25)$$

gdzie 1_{ax1} – wektor, którego wszystkie elementy są jedności.

Przepływ mocy czynnej w łuku k

$$p_k = 1_k^T b^T P, \quad (5.26)$$

gdzie 1_k – wektor, którego element δ_k równy jest jedności, a pozostałe elementy są zerami.

Przepływ mocy biernej przez transformator zasilający

$$q_T = 1_{\text{ax1}}^T \operatorname{tg} \varphi P. \quad (5.27)$$

Przepływ mocy biernej w łuku r

$$q_r = \mathbf{1}^T \mathbf{b}^T \operatorname{tg} \varphi \mathbf{P} . \quad (5.28)$$

Moc czynna odbierana w węzle w

$$P_w = P_w . \quad (5.29)$$

Moc bierna odbierana w węzle s

$$Q_s = \operatorname{tg} \varphi_s P_s . \quad (5.30)$$

Metoda rozwiązywania zadania estymacji wektora stanu \mathbf{x} bazuje na linearyzacji nieliniowej funkcji predykcji $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ (5.16). Model liniowy sieci otrzymuje się przez rozwinięcie funkcji predykcji $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ w szereg Taylora w otoczeniu \mathbf{x}_0 i pominięcie wyrazów wyższego rzędu niż drugi. Równanie opisujące model liniowy sieci ma wówczas postać [96]

$$\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_0) = \mathbf{H}(\mathbf{x} - \mathbf{x}_0) + \mathbf{v} , \quad (5.31)$$

gdzie:

\mathbf{H} – $m \times n$ -wymiarowa jacobianowa macierz czułości,
 \mathbf{x}_0 – początkowe oszacowanie wektora stanu.

Wyrazy macierzy \mathbf{H} oblicza się na podstawie zależności

$$\mathbf{H} = \left. \frac{\partial \mathbf{h}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x} = \mathbf{x}_0} \quad (5.32)$$

Rozwiązanie tak sformułowanego problemu polega na znalezieniu takiego estymatora (funkcji obserwacji), aby ocena (estymata) wektora \mathbf{x} była najlepsza w pewnym określonym sensie. W niniejszym przypadku estymator będzie liniowym operatorem macierzowym

$$\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{W} \mathbf{z} . \quad (5.33)$$

We wzorze:

$\hat{\mathbf{x}}$ – estymata wartości \mathbf{x} ,
 \mathbf{W} – estymator.

W pracy zastosowano podejście oparte na idei minimum sumy ważonej kwadratów [96]. Poszukuje się takiej oceny wektora \mathbf{x} , która minimalizuje wyrażenie

$$I(\mathbf{x}) = \| [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_0)] - \mathbf{H}(\mathbf{x} - \mathbf{x}_0) \|_{\mathbf{R}^{-1}}^2, \quad (5.34)$$

gdzie \mathbf{R}^{-1} – dodatnio określona macierz wagowa.

Warunek (5.34) można zapisać w postaci.

$$I(\hat{\mathbf{x}}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_0) - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x}_0)]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_0) - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x}_0)] = \min. \quad (5.35)$$

Rozwiązaniem równania (5.35) jest

$$\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{x}_0 + [\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0) \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}_0)]^{-1} \mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_0)]. \quad (5.36)$$

Ze względu na pominięcie wyrazów wyższego rzędu w rozwinięciu funkcji $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ (5.31) oraz ze względu na przyjęcie oceny \mathbf{x}_0 , zależność (5.36) należy traktować jako iteracyjną [49]

$$\hat{\mathbf{x}}_{i+1} = \hat{\mathbf{x}}_i + [\mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}_i) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}_i)]^{-1} \mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}_i) \mathbf{R}_i^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}_i)], \quad (5.37)$$

liczoną do momentu aż

$$|\hat{\mathbf{x}}_i - \hat{\mathbf{x}}_{i-1}| < \varepsilon, \quad (5.38)$$

gdzie:

i – numer iteracji,

ε – przyjęta z góry dokładność obliczeń.

Aby macierz $[\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}]^{-1}$ istniała, wymiar \mathbf{z} musi być nie mniejszy niż wymiar \mathbf{x} , tj. $m \geq n$.

Metoda estymacji oparta na minimalizacji sumy ważonej kwadratów nie wymaga wprowadzenia żadnych modeli niepewności dla \mathbf{x} i \mathbf{v} . Macierz wagową \mathbf{R}^{-1} wybiera się na podstawie rozeznania inżynierskiego [96].

Wyrazy macierzy \mathbf{H} oblicza się na podstawie zależności (5.32) z następujących równań:

$$\frac{\partial V_0}{\partial V_0} = 1_{\text{sc}} \quad (5.39)$$

$$\frac{\partial V_0}{\partial P_i} = 0, \quad (5.40)$$

$$\frac{\partial V_{\text{sc}}}{\partial V_0} = 1 + V_0^{-2} \mathbf{b}_s (\mathbf{R}_L - \mathbf{X}_L \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{b}^T \mathbf{P}, \quad (5.41)$$

$$\frac{\partial V_{\text{sc}}}{\partial P_i} = -V_0^{-1} \mathbf{b}_s (\mathbf{R}_L - \mathbf{X}_L \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{b}^T \mathbf{1}_i, \quad (5.42)$$

$$\frac{\partial I_T}{\partial V_0} = -\frac{1}{\sqrt{3}} V_0^{-2} \sqrt{\mathbf{P}^T (\mathbf{1}_{\text{scsc}} + \operatorname{tg} \varphi \mathbf{1}_{\text{scsc}} \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{P}}, \quad (5.43)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_T}{\partial P_i} &= \left(\sqrt{3} V_0 \right)^{-1} \left[\mathbf{P}^T (\mathbf{1}_{\text{scsc}} + \operatorname{tg} \varphi \mathbf{1}_{\text{scsc}} \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{P} \right]^{-1/2} \times \\ &\times \mathbf{P}^T (\mathbf{1}_{\text{scsc}} + \operatorname{tg} \varphi \mathbf{1}_{\text{scsc}} \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{1}_i, \end{aligned} \quad (5.44)$$

$$\frac{\partial I_i}{\partial V_0} = -\frac{1}{\sqrt{3}} V_0^{-2} \sqrt{\mathbf{P}^T (\mathbf{b} \mathbf{1}_{i,i} \mathbf{b}^T + \operatorname{tg} \varphi \mathbf{b} \mathbf{1}_{i,i} \mathbf{b}^T \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{P}}, \quad (5.45)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_i}{\partial P_i} &= \left(\sqrt{3} V_0 \right)^{-1} \left[\mathbf{P}^T (\mathbf{b} \mathbf{1}_{i,i} \mathbf{b}^T + \operatorname{tg} \varphi \mathbf{b} \mathbf{1}_{i,i} \mathbf{b}^T \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{P} \right]^{-1/2} \times \\ &\times \mathbf{P}^T (\mathbf{b} \mathbf{1}_{i,i} \mathbf{b}^T + \operatorname{tg} \varphi \mathbf{b} \mathbf{1}_{i,i} \operatorname{tg} \varphi) \mathbf{1}_i, \end{aligned} \quad (5.46)$$

$$\frac{\partial P_T}{\partial V_0} = 0, \quad (5.47)$$

$$\frac{\partial p_T}{\partial P_i} = 1, \quad (5.48)$$

$$\frac{\partial p_k}{\partial V_0} = 0, \quad (5.49)$$

$$\frac{\partial p_k}{\partial P_i} = 1_k^T b^T 1_i, \quad (5.50)$$

$$\frac{\partial q_T}{\partial V_0} = 0, \quad (5.51)$$

$$\frac{\partial q_T}{\partial P_i} = 1_{n \times 1}^T \operatorname{tg} \varphi 1_i, \quad (5.52)$$

$$\frac{\partial q_r}{\partial V_0} = 0, \quad (5.53)$$

$$\frac{\partial q_r}{\partial P_i} = 1_r^T b^T \operatorname{tg} \varphi 1_i, \quad (5.54)$$

$$\frac{\partial P_w}{\partial V_0} = 0, \quad (5.55)$$

$$\frac{\partial P_w}{\partial P_i} = 1_w^T 1_i, \quad (5.56)$$

$$\frac{\partial Q_s}{\partial V_0} = 0, \quad (5.57)$$

$$\frac{\partial Q_s}{\partial P_i} = 1_s^T \operatorname{tg} \varphi 1_i. \quad (5.58)$$

Macierz R^{-1} ma postać

$$R^{-1} = \begin{bmatrix} r_1^{-1} & & & & 0 \\ & r_2^{-1} & & & \\ & & \ddots & & \\ 0 & & & r_i^{-1} & \\ & & & & \ddots \\ & & & & & r_m^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.59)$$

Wyrazy r_i^{-1} macierzy R^{-1} odpowiadają wagom względnym (ważności), które przypisuje się każdej obserwacji z_k przy wyznaczaniu \hat{x} . Wagi te są determinowane przez stopień niepewności poszczególnych obserwacji.

Moce odbierane w węzłach – punktach odbioru są ograniczone ze względu na własności fizyczne i warunki techniczne

$$0 \leq P_i \leq K_i S_{n,i} \cos \varphi_{i,2} \quad (5.60)$$

gdzie:

$S_{n,i}$ – moc znamionowa transformatora zainstalowanego w węzle i ,

K_i – współczynnik dopuszczalnego przeciążenia transformatora.

Zdefiniowany w ten sposób obszar zmienności x dzieli się na trzy strefy [34]: strefę dozwoloną oraz dwie strefy graniczne, każda szerokości

$$a_i = \beta K_i S_{n,i} \cos \varphi_{i,2} \quad (5.61)$$

gdzie β – współczynnik szerokości strefy granicznej.

Spełnienie warunku (5.60) uzyskuje się przez odpowiednią modyfikację w macierzy R^{-1} współczynników wagi, które ulegają następującym zmianom w procesie obliczeń:

- jeśli punkt x_i znajduje się w strefie dozwolonej, to macierz R_i^{-1} pozostaje w swojej poprzedniej postaci

$$R_i^{-1} = R_{i-1}^{-1}, \quad (5.62)$$

- jeśli natomiast któraś ze składowych $x_{i,l}$ wektora x_i wystąpi poza strefą dozwoloną, to za wartość $x_{i,l}$ podstawia się

$$x_{i,t} = \begin{cases} \alpha_i, & \text{jeśli zostało naruszone ograniczenie lewostronne,} \\ (1 - \beta) K_i S_{n,i} \cos \varphi_i, & \text{jeśli zostało naruszone ograniczenie prawostronne,} \end{cases} \quad (5.63)$$

a wartość odpowiednich współczynników wagi modyfikuje się następująco

$$r_{i,t}^{-1} = \lambda_t r_{i,t-1}^{-1}, \quad (5.64)$$

gdzie λ_t — współczynnik zwiększający wartość odpowiedniej wagi.

Mając taką reprezentację macierzy i wektorów można numerycznie wyznaczyć estymator $\hat{\mathbf{x}}$ wektora stanu \mathbf{x} . Otrzymane wartości zmiennych stanu są w tym podejściu optymalnie dopasowane (w sensie minimum sumy ważonych kwadratów) do istniejącego zbioru obserwacji. Metoda jest elastyczna — pozwala na różne zestawy i różną liczbę obserwacji oraz umożliwia odpowiednie uwzględnienie stopnia niepewności poszczególnych obserwacji. W przypadku braku wystarczającej liczby pomiarów ($m \geq n$) brakujące pomiary można zastąpić tzw. pseudopomiarami, czyli ich prognozą.

Do obliczenia $\hat{\mathbf{x}}$ stosuje się następujący algorytm.

1. Obliczyć

$$A_t = H^T(\hat{\mathbf{x}}_t) R_t^{-1} H(\mathbf{x}_t). \quad (5.65)$$

2. Obliczyć

$$\mathbf{b}_t = H^T(\hat{\mathbf{x}}_t) R_t^{-1} [z - \mathbf{b}(\hat{\mathbf{x}}_t)]. \quad (5.66)$$

3. Rozwiązać ze względu na $\Delta \mathbf{x}_t$ równanie liniowe

$$A_t \Delta \mathbf{x}_t = \mathbf{b}_{t,3} \quad (5.67)$$

gdzie:

$$\Delta \mathbf{x}_t = \hat{\mathbf{x}}_{t+1} - \hat{\mathbf{x}}_t. \quad (5.68)$$

4. Obliczyć

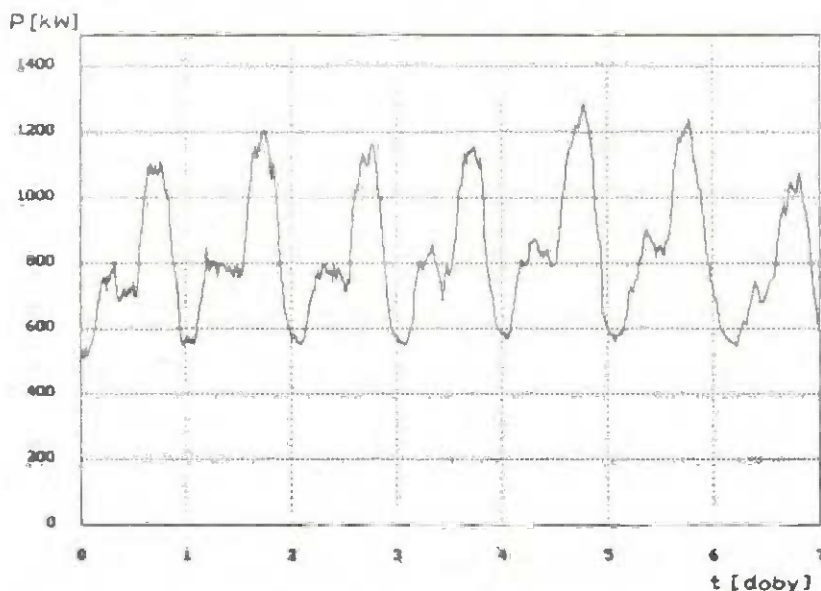
$$\hat{\mathbf{x}}_{l+1} = \hat{\mathbf{x}}_l + \Delta \mathbf{x}_l \quad (5.69)$$

Do rozwiązania równania (5.67) zastosowano metodę faktoryzacji pierwiastka kwadratowego, która charakteryzuje się dużą stabilnością numeryczną [36, 106].

5.3. Estymacja dynamiczna

5.3.1. Własności stochastyczne zmienności obciążeń

Zapotrzebowanie na moc w każdym z węzłów sieci jest funkcją czasu, której wartości w każdym momencie są zmiennymi losowymi. Matematycznym modelem dogodnym do opisu struktury probabilistycznej procesu obciążenia jest proces stochastyczny [6, 7, 99].



Rys. 5.5. Realizacje procesu obciążenia mocą czynną wybranej linii średniego napięcia

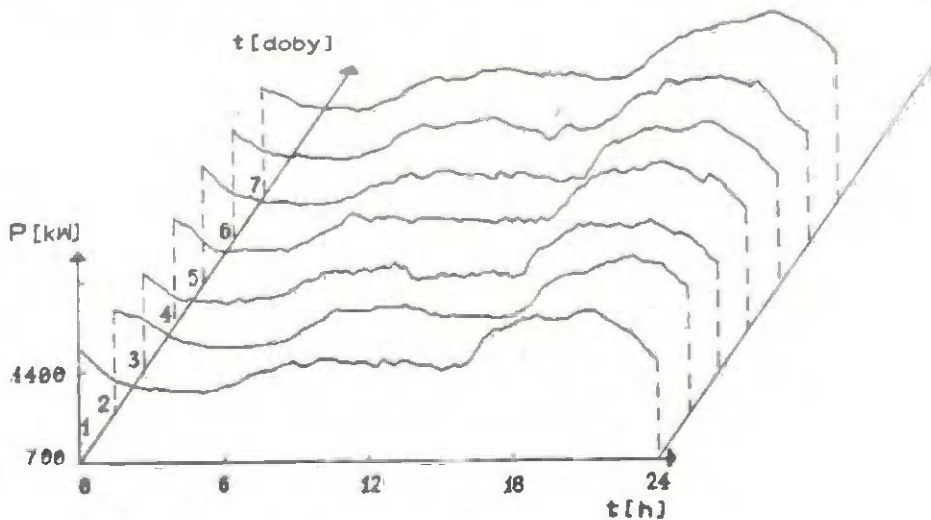
Na rysunku 5.5 przedstawiono siedem kolejnych realizacji dobowego procesu obciążenia mocą czynną wybranej linii średniego napięcia [119] miejskiej sieci rozdzielczej.

W przypadku cyfrowego przetwarzania sygnałów istnieje potrzeba ich dyskretyzacji. Próbkowanie sygnałów jest dokonywane zwykle w jednakowych odstępach czasu. Problem polega na przyjęciu odpowiedniego odstępu próbkowania Δt , w taki sposób, aby można było jednoznacznie odtworzyć próbkowany sygnał. Dla określenia składnika częstotliwościowego (prążka widma) sygnału oryginalnego wymagane są co najmniej dwie próbki w ciągu jednego okresu. Stąd więc najwyższą częstotliwością składnika, która może być określona przy próbkowaniu z odstępem Δt , jest częstotliwość równa

$$f_s = \frac{1}{2\Delta t} \quad (5.70)$$

Składniki sygnału oryginalnego o częstotliwości powyżej wartości f_s będą przesunięte do zakresu $0 \div f_s$ i pomieszczone (splęcone) ze składnikami tego niższego zakresu [6].

Ze względu na cel przetwarzania, jakim jest analiza pracy sieci rozdzielczych w stanach normalnych, przyjęto, że wystarczającą wartością odstępu próbkowania jest $\Delta t = 15 \text{ min}$.



Rys. 5.6. Zbiór realizacji dobowego poboru mocy tworzących proces losowy

Ćciąg wartości próbek, złożony z N kolejnych obserwacji

$$\{P(k)\} = (P(0), P(1), \dots, P(k), \dots, P(N-1)) \quad (5.71)$$

rozumiany jest jako próbka pobrana z nieskończonej liczby próbek, które mogą być generowane przez dany proces stochastyczny $\{P_i(k)\}$ (rys. 5.6). Podstawowym celem rozważań statystycznych jest wywnioskowanie z własności próbek własności populacji.

Realizacje procesów zapotrzebowania na moc w węzłach sieci elektroenergetycznej w chronologicznie uporządkowanych dobowych, tygodniowych i rocznych przedziałach czasu charakteryzują się pewnym typowym, powtarzającym się cyklicznie kształtem. Jest to przejaw niestacjonarności tych procesów.

Dogodnym narzędziem do wykrywania zdeterminowanych składowych okresowych maskowanych przez szum losowy jest funkcja autokorelacji, która jest miarą zależności między wartościami procesu stochastycznego w różnych chwilach czasu [16].

Funkcję autokorelacji dyskretnego procesu stochastycznego szacuje się z zależności

$$R_p(k, m) = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^L P_i(k) P_i(k+m), \quad (5.72)$$

$$m = 0, 1, \dots, N-1$$

gdzie:

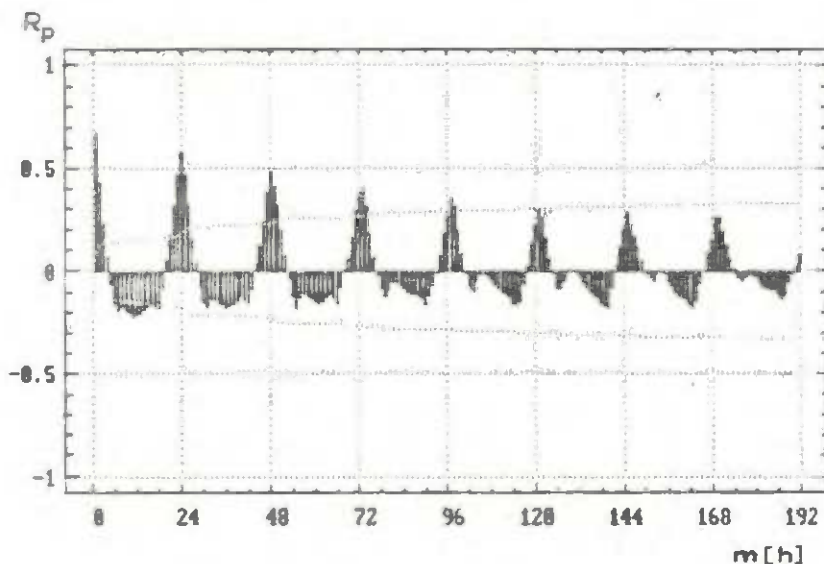
- m – przesunięcie w czasie,
- L – liczba realizacji procesu.

Na rysunku 5.7 pokazano wykres funkcji autokorelacji procesu obciążenia wybranej linii średniego napięcia, obliczonej na podstawie pomiarów obciążenia linii w czasie trzech tygodni.

Strukturę częstotliwościową procesu losowego dobrze opisuje widmowa gęstość mocy, która może być zdefiniowana jako transformata Fouriera funkcji autokorelacji (5.72). Estymator gęstości widmowej, uzyskany na podstawie skończonego fragmentu realizacji jest nazywany periodogramem. Jego definicja jest następująca [87]:

$$G_p(k, n) = \sum_{m=0}^{N-1} R_p(k, m) \exp(-j2\pi nm/N). \quad (5.73)$$

Wartości $G_p(k, n)$ są miarą mocy n -tej składowej harmonicznej sygnału.

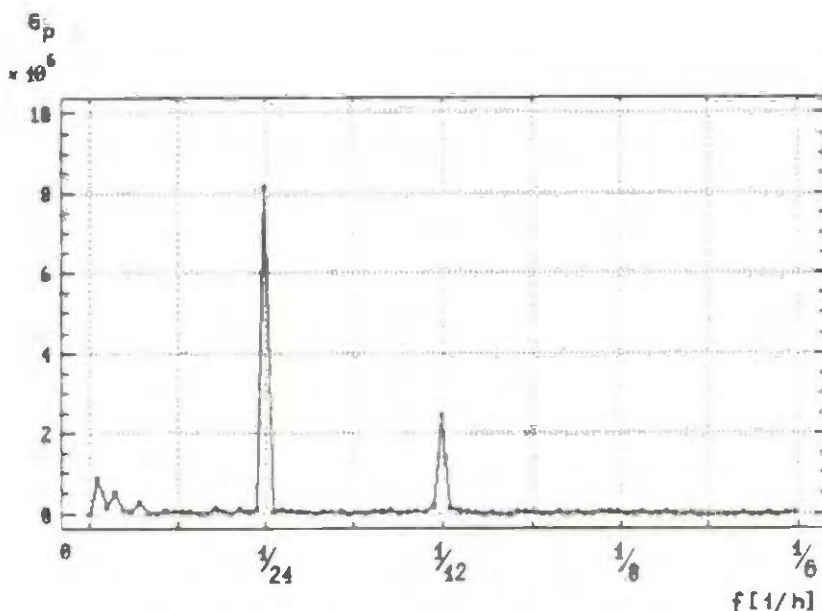


Rys. 5.7. Funkcja autokorelacji procesu obciążenia linii średniego napięcia

Na rysunku 5.8 pokazano periodogram procesu obciążenia wybranej linii średniego napięcia.

Okresowy kształt autokorelogramów (rys. 5.7) pokazuje, że okresowość jest główną cechą charakteryzującą procesy obciążenia w węzłach sieci rozdzielczej. Analiza periodogramów procesów obciążeń (rys. 5.8) wskazuje, że w rozpatrywanym horyzoncie czasowym (kilka tygodni) najsilniej uwiadcza się okresowość dobową. Okresowość tygodniowa przejawia się znacznie słabiej. Jest to wynik dużej niejednorodności poszczególnych tygodni, wywołanej występującymi w różnej kolejności sobotami wolnymi i roboczymi oraz innymi świętami przypadającymi w różne dni tygodnia.

Analiza grafików obciążeń [78] wskazuje, że w tygodniu można wyróżnić, ze względu na przebieg obciążenia dobowego, trzy typy dni: dni świąteczne, dni robocze sąsiadujące z dniami świątecznymi i pozostałe dni robocze.



Rys. 5.8. Periodogram procesu obciążenia linii średniego napięcia

Na rysunku 5.9 pokazano ciągi wartości obciążeń linii średniego napięcia o ustalonej godzinie (godz. 18⁰⁰) w okresie trzech tygodni dla wyróżnionych typów dni.

W niniejszej pracy rozważane są głównie modele obciążeń dotyczące dni roboczych. Modele tygodniowych przebiegów obciążeń można uzyskać m.in. łącząc ze sobą modele dla różnych typów dni, według kolejności ich występowania [110].

Zmienność dobową obciążenia można przedstawić w postaci sumy [37].

$$P(k) = P_p(k) + y(k), \quad (5.74)$$

gdzie:

- $P_p(k)$ – składowa okresowa,
- $y(k)$ – składowa losowa.

Składowa okresowa zmienności dobowej obciążenia jest często przedstawiana w postaci analitycznej za pomocą skończonego szeregu Fouriera [37]

$$P_p(k) = \sum_{n=0}^i \left(a_n \sin \frac{2\pi n}{N} k + b_n \cos \frac{2\pi n}{N} k \right) \quad (5.75)$$

$$n = 0, 1, \dots, N - 1,$$

$$k \leq N/2,$$

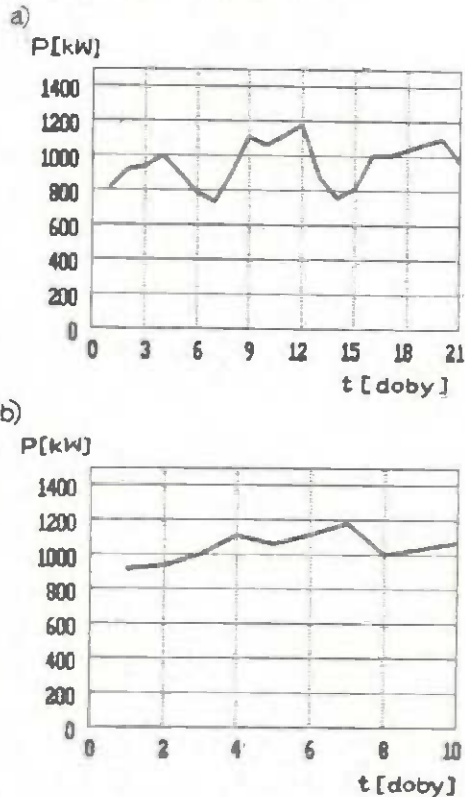
gdzie N – liczba punktów próbkowania w okresie jednej doby.

Parametry modelu (5.75) są estymowane na podstawie kryterium minimum sumy ważonych kwadratów [37].

Analiza spektralna procesów dobowego obciążenia węzłów sieci rozdzielczej średniego napięcia wskazuje, że w większości przypadków (poza odbiorami specjalnymi) wystarczające jest uwzględnienie w modelu (5.75) składników okresowych o częstotliwościach $f_n \leq 8/86400$ Hz. Powyższe wyniki wskazują, że w większości praktycznych przypadków do odtworzenia składowej okresowej przebiegu obciążenia wystarczające jest próbkowanie z odstępem $\Delta t = 90$ min.

Ciąg reszt $y(k)$ przedstawia losowe wahania obciążenia wywoływane przez czynniki przypadkowe. Składnik ten jest często modelowany za pomocą równania autoregresji

$$y(k) = \sum_{i=1}^p \alpha_i y(k-i) + w(k), \quad (5.76)$$



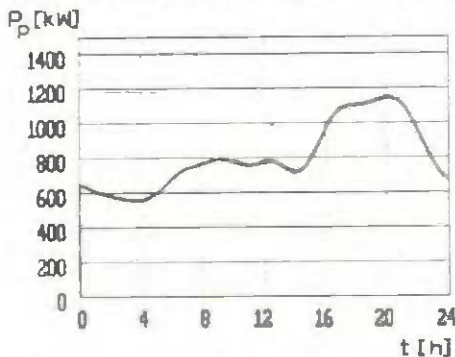
Rys. 5.9. Wartości obciążeń linii średniego napięcia o godz. 18⁰⁰ dla poszczególnych typów dni: a) wszystkie dni tygodnia, b) dni robocze

gdzie:

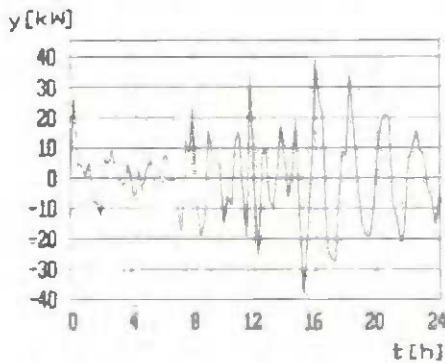
α_i – współczynniki modelu,
 $w(k)$ – proces białego szumu.

Współczynniki modelu szacuje się na podstawie wartości funkcji autokorelacji $R_y(m)$ procesu (5.76) rozwiązując w tym celu układ równań Yule'a-Walkera [16].

Ocena adekwatności modelu (5.76) może być wykonana poprzez zbadanie reszt $w(k)$ dobranego modelu, które, jeżeli model jest odpowiedni, mają własności podobne do własności białego szumu. Przy dopasowywaniu szeregów sezonowych efektywny środek dla wykrywania okresowych



Rys. 5.10. Składowa okresowa $P_p(k)$ modelu zmienności obciążeń dla wybranej linii średniego napięcia ($m = 8$)

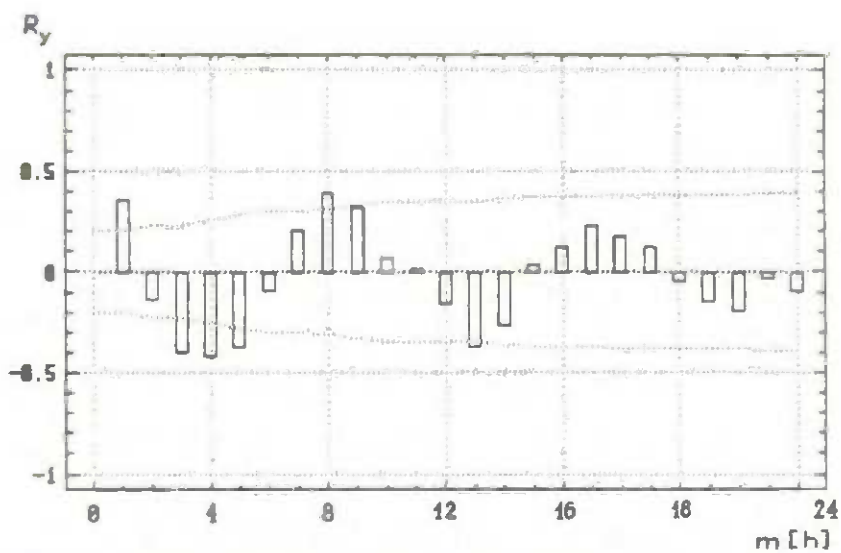


Rys. 5.11. Składowa losowa $y(k)$ modelu zmienności obciążeń dla wybranej linii średniego napięcia

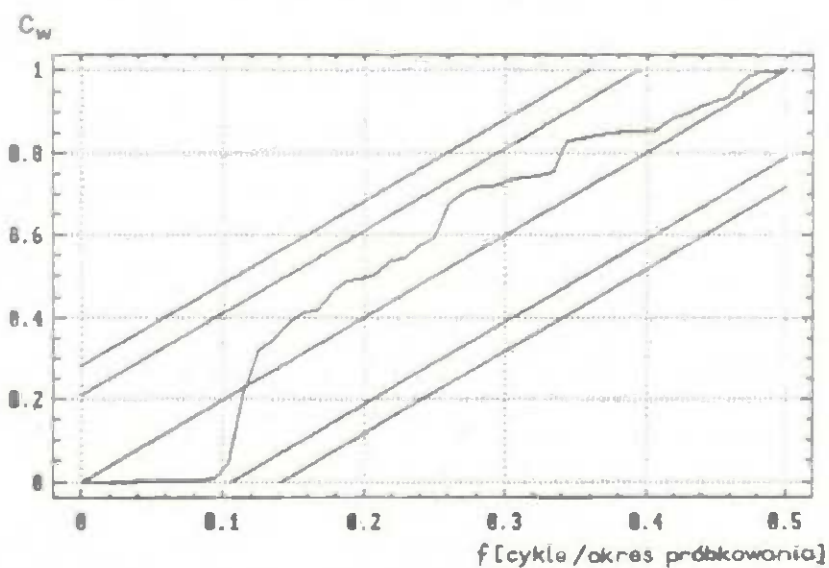
odchyień od losowości stanowi periodogram skumulowany [16]. Istotność odchyień periodogramu reszt od jego wartości dla białego szumu można ocenić korzystając z testu Kołmogorowa-Smirnowa.

Analiza rzeczywistych przebiegów obciążenia wykazała, że wystarczająco dobre wyniki modelowania uzyskuje się stosując modele autoregresji rzędu pierwszego ($p = 1$) lub drugiego ($p = 2$).

Na rysunkach 5.10÷5.13 przedstawiono kolejno: składową okresową $P_p(k)$ (dla $m = 8$), składową losową $y(k)$, funkcję autokorelacji ciągu $y(k)$ i periodogram skumulowany ciągu reszt $w(k)$ (dla $p = 1$) dla procesu obciążenia dobowego wybranej linii średniego napięcia. Na rysunku 5.13 zaznaczono również 5% i 25% granice prawdopodobieństwa z testu Kołmogorowa-Smirnowa.



Rys. 5.12. Funkcja autokorelacji składowej losowej modelu zmienności obciążeń dla wybranej linii średniego napięcia



Rys. 5.13. Skumulowany periodogram reszt $w(t)$ modelu zmienności obciążeń ($p = 1$) dla wybranej linii średniego napięcia

5.3.2. Estymacja dynamiczna wektora stanu

Rozważania przeprowadzone w punkcie 5.2 pracy dotyczyły estymacji statycznej, w której nie uwzględnia się zmienności w czasie: wektorów pomiarów, stanu i błędów obserwacji. Model opisany równaniem (5.16) dotyczył tej samej chwili czasu. Estymacja dynamiczna uwzględnia sposób powstawania składowych wektora stanu w czasie. Zadanie estymacji dynamicznej (rekurencyjnej) polega na obliczeniu estymaty stanu systemu w chwili $k + 1$, przy użyciu wyników pomiarów zebranych do chwili k . Przy przetwarzaniu w czasie rzeczywistym wynik tych obliczeń powinien być znany w chwili k .

Proponuje się następujący model wyjściowy dla celów estymacji dynamicznej wektora stanu sieci [96]

$$\begin{cases} \mathbf{x}(k+1) = \mathbf{F}(k)\mathbf{x}(k) + \mathbf{w}(k) \\ \mathbf{z}(k) = \mathbf{h}[\mathbf{x}(k), k] + \mathbf{v}(k), \\ k = 1, 2, \dots \end{cases} \quad (5.77)$$

gdzie:

- $\mathbf{x}(k)$ – stan układu, wektor o wymiarze n ,
- $\mathbf{z}(k)$ – obserwacja, wektor o wymiarze m ,
- $\mathbf{v}(k)$ – niepewność obserwacji, wektor o wymiarze m ,
- $\mathbf{w}(k)$ – zakłócenie losowe na wejściu, wektor o wymiarze n ,
- k – czas dyskretny,
- $\mathbf{h}[\mathbf{x}(k), k]$ – funkcja predykcji wiążąca na podstawie praw – Ohma i Kirchhoffa – wektor pomiarów \mathbf{z} z wektorem stanu \mathbf{x} ,
- $\mathbf{F}(k)$ – macierz przejścia, o wymiarze $n \times n$.

Zakłada się, że własności statystyczne procesów zakłóceń $\{\mathbf{w}_k\}$ i $\{\mathbf{v}_k\}$ są opisane momentami pierwszego i drugiego rzędu [96]

$$\mathbf{E}[\mathbf{v}(k)] = \mathbf{0}, \quad (5.78)$$

$$E[\mathbf{v}(\mathbf{k}_1)\mathbf{v}^T(\mathbf{k}_2)] = \begin{cases} \mathbf{R}(\mathbf{k}_1), & \mathbf{k}_1 = \mathbf{k}_2 \\ 0 & \mathbf{k}_1 \neq \mathbf{k}_2 \end{cases} \quad (5.79)$$

$$E[\mathbf{w}(\mathbf{k})] = 0 \quad (5.80)$$

$$E[\mathbf{w}(\mathbf{k}_1)\mathbf{w}^T(\mathbf{k}_2)] = \begin{cases} \mathbf{Q}(\mathbf{k}_1), & \mathbf{k}_1 = \mathbf{k}_2 \\ 0 & \mathbf{k}_1 \neq \mathbf{k}_2 \end{cases} \quad (5.81)$$

Macierze $\mathbf{R}(\mathbf{k})$ i $\mathbf{Q}(\mathbf{k})$ są nieujemnie określone i symetryczne dla wszystkich \mathbf{k} .

Koncepcja rozwiązania zadania estymacji dynamicznej wektora stanu sieci bazuje na linearyzacji modelu nieliniowego, a następnie stosowania teorii wyprowadzonej dla modeli liniowych. Estymator otrzymany w wyniku takiego podejścia nazywany jest rozszerzonym filtrem Kalmana [4].

Rozwinięcie funkcji $h[\mathbf{x}(\mathbf{k}), \mathbf{k}]$ w szereg Taylora w otoczeniu poprzedniej estymaty $\hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k}-1)$ i pominięcie członów wyższego rzędu pozwala na aproksymację modelu (5.77) w postaci

$$\begin{cases} \mathbf{x}(\mathbf{k}+1) = \mathbf{F}(\mathbf{k})\mathbf{x}(\mathbf{k}) + \mathbf{w}(\mathbf{k}) \\ \mathbf{z}(\mathbf{k}) = \mathbf{H}(\mathbf{k})\mathbf{x}(\mathbf{k}) + \mathbf{v}(\mathbf{k}) + \mathbf{y}(\mathbf{k}), \end{cases} \quad (5.82)$$

gdzie $\mathbf{y}(\mathbf{k})$ oblicza się z równania

$$\mathbf{y}(\mathbf{k}) = h[\hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k}-1), \mathbf{k}] - \mathbf{H}(\mathbf{k})\hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k}-1). \quad (5.83)$$

We wzorach

$$\mathbf{H}(\mathbf{k}) = \left. \frac{\partial h[\mathbf{x}(\mathbf{k}), \mathbf{k}]}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x} = \hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k}-1)}, \quad (5.84)$$

gdzie $\hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k}-1)$ oznacza estymatę wektora stanu w chwili \mathbf{k} , obliczoną na podstawie pomiarów dokonanych do chwili $\mathbf{k}-1$.

W rezultacie rozpatruje się problem prognozowania jednokrokowego.

Rozszerzony filtr Kalmana dla takiej aproksymacji modelu jest opisany następującymi równaniami [4]

$$\hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k} + 1/\mathbf{k}) = \mathbf{F}(\mathbf{k}) \hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k}), \quad (5.85)$$

$$\hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k}) = \hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k} - 1) + \mathbf{L}(\mathbf{k}) \{z(\mathbf{k}) - \mathbf{h}[\hat{\mathbf{x}}(\mathbf{k}/\mathbf{k} - 1), \mathbf{k}]\}, \quad (5.86)$$

$$\mathbf{L}(\mathbf{k}) = \boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k}/\mathbf{k} - 1) \mathbf{H}^T(\mathbf{k}) \boldsymbol{\Omega}(\mathbf{k})^{-1}, \quad (5.87)$$

$$\boldsymbol{\Omega}(\mathbf{k}) = \mathbf{H}(\mathbf{k}) \boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k}/\mathbf{k} - 1) \mathbf{H}^T + \mathbf{R}(\mathbf{k}), \quad (5.88)$$

$$\boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k} + 1/\mathbf{k}) = \mathbf{F}(\mathbf{k}) \boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k}/\mathbf{k}) \mathbf{F}^T(\mathbf{k}) + \mathbf{Q}(\mathbf{k}), \quad (5.89)$$

$$\begin{aligned} \boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k}/\mathbf{k}) = & \boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k}/\mathbf{k} - 1) - \boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k}/\mathbf{k} - 1) \mathbf{H}^T(\mathbf{k}) \times \\ & \times [\mathbf{H}(\mathbf{k}) \boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k}/\mathbf{k} - 1) \mathbf{H}^T(\mathbf{k}) + \mathbf{R}(\mathbf{k})]^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{k}) \boldsymbol{\Sigma}(\mathbf{k}/\mathbf{k} - 1) \end{aligned} \quad (5.90)$$

Warunki początkowe wyrażają się przez

$$\boldsymbol{\Sigma}(0/-1) = \mathbf{P}(-1), \quad (5.91)$$

$$\hat{\mathbf{x}}(0/-1) = \hat{\mathbf{x}}(-1). \quad (5.92)$$

Wartości $\mathbf{P}(-1)$ i $\hat{\mathbf{x}}(-1)$ oblicza się z następujących równań

$$\mathbf{P}(-1) = [\mathbf{H}^T(-1) \mathbf{R}^{-1}(-1) \mathbf{H}(-1)]^{-1}, \quad (5.93)$$

$$\begin{aligned} \hat{\mathbf{x}}(-1) = & \bar{\mathbf{x}}(-1) + [\mathbf{H}^T(-1) \mathbf{R}^{-1}(-1) \mathbf{H}(-1)]^{-1} \times \\ & \times \mathbf{H}^T(-1) \mathbf{R}^{-1}(-1) \{z(-1) - \mathbf{h}[\bar{\mathbf{x}}(-1)]\}, \end{aligned} \quad (5.94)$$

gdzie $\bar{\mathbf{x}}(-1)$ – początkowe oszacowanie wektora stanu w chwili $\mathbf{k} = -1$.

Zależności (5.93) i (5.94) należy traktować jako iteracyjne, liczone do momentu aż

$$|\mathbf{P}_l(-1) - \mathbf{P}_{l-1}(-1)| < \delta, \quad (5.95)$$

$$|\hat{\mathbf{x}}_l(-1) - \hat{\mathbf{x}}_{l-1}(-1)| < \varepsilon, \quad (5.96)$$

gdzie:

- l – numer iteracji,
- ε, δ – przyjęte z góry dokładności obliczeń estymat odpowiednio dla wektora stanu i odpowiadającej mu macierzy kowariancji.

Postać macierzy $F(k)$ wynika z własności okresowości procesu zapotrzebowania na moc elektryczną. Jak pokazano w punkcie 5.2.1 węzły – punkty odbioru można pogrupować w klasy, według dobowej zmienności obciążeń, przyporządkowując każdej klasie typowy przebieg dobowy. Typowe wykresy obciążeń są wykorzystywane do prognozowania obciążeń rzeczywistych zgodnie z zależnością

$$\hat{P}_{i,j}(k+1/k) = \frac{\bar{P}_j(k+1)}{\bar{P}_j(k)} \hat{P}_{i,j}(k/k), \quad (5.97)$$

gdzie:

- $\hat{P}_{i,j}(k+1/k), \hat{P}_{i,j}(k/k)$ – estymaty obciążenia odpowiednio w chwili $k+1$ i k obliczone na podstawie pomiarów dokonanych do chwili k dla węzła i , należącego do klasy j ,
- $\bar{P}_j(k+1), \bar{P}_j(k)$ – względna wartość obciążenia odpowiednio w chwili $k+1$ i k , według typowego grafiku obciążenia dla klasy j .

Wartość modułu napięcia w węźle – punkcie zasilania może być prognozowana na podstawie programu pracy regulatora napięcia transformatora zasilającego sieć.

$$\hat{V}_0(k+1/k) = \frac{\bar{V}_0(k+1)}{\bar{V}_0(k)} \hat{V}_0(k/k), \quad (5.98)$$

gdzie:

- $\hat{V}_0(k+1/k), \hat{V}_0(k/k)$ – estymaty modułów napięcia w węźle – punkcie zasilania, odpowiednio w chwili $k+1$ i k , obliczone na podstawie pomiarów dokonanych do chwili k ,
- $\bar{V}_0(k+1), \bar{V}_0(k)$ – programowane wartości modułów napięcia w węźle – punkcie zasilania odpowiednio w chwili $k+1$ i k .

Zgodnie z powyższym macierz $F(k)$ przybierze postać

$$F(k) = \begin{bmatrix} \frac{\bar{V}_0(k+1)}{\bar{V}_0(k)} & & & & 0 \\ & \frac{\bar{P}_{1,j_1}(k+1)}{\bar{P}_{1,j_1}(k)} & & & \\ & & \ddots & & \\ & & & \frac{\bar{P}_{l,j_l}(k+1)}{\bar{P}_{l,j_l}(k)} & \\ & & & & \ddots \\ 0 & & & & & \frac{\bar{P}_{n,j_n}(k+1)}{\bar{P}_{n,j_n}(k+1)} \end{bmatrix} \quad (5.99)$$

Macierz $R(k)$ kowariancji procesu $\{v(k)\}$ przyjmuje się na podstawie znajomości szumu wprowadzonego przez czujnik symboliczny. Macierz $Q(k)$ kowariancji procesu $\{w(k)\}$ przyjmuje się na podstawie oszacowania wariancji typowych wykresów zmienności obciążeń (5.10).

Mając powyższą reprezentację macierzy i wektorów można algorytm dynamicznej estymacji stanu sieci zrealizować na komputerze. Oceny jakości i poprawności pracy rozszerzonego filtru Kalmana w warunkach elektroenergetycznej sieci rozdzielczej można dokonać za pomocą symulacji komputerowej.

Podobnie jak w punkcie 5.2.2 w celu obliczenia macierzy $\Sigma H[H\Sigma H^T + R]^{-1}$ stosuje się metodę pośrednią, która z punktu widzenia obliczeń jest bardziej efektywna i dokładna.

1. Obliczyć

$$D = \Sigma H^T$$

2. Obliczyć

$$C = H(\Sigma H^T) + R$$

3. Rozwiązać ze względu na X równanie liniowe

$$XC = D,$$

stosując metodę faktoryzacji pierwiastka kwadratowego.

Spełnienie ograniczeń (5.60) uzyskuje się posługując się procedurą opisaną zależnościami (5.62) ÷ (5.64).

6. ZASTOSOWANIE METOD ESTYMACJI STANU W OBLICZENIACH SIECIOWYCH

6.1. Estymacja statyczna

Metody estymacji wektora stanu sieci opracowane w rozdziale piątym wymagają, przed dalszym zastosowaniem, końcowej weryfikacji. Do weryfikacji metody estymacji statycznej wektora stanu posłużono się symulacją komputerową. W tym celu rozszerzono eksperyment symulacyjny opisany w punkcie 4.4 pracy. Obliczenie rozptywu mocy w sieci jest poprzedzone każdorazowo wyznaczeniem estymaty wektora stanu. Wyznaczona estymata wektora stanu służy do wyznaczenia estymaty wszystkich wielkości określonych w obliczeniach rozptywowych. Pozostałych założeń i warunków realizacji eksperymentu nie zmieniono. Algorytm obliczeń symulacyjnych ma w tym przypadku postać następującą.

1. Wygenerować dla danego węzła i liczbę losową δ_{pi} o rozkładzie BT(-90, 900, 1,275, 12,75).
2. Obliczyć P_i i Q_i według wzorów (4.48) i (4.49).
3. Sprawdzić, czy wartość P_i zawarta jest w przedziale

$$0,1 S_{ni} \leq P_i \leq S_{ni}.$$

- Jeżeli tak, to przejść do kroku 4, a jeżeli nie, to wrócić do kroku 1.
4. Sprawdzić, czy uwzględniono wszystkie węzły – punkty odbioru ($i = n$). Jeżeli nie, to wybrać kolejny węzeł $i + 1$ i przejść do kroku 1, a jeżeli tak, to przejść do kroku 5.
 5. Wyznaczyć estymatę wektora stanu sieci.
 6. Obliczyć, na podstawie estymaty wektora stanu, rozptyw mocy w sieci.
 7. Obliczyć wartości innych funkcji opisanych na łukach i węzłach sieci.
 8. Zapisać wyniki obliczeń.
 9. Sprawdzić, czy wykonano żadaną liczbę symulacji. Jeżeli nie, to wybrać węzeł $i = 1$ i przejść do kroku 1, a jeżeli tak, to zakończyć obliczenia.

Obliczenia

Szczegółowego omówienia wymaga krok 5 algorytmu. Zakłada się, iż dostępne są tele pomiary następujących wielkości:

- moduł napięcia w węźle – punkcie zasilania,
- moduły prądów wpływających do poszczególnych linii SN,
- przepływ mocy czynnej przez transformator zasilający sieć,
- przepływ mocy bierniej przez transformator zasilający sieć.

Wartości mocy czynnych odbieranych w węzłach – punktach odbioru są wyznaczane każdorazowo według zależności (4.48).

Wyrazy r_i macierzy wagowej R^{-1} przyjęto na podstawie oszacowania wariancji błędów poszczególnych obserwacji. Odpowiednim pomiarom przypisano następujące wartości:

- pomiar modułu napięcia w węźle – punkcie zasilania

$$r_{v_0} = \left(\frac{1}{3} k_{v_0} \frac{V_{\max}}{V_0} \right)^2, \quad (6.1)$$

- pomiar modułów prądów wpływających do poszczególnych linii SN

$$r_{I_i} = \left(\frac{1}{3} k_{I_i} \frac{I_{i\max}}{I_i} \right)^2, \quad (6.2)$$

- pomiar przepływu mocy czynnej przez transformator zasilający sieć

$$r_{p_T} = \left(\frac{1}{3} k_{p_T} \frac{P_{T\max}}{p_T} \right)^2, \quad (6.3)$$

- pomiar mocy bierniej przepływającej przez transformator zasilający sieć

$$r_{q_T} = \left(\frac{1}{3} k_{q_T} \frac{q_{T\max}}{q_T} \right)^2, \quad (6.4)$$

- oszacowanie mocy czynnej odbieranej w węzłach – punktach odbioru

$$r_{P_w} = \left(0,70 \frac{P_w}{S_{n.w}} \right)^2. \quad (6.5)$$

We wzorach literą k z odpowiednim indeksem oznaczono klasę dokładności zespołu urządzeń do pomiaru określonej wielkości. Indeks \max oznaczono wartości końcowe zakresów pomiarowych mierników poszczególnych wielkości.

Wartości współczynnika szerokości strefy granicznej (5.61) i współczynnika zwiększającego (5.64) przyjęto jako równe odpowiednio $\beta = 0,05$ i $\lambda = 10^3$. Obliczenia iteracyjne według zależności (5.37) powtarzano do chwili uzyskania założonej dokładności $\varepsilon = 10^{-2}$. Pozostałe obliczenia wykonano zgodnie z opisem w punkcie 4.4 pracy.

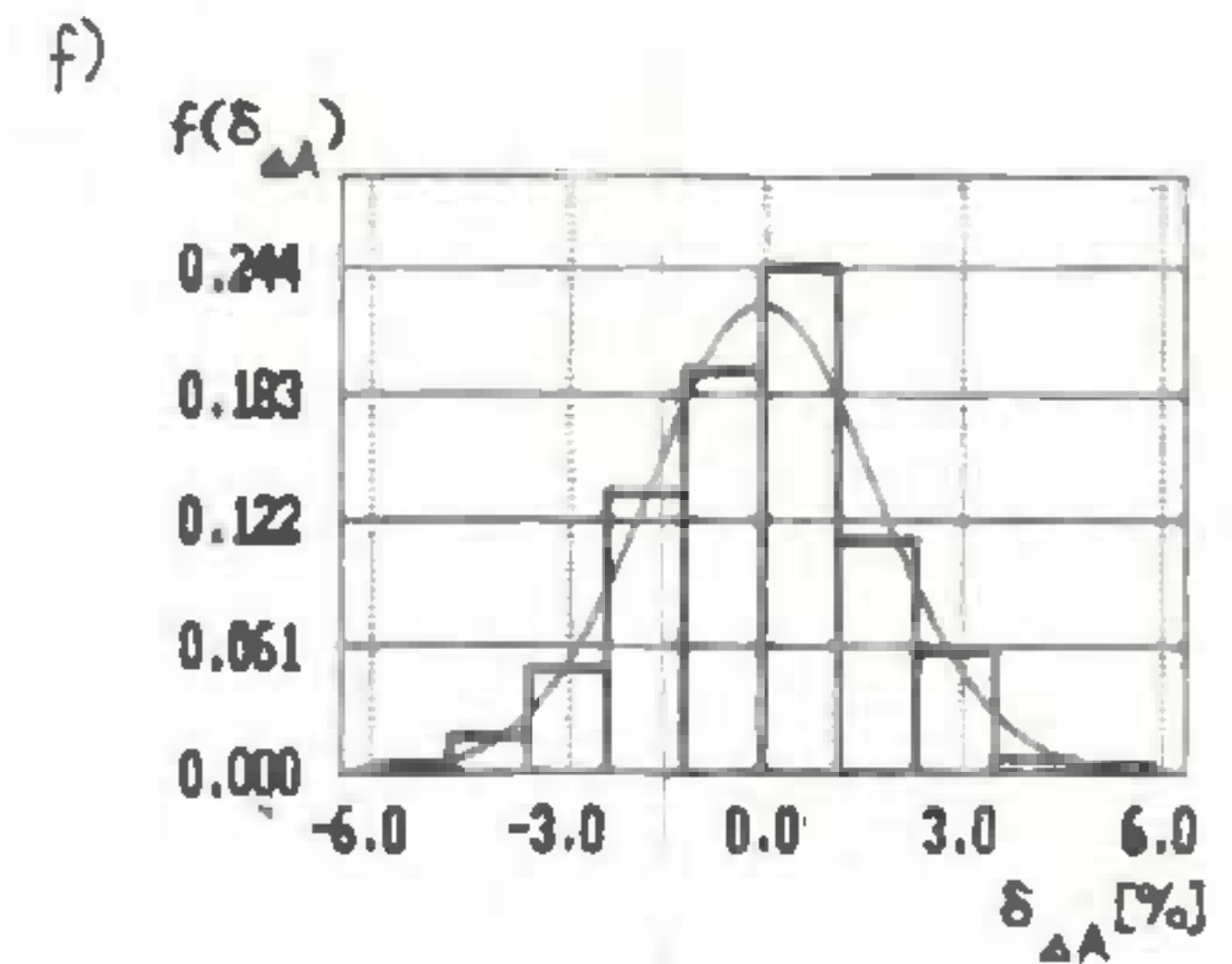
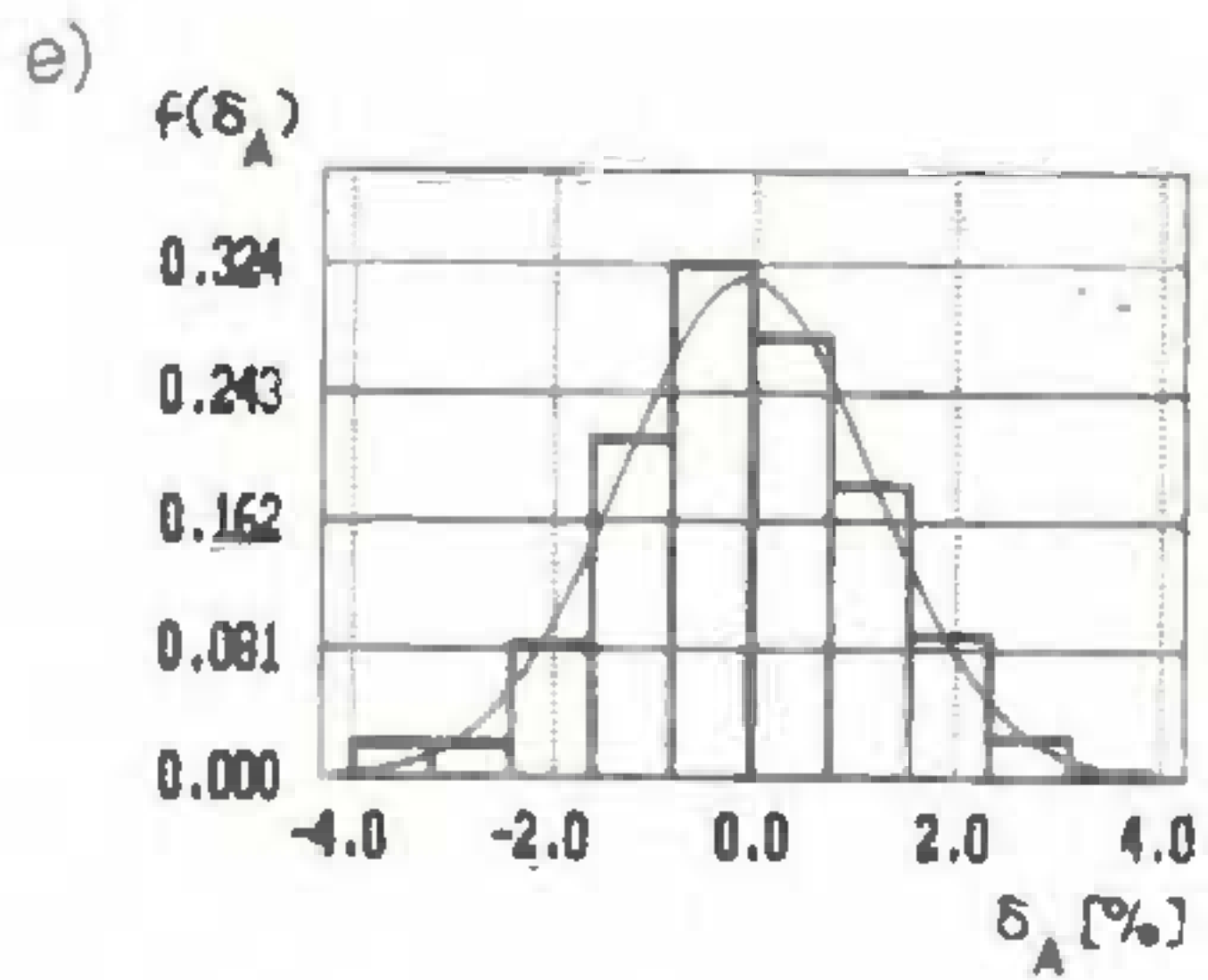
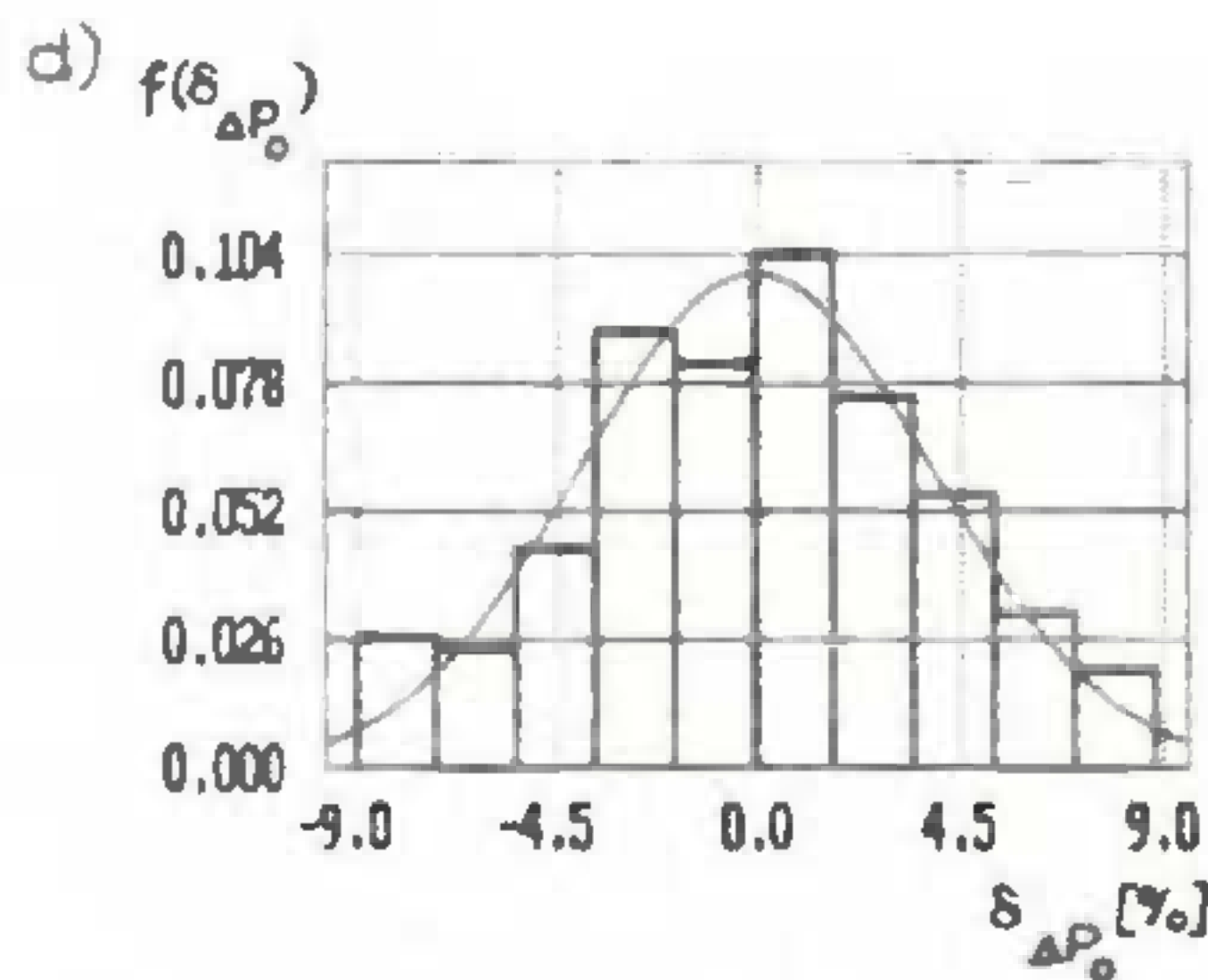
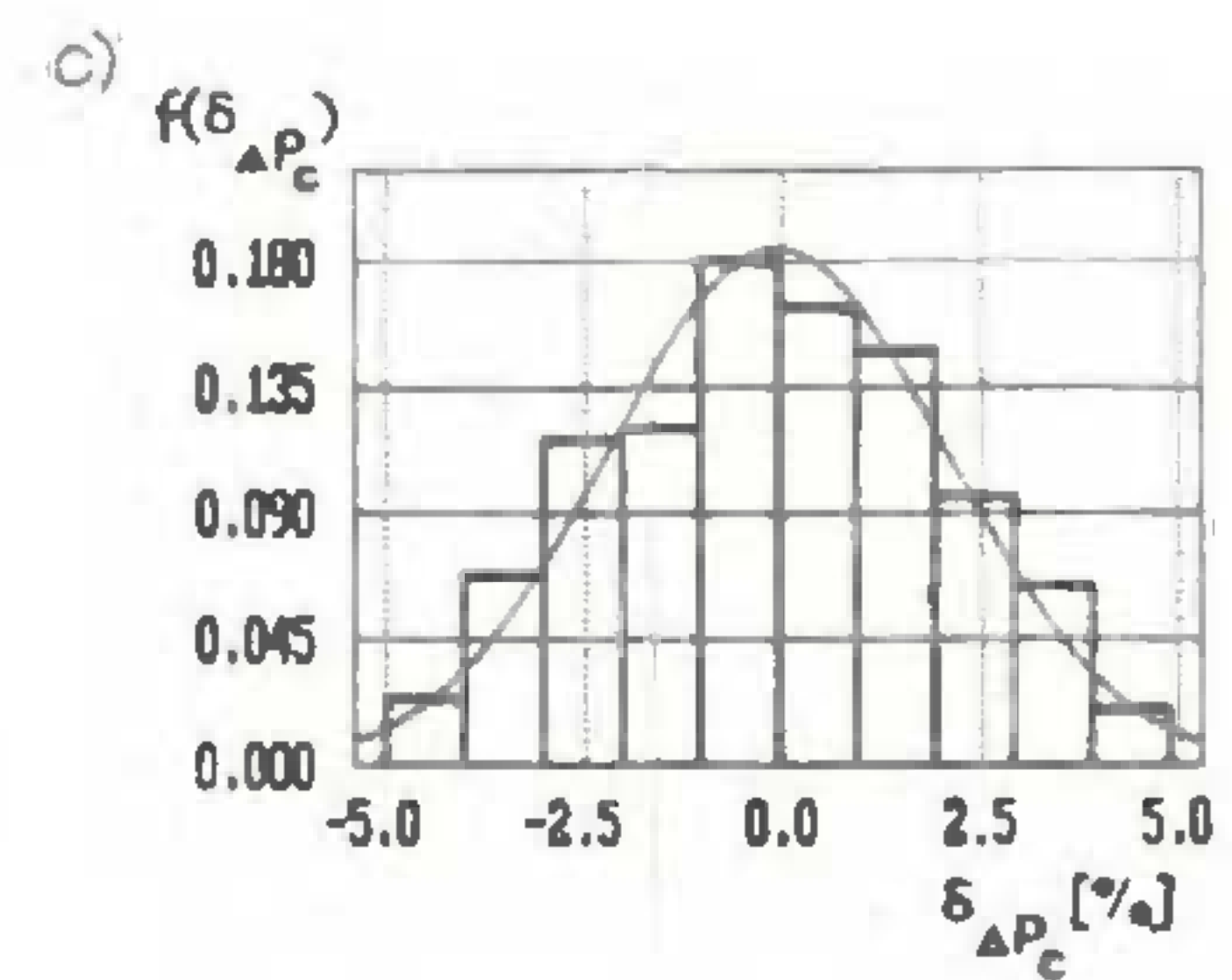
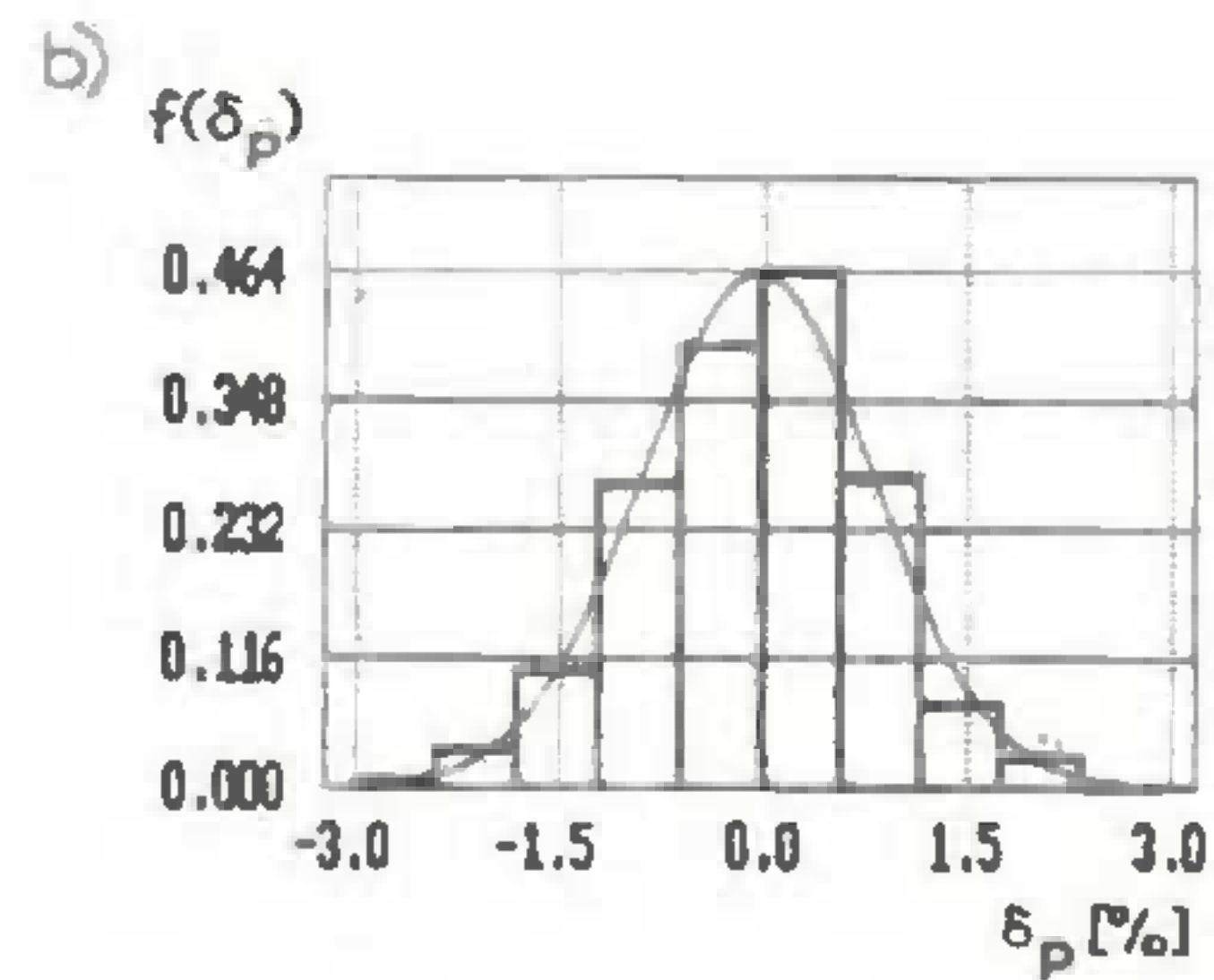
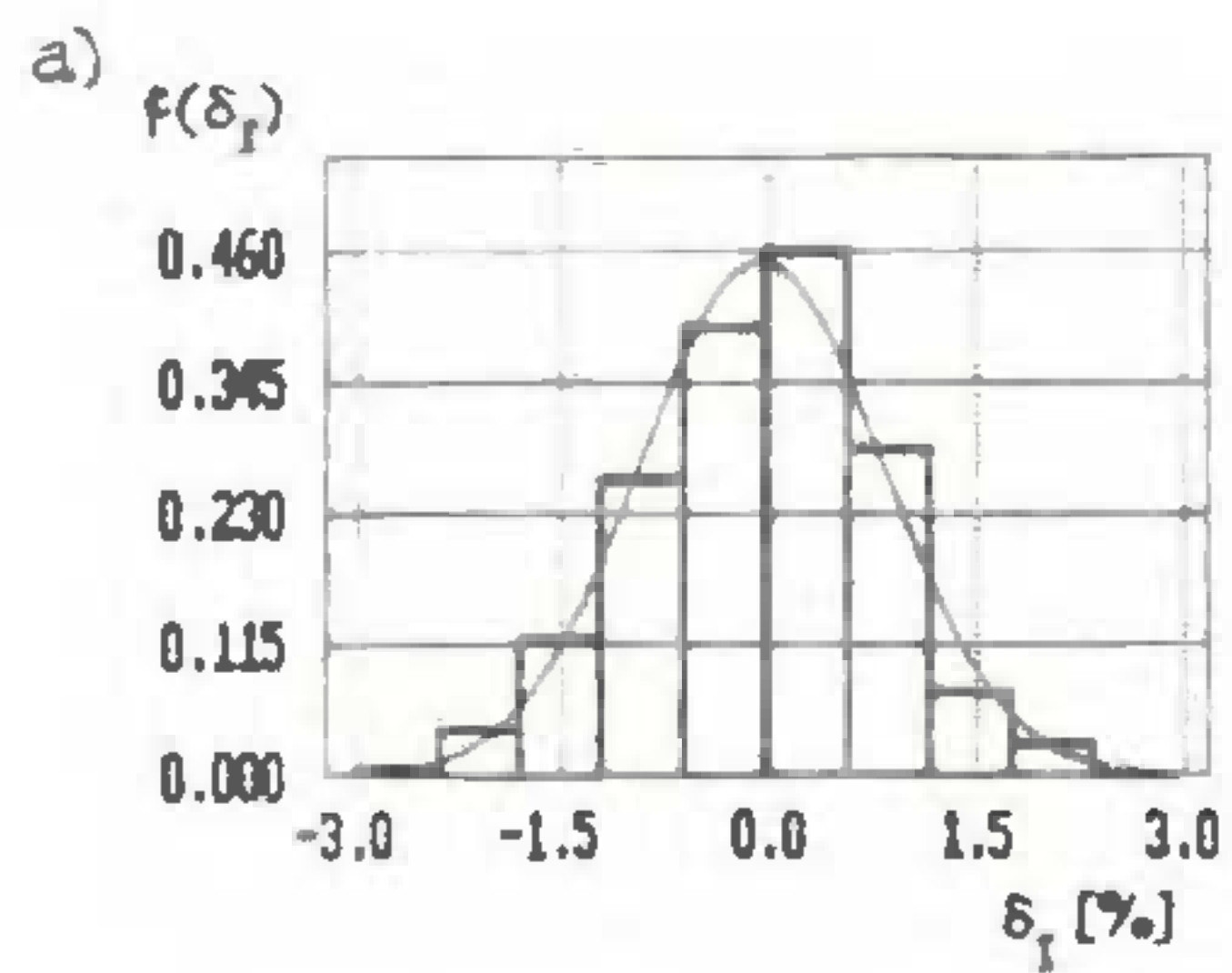
W rezultacie eksperymentu określono postać i oszacowano wartości parametrów rozkładów prawdopodobieństwa błędów względnych obliczeń sieci rozdzielczych z wykorzystaniem estymacji wektora stanu sieci.

Wyniki badań symulacyjnych przedstawiono graficznie w postaci histogramów zaobserwowanych wartości błędów (rys. 6.1 i 6.2). Na tych samych rysunkach pokazano wykresy funkcji gęstości rozkładów teoretycznych, dobranych do odwzorowania danych eksperymentalnych.

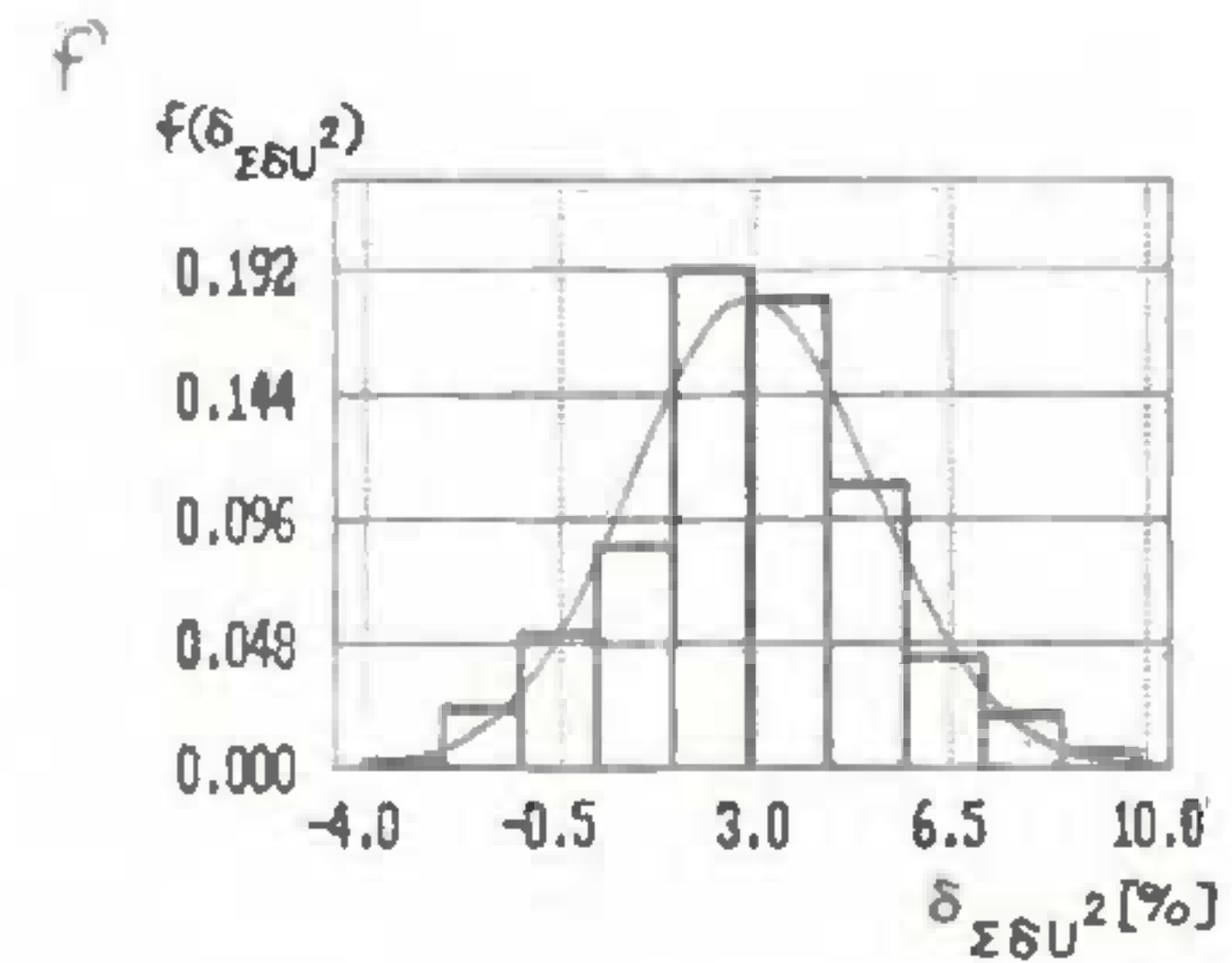
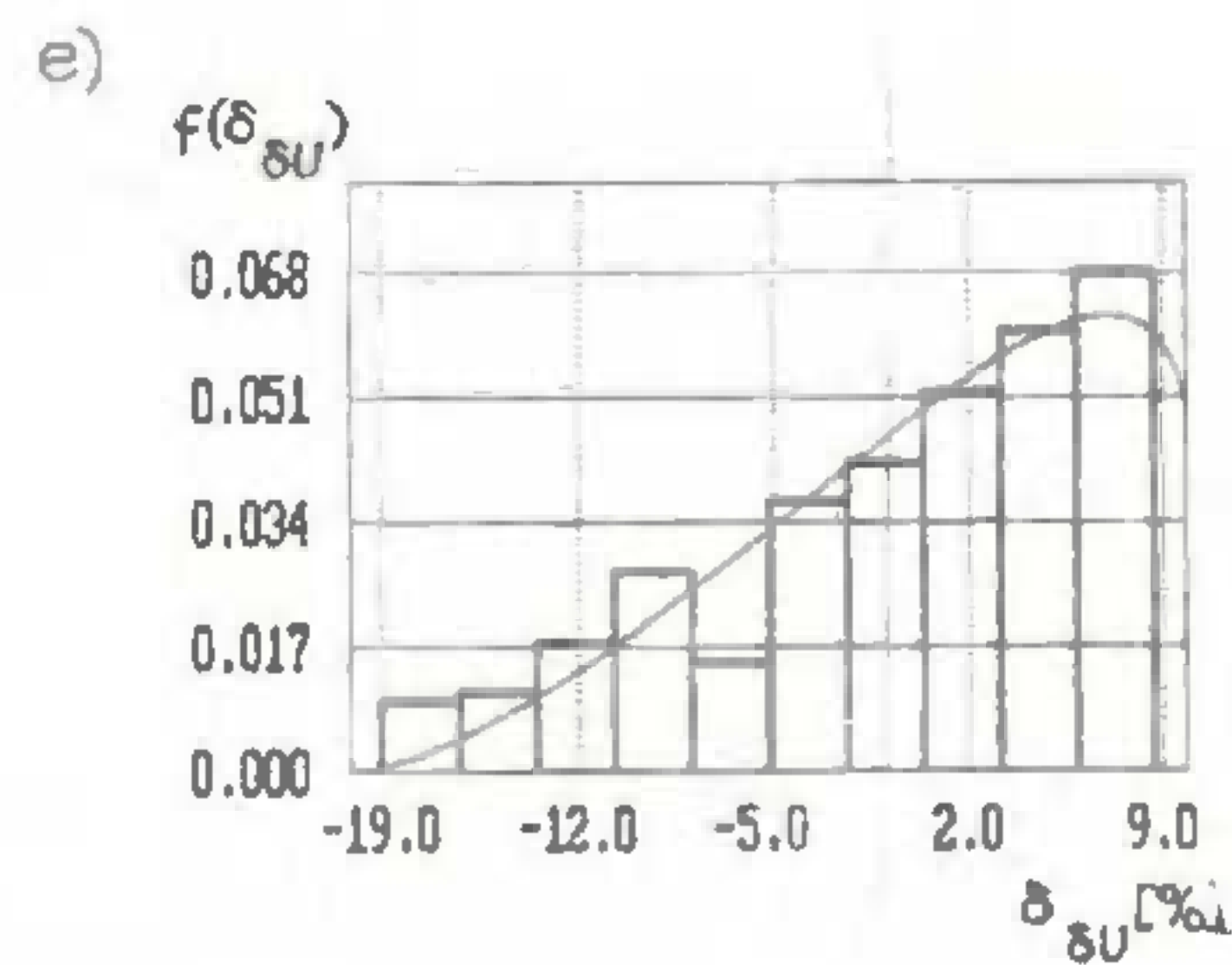
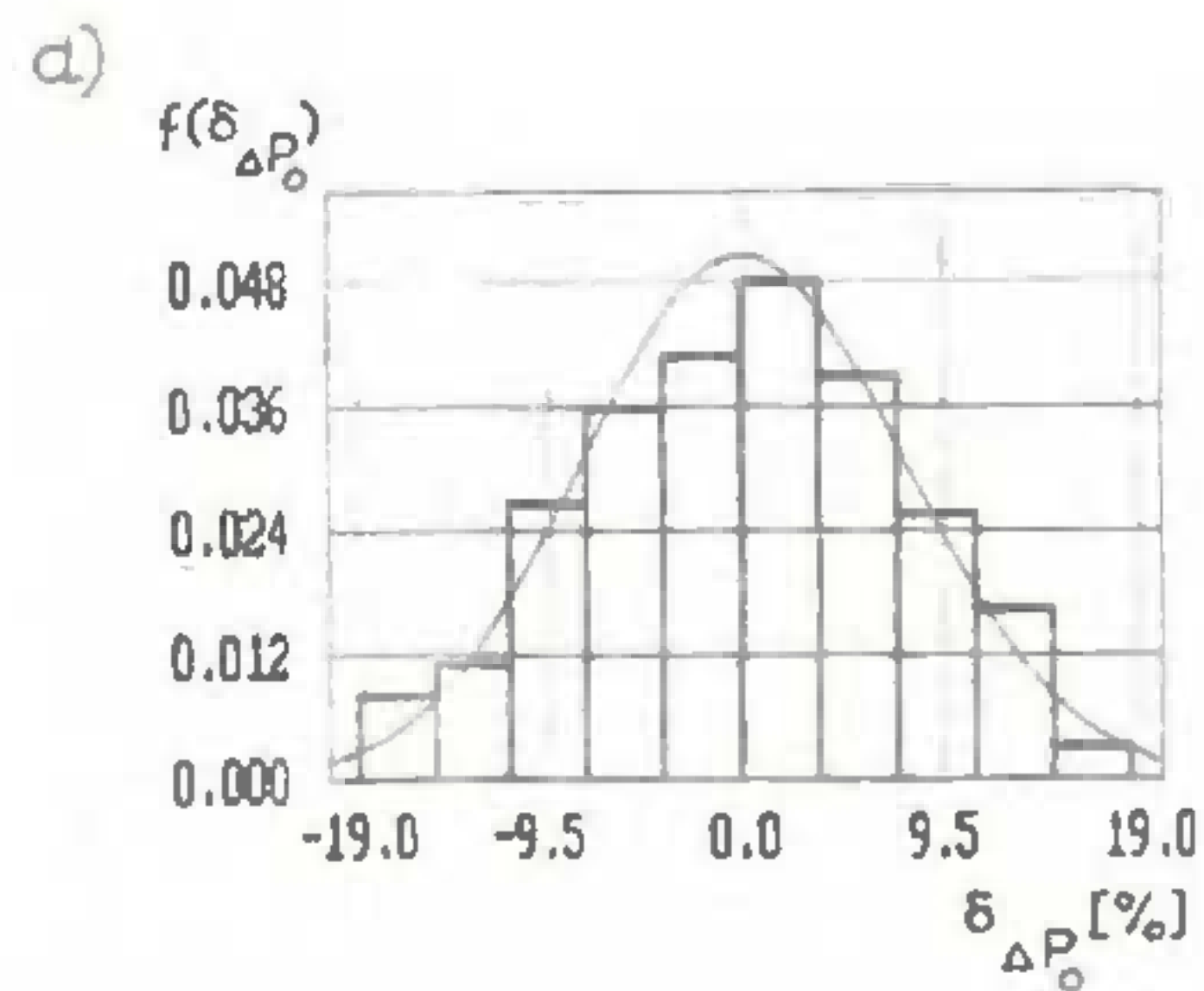
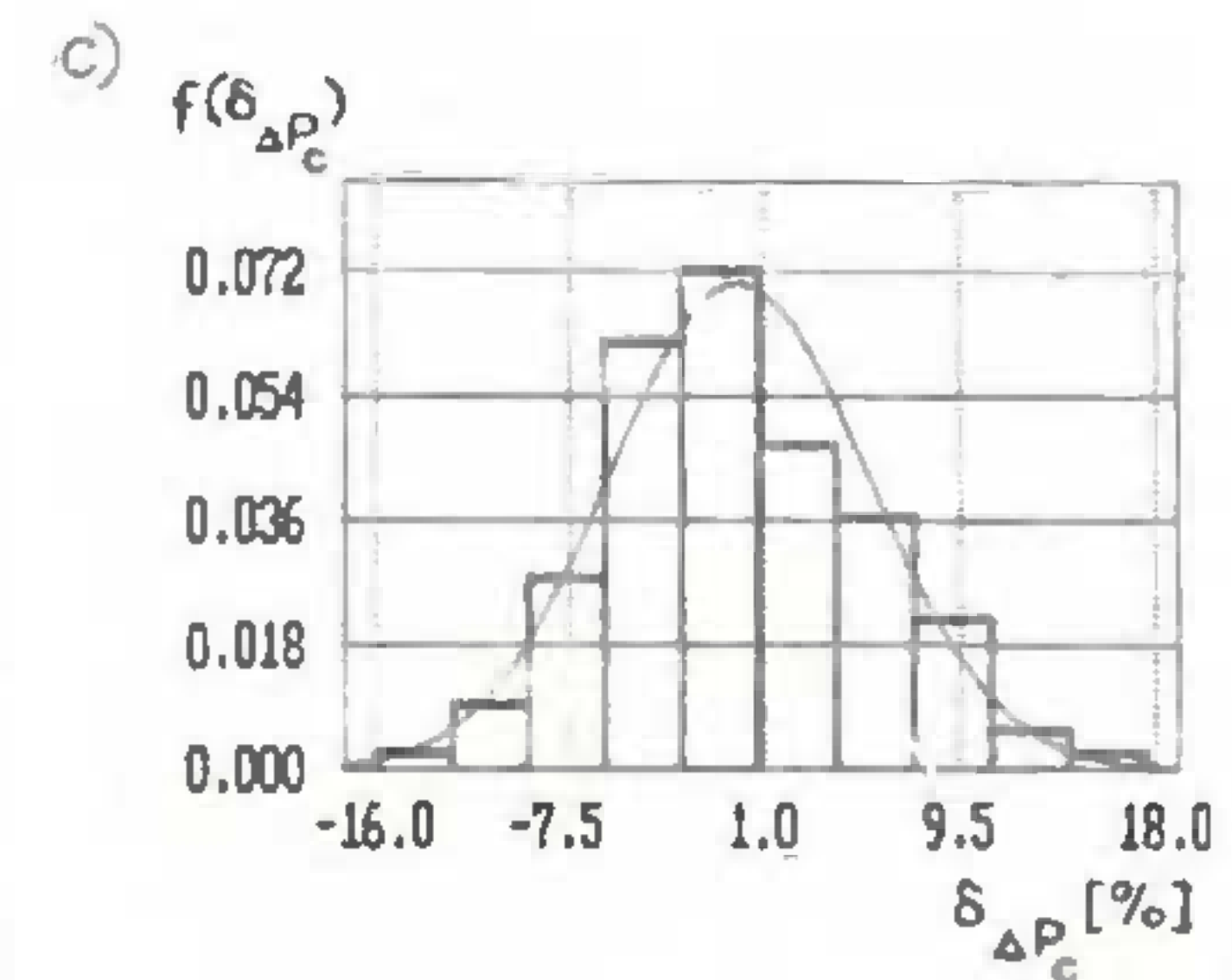
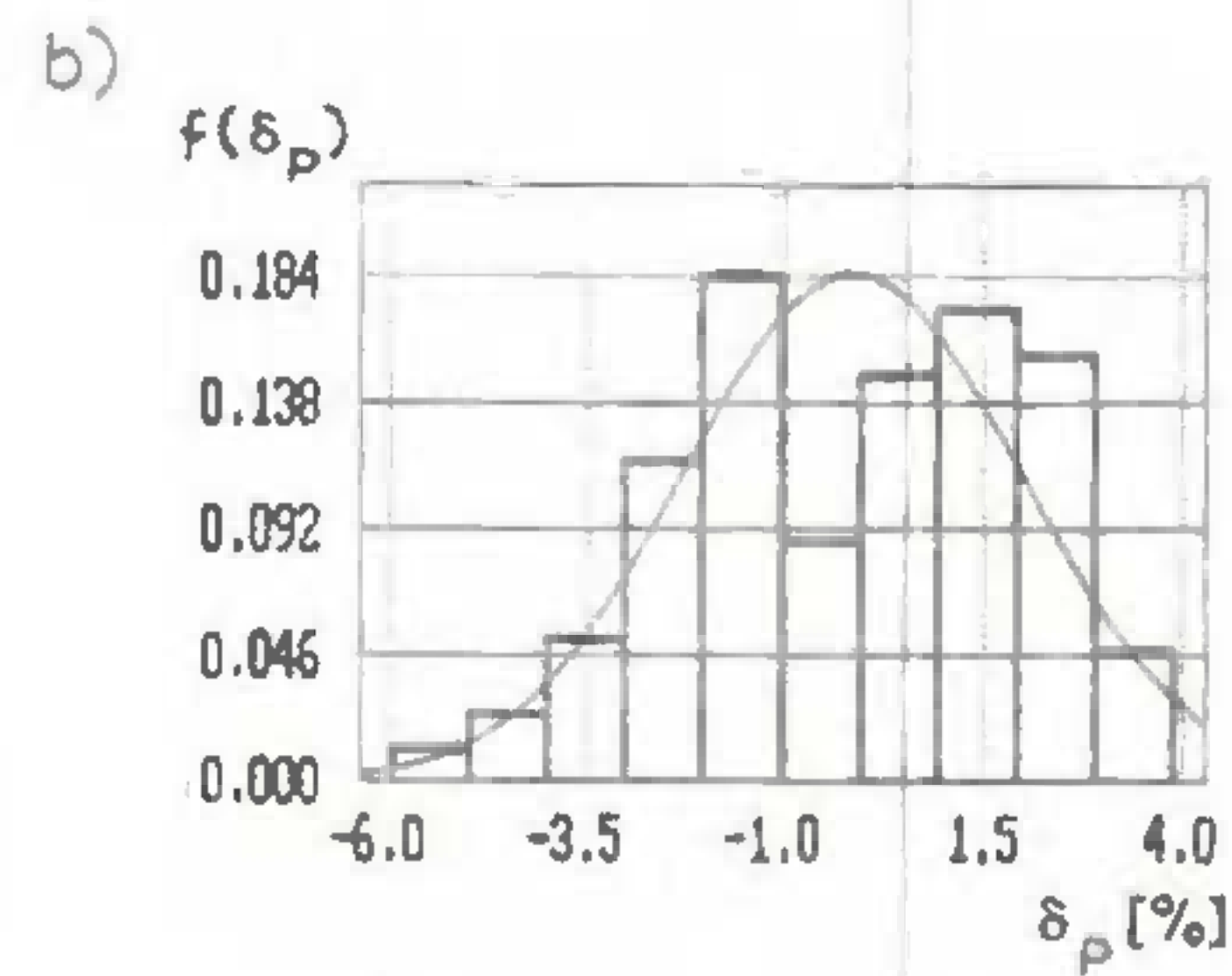
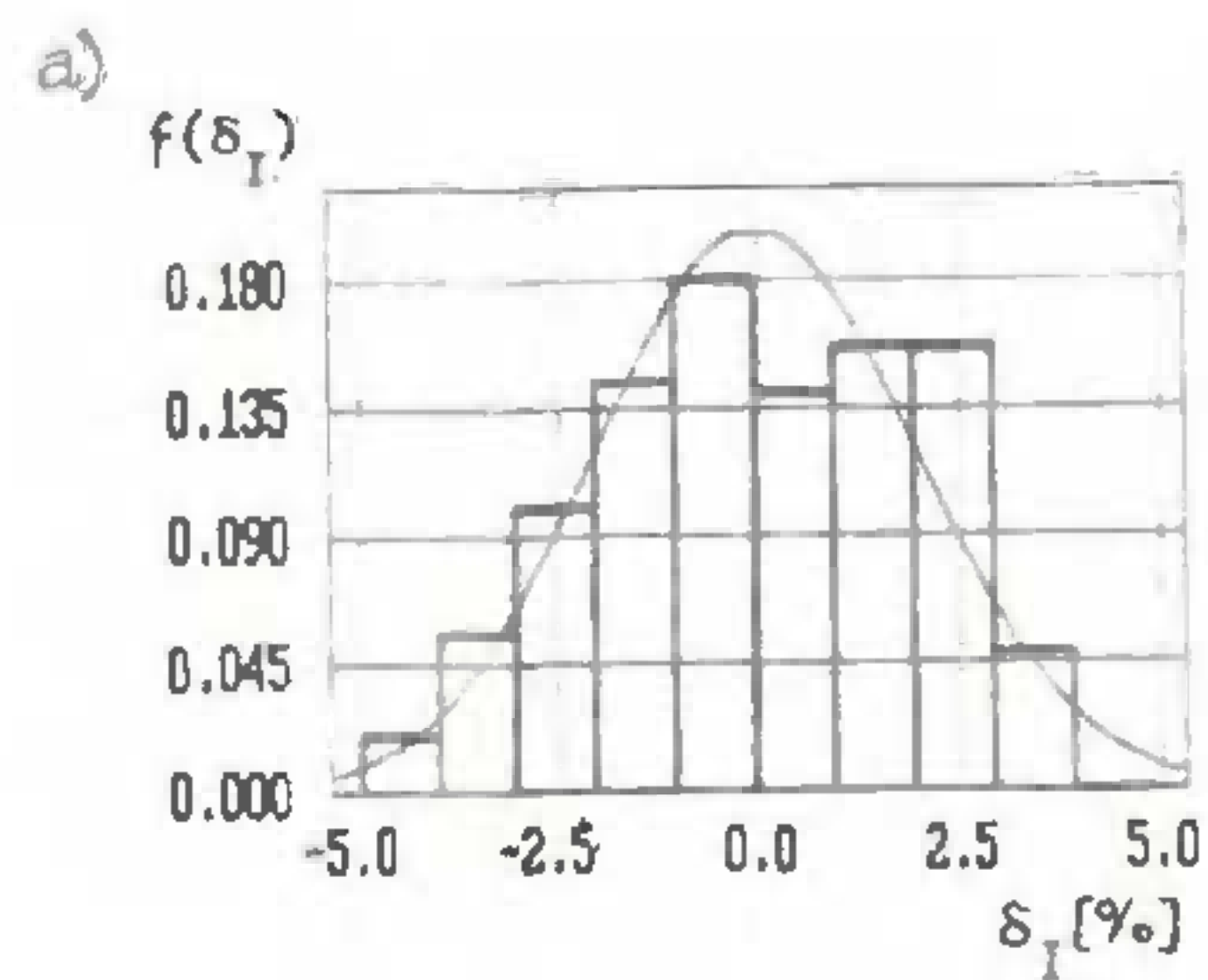
W tabeli 6.1 przedstawiono oszacowanie parametrów oraz wyniki testów zgodności z rozkładem normalnym rozkładów błędów względnych popełnianych przy obliczaniu badanych wielkości z wykorzystaniem estymacji statycznej wektora stanu. Wyniki testów zgodności wykazują, że rozkłady te mogą być z dużą zgodnością aproksymowane rozkładami normalnymi. Jedynie w przypadku dwóch linii (L 39 i L 93), z których zasilane są tylko po dwie stacje, nie ma podstaw do przyjęcia hipotezy, że rozkłady te są normalne. Za pomocą testów: jednorodności średniej i istotności wartości oczekiwanej [108, 115] zweryfikowano na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ hipotezę, że wszystkie wartości średnie pochodzą z prób należących do populacji mających taką samą wartość oczekiwaną i mogą być przyjęte jako równe zero. Wyniki testu jednorodności wariancji [67] nie dają podstaw do przyjęcia na poziomie istotności $\alpha \geq 0,001$ hipotezy, że oszacowania wariancji pochodzą z próbek z populacji mających taką samą wariancję.

W tabeli 6.2 przedstawiono ilorazy odchyłeń standardowych błędów względnych popełnianych przy obliczaniu badanych wielkości bez uwzględnienia i z uwzględnieniem estymacji statycznej wektora stanu.

W tabeli 6.3 przedstawiono takie same dane dla odchyłeń napięć w wybranych węzłach oraz sumy kwadratów odchyłeń napięć w węzłach – punktach odbioru.



Rys. 6.1. Histogramy i funkcje rozkładów prawdopodobieństwa błędów względnych popełnianych przy obliczeniach: a) modułu prądu wpływającego do sieci, b) mocy czynnej wpływającej do sieci, c) całkowitych strat mocy czynnej w sieci, d) obciążeniowych strat mocy czynnej w sieci, e) dobowej energii czynnej wpływającej do sieci, f) dobowych strat energii czynnej w sieci



Rys. 6.2. Histogramy i funkcje rozkładów prawdopodobieństwa błędów względnych popełnianych przy obliczeniach: a) modułu prądu wpływającego do linii L1, b) mocy czynnej wpływającej do linii L1, c) całkowitych strat mocy czynnej we fragmencie sieci zasilanym z linii L1, d) obciążeniowych strat mocy czynnej we fragmencie sieci zasilanym z linii L1, e) odchyłań napięcia w węzle PS 428, f) sumy kwadratów odchyłań napięć na szynach nn transformatorów SN/nn

Tabela 6.1.

Oszacowania parametrów oraz wyniki testów zgodności z rozkładem normalnym rozkładów błędów względnych, popełnianych przy obliczaniu badanych wielkości z zastosowaniem estymacji wektora stanu sieci

Wielkość wyjściowa	Parametry rozkładu i wartość krytyczna poziomu istotności	Obiekt badany								
		Transformator TR 1	Linia L 1	Linia L 11	Linia L 29	Linia L 39	Linia L 40	Linia L 60	Linia L 77	Linia L 93
I	m	0,03	0,01	0,01	-0,80	0,05	0,02	0,02	0,07	0,08
	δ	0,88	2,01	1,04	3,21	0,52	0,92	3,77	3,72	0,54
	α	0,99	0,31	0,07	0,05	0	0,22	0,35	0,30	0
P	m	0,02	0,09	0,02	-0,09	0,09	0,15	0,01	-0,02	0,02
	δ	0,86	2,15	0,80	3,27	0,50	0,95	3,64	3,71	0,52
	α	0,99	0,06	0,09	0,08	0	0,25	0,34	0,31	0
Q	m	0,12	0,03	0,01	-0,03	0,04	0,07	0,10	0,17	0,06
	δ	3,41	3,52	2,49	5,83	2,62	2,24	5,77	5,23	0,88
	α	0,41	0,19	0,09	1,0	0	0,99	0,06	0,99	0
ΔP	m	0,02	0,07	0,04	0,04	-0,01	0,03	0,03	-0,05	0,04
	δ	2,16	5,66	3,31	4,68	4,59	3,16	5,60	5,24	4,13
	α	0,99	0,99	0,16	0,99	0	0,99	1,0	1,0	0
ΔPL	m	0,05	0,12	0,94	0,44	0	0,02	0,02	-0,05	0,08
	δ	5,11	13,19	10,37	14,65	0	11,07	8,76	16,52	1,07
	α	0,99	0,99	1,0	0,06	-	0,99	0,99	0,13	0
ΔPT	m	0,15	0,08	0,06	-0,22	-0,01	0,04	0,04	-0,05	0,02
	δ	1,61	3,67	3,36	4,24	4,59	3,12	5,46	4,65	5,41
	α	0,99	1,0	0,34	0,99	0	0,38	0,36	1	0
A	m	0,03	0,03	0,08	0,02	0,05	0,02	0,08	0,01	0,02
	δ	1,26	3,20	2,55	3,17	0,48	3,11	4,39	5,40	0,05
	α	1,0	0,51	0,06	0,17	0	0,99	0,17	1,0	0
ΔA	m	0,01	0,06	0,09	-0,03	-0,46	0,03	0,02	-0,02	0,02
	δ	1,76	3,67	3,76	3,87	3,43	4,74	4,96	5,29	2,76
	α	0,99	0,99	0,06	0,49	0	0,11	1,0	0,99	0

Tabela 6.2.

Ilorazy odchyleń standardowych błędów względnych popełnianych przy obliczaniu badanych wielkości bez uwzględnienia i z uwzględnieniem estymacji wektora stanu sieci

Wielkość wyjściowa	Objekt badany								
	Transformator TR 1	Linia L 1	Linia L 11	Linia L 29	Linia L 39	Linia L 40	Linia L 60	Linia L 77	Linia L 93
	σ_1/σ_2								
I	8,4	10,6	12,9	8,4	77,6	14,7	3,1	6,2	67,1
P	8,5	9,8	16,5	8,3	77,9	14,1	3,2	5,2	68,4
Q	5,6	6,6	6,4	3,8	28,2	6,8	2,9	3,9	44,6
ΔP	4,0	3,7	5,8	5,8	12,0	4,8	3,1	3,6	11,9
ΔPL	3,0	3,5	3,3	3,9	∞	3,4	3,3	3,6	65,9
ΔPT	4,0	5,2	4,1	5,9	9,4	3,8	2,7	3,3	7,6
A	6,7	6,1	5,4	8,1	81,0	4,6	3,7	3,5	711,4
ΔA	4,4	3,1	4,3	3,7	15,4	3,0	3,1	3,0	12,2

Tabela 6.3.

Oszacowanie parametrów i wyniki testów zgodności z rozkładem normalnym rozkładów błędów względnych popełnianych przy obliczaniu odchylen napięć w węzłach – punktach odbioru z zastosowaniem estymacji wektora stanu sieci

Obiekt badany	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Wartość krytyczna poziomu istotności	Iloraz odchylen standardowych bez uwzględnienia i z uwzględnieniem estymacji wektora stanu
	m	σ	α	σ_1/σ_2
PS 149	1,3	4,2	0,02	2,0
PS 25A	0,7	9,9	0,17	2,2
PS 268	0,9	8,5	0,06	1,4
PS 288	-12,7	13,7	0,01	2,0
PS 428	-0,4	7,2	0,01	1,4
PS 437	-0,1	10,6	0,99	2,2
PS 64	-6,8	5,1	0	1,5
$\Sigma \delta U^2$	3,0	2,2	0,99	2,0

W większości przypadków (6 stacji) można na poziomie istotności $\alpha \geq 0,01$ przyjąć hipotezę, że rozkłady błędów względnych odchyłeń napięć w węzłach są dobrze aproksymowane rozkładami normalnymi. Testy jednorodności wartości średnich i wariancji dały wyniki negatywne.

Rozkład błędu względnego sumy kwadratów odchyłeń napięć w węzłach – punktach odbioru jest bardzo dobrze aproksymowany rozkładem normalnym.

Porównanie odchyłeń standardowych błędów względnych, popełnianych przy obliczaniu badanych wielkości wyjściowych, bez uwzględnienia i z uwzględnieniem estymacji wektora stanu sieci wskazuje na to, że zaproponowana metoda estymacji statycznej wektora stanu jest bardzo efektywna. Uzyskano znaczne (od kilku do kilkudziesięciu razy) zmniejszenie odchyłeń standardowych błędów obliczeń (tabela 6.2).

Wyniki eksperymentu symulacyjnego dowodzą, że zastosowanie do analizy sieci rozdzielczych zaproponowanej metody estymacji wektora stanu umożliwia, nawet w wypadku dużej niepewności danych o obciążeniach w węzłach – punktach odbioru, wyznaczenie stanów pracy tych sieci z wystarczającą dla praktyki dokładnością (tabela 6.1).

6.2. Estymacja dynamiczna

W celu praktycznego zweryfikowania przydatności w obliczeniach sieciowych metody estymacji dynamicznej wektora stanu, zaproponowanej w punkcie 5.3 pracy, zaprojektowano i wykonano odpowiedni eksperyment obliczeniowo-pomiarowy. W badanym fragmencie elektroenergetycznej sieci rozdzielczej Białegostoku (załącznik) dokonano jednoczesnej rejestracji przebiegów dobowych: mocy czynnej i biernej, przepływającej przez transformator 110/15 kV zasilający sieć, modułów prądów wpływających do linii 15 kV, mocy czynnych odbieranych w dwudziestu wybranych stacjach SN/nn oraz modułu napięcia na szynach 15 kV. Dane te posłużyły do wykonania obliczeń i weryfikacji metody estymacji dynamicznej wektora stanu sieci.

Obliczenia

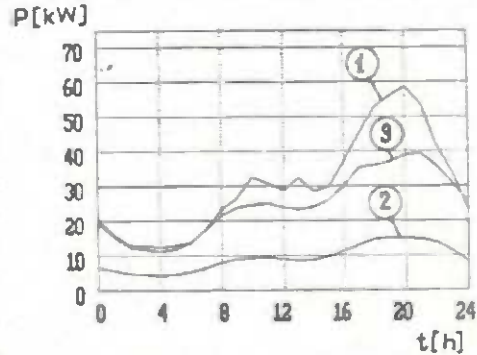
Obliczenia wykonano dla kroku prognozy równego godzinie. Założono, iż w każdej godzinie k dostępne są telepomiarów następujących wielkości:

- moduł napięcia w węzle – punkcie zasilania,
- – duży prądów wpływających do poszczególnych linii SN,
– – pływ mocy czynnej przez transformator zasilający sieć,
– – pływ mocy biernej przez transformator zasilający sieć.

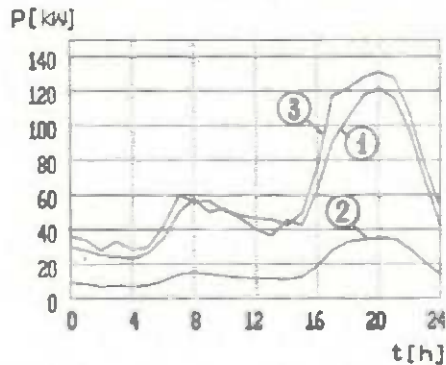
Składowe P_w (moce czynne odbierane w węzłach – punktach odbioru) wektora obserwacji z (5.18) obliczane są dla każdej godziny k na podstawie typowych grafików obciążeń przyporządkowanych każdemu węzłowi oraz na podstawie wstępnego, dyspozytorskiego, oszacowania mocy szczytowych w tych węzłach.

Wykorzystując tak zdefiniowany wektor obserwacji obliczono, zgodnie z zależnościami (5.85) ÷ (5.90), 24 wartości wektora stanu dla kolejnych godzin doby. Otrzymano w ten sposób prognozowane z jednogodzinnym wyprzedzeniem estymaty dobowych przebiegów obciążeń w węzłach – punktach odbioru. Przykładowe wyniki przedstawiono na rysunkach 6.3 i 6.4. Na każdym rysunku pokazano trzy wykresy: zmierzony przebieg obciążenia dobowego, przebieg wynikający z typowego grafiku i oszacowania przez dyspozytora oraz przebieg otrzymany w wyniku estymacji dynamicznej wektora stanu.

W celu zweryfikowania zaproponowanej metody estymacji dynamicznej wektora stanu sieci porównano – dla wybranych 20 stacji – wartości względnych odchyłań średniokwadratowych (5.10) między przebiegami rzeczywistymi obciążeń a przebiegami wynikającymi z typowych grafików obciążeń i oszacowania przez dyspozytorów oraz przebiegami otrzymanymi w wyniku obliczeń estymacyjnych. Wyniki obliczeń zamieszczono w tabeli 6.4.



Rys. 6.3. Wyniki estymacji dynamicznej obciążenia w stacji PS 1195: 1 – zmierzony przebieg obciążenia, 2 – przebieg wynikający z typowego grafiku i oszacowania przez dyspozytora, 3 – przebieg otrzymany w wyniku estymacji dynamicznej wektora stanu



Rys. 6.4. Wyniki estymacji dynamicznej obciążenia w stacji PS 377: 1 – zmierzony przebieg obciążenia, 2 – przebieg wynikający z typowego grafiku i oszacowania przez dyspozytora, 3 – przebieg otrzymany w wyniku estymacji dynamicznej wektora stanu

Tabela 6.4.

Wartości względne odchylen średniokwadratowych między przebiegami rzeczywistymi obciążen a przebiegami wynikającymi z typowych grafików obciążen i oszacowania przez dyspozytorów oraz przebiegami otrzymanymi w wyniku estymacji dynamicznej wektora stanu

Lp.	Nazwa stacji	Względne odchylenie średniokwadratowe	
		przed estymacją η_1	po estymacji η_2
1.	PS 437	0,66	0,04
2.	PS 234	0,33	0,36
3.	PS 170	0,30	0,38
4.	PS 1243	0,56	0,39
5.	PS 651	0,40	0,28
6.	PS 485	0,89	0,50
7.	PS 1195	0,78	0,20
8.	PS 1326	0,88	0,60
9.	PS 268	0,47	0,41
10.	PS 550	0,75	0,30
11.	PS 67	0,59	0,33
12.	PS 629	0,70	0,13
13.	PS 25	0,44	0,30
14.	PS 1237	0,92	0,25
15.	PS 746	0,89	0,14
16.	PS 261	0,79	0,43
17.	PS 288	0,69	0,14
18.	PS 471	0,50	0,34
19.	PS 377	0,81	0,10
20.	PS 315	0,78	0,26
Suma odchylen		13,14	6,18

Wyniki eksperymentu wskazują na skuteczność opracowanej metody estymacji dynamicznej wektora stanu sieci rozdzielczej. W badanej próbie uzyskano dwukrotne zmniejszenie sumy względnych odchylen średniokwadratowych w stosunku do pierwotnie założonych grafików. W większości kontrolowanych węzłów wartości odchylen uległy widocznemu zmniejszeniu. Tylko w dwóch węzłach (PS-234 i PS-170) wartość odchylenia nieznacznie się zwiększyła. Należy zaznaczyć, że wyniki te uzyskano przy założeniu bardzo ograniczonego zestawu telepomiarów. Każde uzupełnienie wektora obserwacji o dodatkowy pomiar będzie polepszało jakość wyników.

Znajomość stanu pracy sieci jest podstawą do wyznaczenia optymalnego sterowania pracą sieci. Optymalizację eksploatacyjną w zakresie strat mocy i energii oraz poziomów napięć realizuje się w sieciach średniego napięcia, głównie poprzez odpowiednią lokalizację punktów rozcięć w liniach oraz regulację napięć za pomocą transformatorów WN/SN i SN/nn [22, 27, 46, 62, 104]. Najbardziej znane algorytmy optymalizacji rozcięć w sieci i regulacji napięć opisane w pracy [55] opierają się na znajomości obciążeń w węzłach – punktach odbioru. Jak wykazano w rozdziale 4, stosowanie ich nie miało dotychczas praktycznego uzasadnienia z powodu małej wiarygodności danych o obciążeniach. Wykorzystanie metod estymacji, opracowanych w rozprawie, umożliwi wyznaczenie z zadowalającą dokładnością wektora stanu sieci, który jest podstawą do obliczeń optymalizacyjnych.

7. PROGRAMY DO ESTYMACJI STANÓW PRACY SIECI ROZDZIELCZYCH

W ramach prac nad metodami estymacji stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych przygotowano kilkanaście programów komputerowych do analizy numerycznej danych eksperymentalnych oraz do obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Obliczenia wykonano na komputerze typu IBM PC/386. Większość programów napisano w języku Turbo Pascal [66].

Omówienie poszczególnych programów

1. Program DIGIT.EXE służy do zamiany danych z postaci graficznej (wykresy wykonane przez rejestratory samopiszące na taśmie papierowej) na postać liczb rzeczywistych o wartościach odpowiadających przeprowadzonym pomiarom. Dokonuje się tej zamiany wykorzystując digitizer KD 4080. Przetworzone w ten sposób dane są zapisywane do bazy danych na nośniku magnetycznym.
2. Program VIEW.EXE pozwala na graficzne przedstawienie wyników pomiarów na ekranie monitora lub na drukarce.
3. Program STAT.EXE umożliwia wykonanie wielu obliczeń statystycznych oraz weryfikację hipotez statystycznych. Wyniki wyprowadzane są w postaci tekstowej i graficznej.
4. Program TSA.EXE umożliwia wykonanie obliczeń związanych z analizą numeryczną szeregów czasowych. Wyniki wyprowadzane są w postaci tekstowej i graficznej.
5. Program KLASY.EXE jest praktyczną realizacją algorytmu podziału odbiorców na klasy według dobowych przebiegów obciążeń (punkt 5.2).

6. Program TGO.EXE jest praktyczną realizacją algorytmu konstrukcji typowych grafików obciążeń dla poszczególnych klas (punkt 5.2).
7. Program ELCAD.EXE wykorzystuje pakiet programów OrCAD, do którego zaprojektowano własne biblioteki elementów odwzorowujących urządzenia występujące w sieciach rozdzielczych. Program umożliwia graficzne odwzorowanie urządzeń i konfiguracji sieci. Dane z postaci graficznej są następnie przetwarzane w graf uporządkowany topologicznie, który jest podstawą do pracy wszystkich algorytmów obliczeń sieciowych.
8. Program OBL-SIEC.EXE umożliwia wykonanie następujących podstawowych obliczeń sieciowych: obliczanie rozptyłów prądów i mocy, obliczanie napięć, obliczanie strat mocy i energii.
9. Program EXP-SIEC.EXE jest praktyczną realizacją algorytmu badań istotności wpływu czynników badanych na wyniki obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych (punkt 4.3).
10. Program SYM-SIEC.EXE umożliwia wykonanie obliczeń symulacyjnych w celu zbadania wpływu niedokładności w określaniu mocy szczytowych w węzłach – punktach odbioru na wyniki obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Jest praktyczną realizacją algorytmu opisanego w punkcie 4.4.
11. Program EST-SIEC.EXE, napisany w języku Turbo C, jest praktyczną realizacją algorytmu estymacji statycznej wektora stanu elektroenergetycznej sieci rozdzielczej (punkt 5.2.2). Czas obliczeń jednej iteracji na komputerze typu IBM PC/386 wynosi dla danej sieci (65 węzłów – punktów odbioru) około 12 s.
12. Program DYN-SIEC.EXE, napisany w języku Turbo C, jest praktyczną realizacją algorytmu estymacji dynamicznej wektora stanu elektroenergetycznej sieci rozdzielczej (punkt 5.3.2). Czas obliczeń jednej iteracji wynosi około 20 s.

Opracowane na podstawie podanych w rozprawie algorytmów programy obliczeniowe umożliwiają statyczną i dynamiczną estymację ustalonych stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych w czasie rzeczywistym. Krótkie czasy obliczeń (rzędu kilkudziesięciu sekund) umożliwiają wykorzystanie rezultatów obliczeń do sterowania pracą sieci w trybie nadążnym.

8. WNIOSKI

Na podstawie przeprowadzonych w rozprawie badań sformułowano następujące wnioski ogólne.

1. Zastosowanie teorii estymacji umożliwia ocenę w czasie rzeczywistym, z wystarczającą w praktyce dokładnością, stanu pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych na podstawie niepełnej informacji pierwotnej o obciążeniach i odbiorcach oraz na podstawie statystycznej kompensacji deficytu telepomiarów. Tym samym teza pracy została udowodniona.
2. Najbardziej istotnym czynnikiem, wpływającym na jakość obliczeń sieci rozdzielczych, jest prawidłowe określenie mocy czynnych odbieranych w węzłach – punktach odbioru.
3. Występujące w praktyce duże błędy w określaniu obciążeń w węzłach – punktach odbioru powodują, że brak obecnie uzasadnienia stosowania większości znanych metod optymalizacji stanów pracy sieci.
4. Wyniki pomiarów i analizy dobowych wykresów obciążeń stacji SN/nn w miejskiej sieci rozdzielczej wskazują na możliwość grupowania węzłów – punktów odbioru w charakterystyczne klasy o podobnych wykresach obciążeń, w zależności od struktury odbiorców zasilanych z tych węzłów.
5. Model zmienności dobowej obciążeń w węzłach – punktach odbioru sieci rozdzielczej można przedstawić w postaci sumy składowej okresowej, opisywanej za pomocą skończonego szeregu Fouriera i składowej losowej, opisywanej za pomocą równania autoregresji.
6. Na obecnym etapie rozwoju krajowych sieci rozdzielczych prawidłowe rozwiązanie problemów optymalizacyjnych bazować musi na metodach probabilistyczno-statystycznych i teorii procesów stochastycznych.

7. Wyniki eksperymentów – symulacyjnego i pomiarowego – potwierdziły dużą efektywność zaproponowanych metod estymacji statycznej i dynamicznej wektora stanu sieci.
8. Zastosowanie opracowanych algorytmów i programów we wspomaganych komputerowo systemach prowadzenia ruchu sieci w rejonowych i zakładowych dyspozycjach ruchu pozwoli na lepszą identyfikację stanów pracy sieci, poprawę efektywności sterowania pracą sieci, a tym samym na polepszenie jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom.

Za osiągnięcia oryginalne, poszerzające wiedzę o pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych w warunkach niepewności, autor uważa:

- opracowanie struktury informacyjnej systemu sterowania w czasie rzeczywistym pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych,
- zastosowanie i adaptację teorii planowania eksperymentu do warunków elektroenergetycznych sieci rozdzielczych w celu budowy i weryfikacji doświadczalnej jakościowego modelu sieci,
- opracowanie metody podziału odbiorców na klasy charakterystyczne i konstruowania typowych grafików obciążeń dla tych klas,
- opis własności stochastycznych zmienności obciążeń w węzłach – punktach odbioru sieci rozdzielczych,
- zastosowanie i adaptację teorii estymacji do warunków elektroenergetycznych sieci rozdzielczych,
- zastosowanie i adaptację teorii filtracji Kalmana do warunków elektroenergetycznych sieci rozdzielczych,
- numeryczne rozwiązanie wyprowadzonych równań estymatorów wektora stanu sieci dla przypadku statycznego i dynamicznego,
- wykazanie efektywności zastosowań metod probabilistyczno-statystycznych w zadaniach analizy i sterowania pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych.

Zdaniem autora osiągnięty został podstawowy cel pracy, tzn. zostały opracowane podstawy teoretyczne systemu wyznaczania stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. System ten może być podstawą sterowania pracą sieci rozdzielczych w czasie rzeczywistym. Opracowane programy komputerowe mogą już dziś być wykorzystane w zakładowych i rejonowych dyspozycjach ruchu.

LITERATURA

1. **Abu-El-Magd M. A., Sinha N. K.:** Short-Term Load Demand Modeling and Forecasting: A Review. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*. Vol. SMC-12, 1982, No. 3.
2. **Akaike H.:** A New Look at Stochastic Model Identification. *IEEE Transactions on Automatic Control*. Vol. AC-19, 1974, No. 5.
3. **Allan R. N., Leite da Silva A. M., Burchett R. C.:** Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, Vol. PAS-100, 1981, No. 5.
4. **Anderson B. D. O., Moore J. B.:** Filtracja optymalna, WNT, Warszawa 1984.
5. **Arrilaga J., Arnold C. P.:** Computer Modelling of Electrical Power Systems. John Wiley and Sons Ltd., 1983.
6. **Bendat J. S., Piersol A. G.:** Metody analizy i pomiaru sygnałów losowych. PWN, Warszawa 1976.
7. **Bendat J. S., Piersol A. G.:** Příkladnoj analiz slučajnych danych. Mir, Moskva 1989.
8. **Benjamin J. R., Cornell C. A.:** Rachunek prawdopodobieństwa, statystyka matematyczna i teoria decyzji dla inżynierów. WNT, Warszawa 1977.
9. **Bernas S.:** Systemy elektroenergetyczne. WNT, Warszawa 1986.
10. **Bielyj V. N. i in.:** Operativno-informacionnyj kompleks predpriyatija električeskich setej. *Energetika i elektryfikacija*. 1982, № 3.

11. **Bobrowski D.:** Probabilistyka w zastosowaniach technicznych. WNT, Warszawa 1980.
12. **Bogdanov V. A.:** Ocenka kačestva ischodnych dannyh i točnosti rezultatov pri opredelenii režima električeskoj sistemy. Električestvo. 1978, № 6.
13. **Bogdanov V. A.:** Vlijanie ošibok izmerenij i pogrešnosti ekvivalentirovanija na točnost modeli ustanovivšichsja režimov. Izvestija Akademii Nauk SSSR. Energetika i Transport. 1982, № 2.
14. **Bogdanov V. A., Kočkorev V. I.:** Matematičeskaja model operativnogo prognozirovanija aktivnyh nagruzok energosistem. Električeskie Stancii . 1974, № 4.
15. **Bose A., Clements K. A.:** Real – Time Modelling of Power Networks. Proceedings of the IEEE. Vol. 75, 1987, No. 12.
16. **Box G. E. P., Jenkins G. H.:** Analiza szeregów czasowych. Prognozowanie i sterowanie. PWN, Warszawa 1983.
17. **Brandt S.:** Metody statystyczne i obliczeniowe analizy danych. PWN, Warszawa 1974.
18. **Broehl J. H.:** An End – Use Approach to Demand Forecasting. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-100, 1981, No. 1.
19. **Buchta F., Rusek T., Siwy E.:** O wdrożeniach w rejonach energetycznych mikrokomputerowych programów dla potrzeb eksploatacji sieci rozdzielczych. II Sympozjum „Metody matematyczne w elektroenergetyce”. Zakopane 1988.
20. **Budzko I. A., Levin M. S.:** Osobennosti optimizacionnyh zadač energetyki i metodov ich rešenija. Električestvo. 1981, № 3.
21. **Bunn D. W., Farmer E. D.:** Comparative Models for Electrical Load Forecasting. John Wiley and Sons Ltd., 1985.

22. Burkhard T., Roos E.: Optimale Lage der Trennstellen in einem Mittelspannungsnetz. *Elektrizitätswirtschaft*. 1983, Nr 13.
23. Castro C. H., Bunch J. B., Topka T. M.: Generalized Algorithms for Distribution Feeder Deployment and Sectionalizing. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-99, 1980, No. 2.
24. Cennik nr 7 – Z/84. *Energia elektryczna SWW 0311*. Warszawa 1984.
25. Charytoniuk W.: Estymacja obciążeń szczytowych wiejskich stacji transformatorowych SN/nn metodą bayesowskiego wnioskowania statystycznego. *Rozprawa doktorska*. Politechnika Warszawska 1991.
26. Chua L. O., Lin P. M.: Komputerowa analiza układów elektronicznych. *Algorytmy i metody obliczeniowe*. WNT, Warszawa 1981.
27. Civanlar S., Grainger J. J.: Forecasting Distribution Feeder Loads: Modeling and Application to Volt/Var Control. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. PWRD-3, 1988, No. 1.
28. Christiaanse W. R.: Short-Term Load Forecasting Using General Exponential Smoothing. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-90, 1971, No. 2.
29. Debs A. S., Larson R. E.: A Dynamic Estimator for Tracking the State of a Power System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-89, 1970, No. 7.
30. *Digital simulation methods*. Edited by M. E. Hartley. England, Peter Peregrinus Ltd., 1975.
31. Dubrov V. A.: Ocenka točnosti opredelenija rasčetnych nagruzok v dejstvujuščich gorodskich električeskich setjach. *Električeskie seti i sistemy*. 1979, № 15.
32. Ekel P. Ja. i in.: Modelirovanie nagruzok uzlov raspredelitelnych setej. *Energetika i elektrifikacija*. 1984, № 3.

33. Fetzer E. E., Anderson P. M.: Observability in the State Estimation of Power System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-94. 1975, No. 6.
34. Findeisen W., Szymanowski J., Wierzbicki A.: Teoria i metody obliczeniowe optymalizacji. PWN, Warszawa 1980.
35. Fokin J. A.: Veroyatnostno-statističeskie metody v rasčetach sistem elektrosnabženija. Energoatomizdat, Moskva 1985.
36. Fortuna Z., Macukow B., Wąsowski J.: Metody numeryczne. WNT, Warszawa 1982.
37. Galiana F. D., Handschin E., Fiechter A. R.: Identification of Stochastic Electric Load Models from Physical Data. IEEE Transactions on Automatic Control. Vol. AC-19, 1974, No. 1.
38. Gamm A. Z. i in.: Ocenivanie sostojanija v elektroenergetike. Nauka, Moskva 1983.
39. Geisler K. L.: Ampere Magnitude Line Measurements for Power System State Estimation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-103. 1984, No. 8.
40. Gellings C. W., Taylor R. W.: Electric Load Curve Synthesis – a Computer Simulation of an Electric Utility Load Shape. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-100, 1981, No. 1.
41. Gertler J., Banyasz C. S.: A Recursive (On-Line) Maximum Likelihood Identification Method. IEEE Transactions on Automatic Control. Vol. AC-19, 1974, No. 6.
42. Gurskij S. K.: Adaptivnoje prognozirovanie vremennyh rjadov v elektroenergetike. Nauka i Technika, Minsk 1983.
43. Gusejnov F. G., Mamedjarov O. S.: Planirovanie eksperimenta v zadáčach elektroenergetiki. Energoatomizdat, Moskva 1988.

44. Hagan M., Klein R.: On-Line Maximum Likelihood Estimation for Load Forecasting. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics. Vol. SMC-8, 1978, No. 9.
45. Handschin E., Schweppe F. C., Kohlas J., Flechter A.: Bad Data Analysis for Power System State Estimation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-94, 1975, No. 2.
46. Horak J., Popczyk J.: Eksploatacja elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. WNT, Warszawa 1985.
47. Idelčik V. I.: Rasčety i optimizacija režimov električeskich setej i sistem. Energoatomizdat, Moskva 1988.
48. Idelčik V. I. i in.: Vlijanie pogrešnostej informacii na rasčety optimalnych režimov. Izvestija Akademii Nauk SSSR. Energetika i Transport. 1982, № 2.
49. Informatyka, sterowanie i zarządzanie w elektroenergetyce. Praca zbiorowa pod red. J. Kozuchowskiego. WNT, Warszawa 1979.
50. Instrukcja dla dysponowania mocą urządzeń przyłączonych do wspólnej sieci elektrycznej przez Zakładową i Rejonową Dyspozycję Ruchu. Warszawa 1986.
51. Irisarri G. D., Widergren S. E., Yehsakul P. D.: On-Line Load Forecasting for Energy Control Center Application. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-101, 1982, No. 1.
52. Johnson N. L., Leone F. C.: Statistics and Experimental Design in Engineering and the Physical Sciences. John Wiley and Sons Ltd., New York 1977.
53. Kazancev V. N., Komlev Ju. M.: Rasčet poter energii v raspredelitelnoj seti pri nepolnoj informacii o eë režime. Električestvo. 1978, № 1.
54. Kujszczyk S.: Informatyzacja zakładów energetycznych. WNT, Warszawa 1990.

55. **Kujarczyk S.:** Nowoczesne metody obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. WNT, Warszawa 1984.
56. **Kujarczyk S., Gryko J., Nazarko J.:** Dobór nastawień regulatorów napięcia transformatorów w sieciach rozdzielczych. *Archiwum Elektrotechniki*. 1984, Nr 3/4.
57. **Kujarczyk S., Mińczuk A.:** Analiza i ocena przydatności i efektywności zastosowania systemów obliczeń inżynierskich w zakresie eksploatacji i rozwoju sieci elektroenergetycznych w zakładach i rejonach energetycznych. Izba Rzecznawców SEP, Warszawa 1988.
58. **Kujarczyk S., Nazarko J.:** Zadania sterowania w czasie rzeczywistym pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. *Energetyka*. 1989, Nr 2.
59. **Kwiatkowski M., Rawa K.:** Badania poboru mocy i energii elektrycznej przez odbiorców w Wielkiej Brytanii. *Energetyka*. 1988, Nr 11.
60. **Larson R. E., Tinney W. F., Peschon J.:** State Estimation in Power Systems. Part I: Theory and Feasibility. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-89, 1970, No. 3.
61. **Launay M.:** Use of Computer Graphics in Data Management Systems for Distribution Network Planning in Electricite De France. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-101, 1982, No. 2.
62. **Lecoq M., Michon R.:** Systemes informatiques d'etudes des reseaux de distribution. E. D. F. Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, Serie B, Reseaux electriques, Materiels electriques. 1988, No. 3.
63. **Lesiński S.:** Niezawodność łączników energoelektrycznych. WNT, Warszawa 1970.
64. **Mańczak K., Naborski Z.:** Komputerowa identyfikacja obiektów dynamicznych. PWN, Warszawa 1983.

65. **Mańczak K.:** Technika planowania eksperymentu. WNT, Warszawa 1976.
66. **Marciniak A.:** Turbo Pascal 5.5. PWN, Warszawa – Poznań 1990.
67. **Mardia K. V., Zemroch P. J.:** Tables of the F – and Related Distributions with Algorithms. Academic Press, London 1978.
68. **Markušević N. S.:** Avtomatizirovannaja sistema dispetčerskogo upravljenja. Energoatomizdat, Moskva 1986.
69. **Markušević N. S.:** Avtomatizirovanoe upravlenie režimami elektrosetej 6 – 20 kV. Energija, Moskva 1980.
70. **Matla R.:** Gospodarka elektroenergetyczna. Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1979.
71. **Meditch J. S.:** Estymacja i sterowanie statystycznie optymalne w układach liniowych. WNT, Warszawa 1975.
72. **Mikrokomputerowe systemy wspomaganie dyżurnych ruchu RDR. Materiały seminarium ZE Łódź Teren. Biała k. Sulejowa 1987.**
73. **Morgan M. G., Talukdar S. N.:** Electric Power Load Management: Some Technical, Economic, Regulatory and Social Issues. Proceedings of the IEEE. Vol. 67, 1979, No. 2.
74. **Nalimow W. W., Czernowa N. A.:** Statystyczne metody planowania doświadczeń eksperymentalnych. WNT, Warszawa 1967.
75. **Nazarko J.:** Sieć rozdzielcza jako obiekt sterowania w komputerowych systemach prowadzenia ruchu. Materiały Konferencyjne. II Sympozjum AGH „Metody matematyczne w elektroenergetyce”. Zakopane 1988.
76. **Nazarko J.:** Strategia lokalizacji odcinkowej uszkodzeń w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych średniego napięcia. Rozprawa doktorska. Politechnika Warszawska, Warszawa 1973.

77. Nazarko J.: Wpływ niepewności informacji wejściowej na wyniki obliczeń eksploatacyjnych elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Materiały Konferencyjne. II Międzynarodowe Sympozjum Politechniki Wrocławskiej „Systemy elektroenergetyczne – eksploatacja i rozwój”. Wrocław 1988.
78. Nazarko J. i in.: Projektowanie stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Sprawozdanie z realizacji zadania badawczego nr 1.1.1.6. CPBP 02.18 „Wybrane zagadnienia poznawcze energetyki”. Etapy I – V, Białystok 1985 – 1990.
79. Nazarko J., Kuźmicki B.: Wpływ odchyżeń napięcia na pobór mocy w węzłach miejskiej sieci rozdzielczej. Materiały Konferencyjne. Konferencja Politechniki Białostockiej „Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej, paliw i materiałów w gospodarce narodowej”. Rajgród 1988.
80. Nazarko J., Mińczuk A.: Probabilistyczna analiza stanów pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Materiały Konferencyjne. II Międzynarodowe Sympozjum Politechniki Wrocławskiej „Systemy elektroenergetyczne – eksploatacja i rozwój”. Wrocław 1988.
81. Nazarko J., Truszkowski A.: Analiza metod projektowania komputerowego roboczych konfiguracji sieci rozdzielczych. Materiały Konferencyjne. Konferencja Politechniki Wrocławskiej „Problemy komputeryzacji projektowania urządzeń elektroenergetycznych”. Wrocław 1986.
82. Nazarko J., Woliński K.: Analiza dostępnej informacji wejściowej w zadaniach operatywnego prognozowania stanów i sterowania pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Biuletyn Postępu Techniczno-Ekonomicznego i BHP w Energetyce. Seria Elektryczna. 1991, Nr 1
83. Nowacki T., Waliszewski J.: Standardowe wyposażenie dyspozycji ruchu, uwzględniające bieżące i perspektywiczne potrzeby energetyki. Biuletyn Postępu Technicznego i BHP w Energetyce. Seria Elektryczna. 1986, Nr 2/3.

84. **Oppenheim A. V., Schafer R. W.:** Cyfrowe przetwarzanie sygnałów. WKiŁ, Warszawa 1979.
85. **Paluch W., Zaczek T.:** System EPO-AWOPd.2. Instrukcja obsługi. Zakłady Energetyczne Okręgu Południowego, Katowice 1978.
86. **Perkowski P.:** Technika symulacji cyfrowej. WNT, Warszawa 1980.
87. **Podręcznik metrologii. Red. P. H. Sydenham.** WKiŁ, Warszawa 1988.
88. **Polański Z.:** Planowanie doświadczeń w technice. PWN, Warszawa 1984.
89. **Popczyk J.:** Perspektywy zastosowań modeli statystyczno-probabilistycznych w eksploatacji sieci rozdzielczych. Materiały Konferencyjne. Konferencja „Metody matematyczne w elektroenergetyce”. Zakopane 1983.
90. **Popczyk J., Trybus A.:** O potrzebach i możliwościach komputeryzacji prowadzenia ruchu w zakładach energetycznych. Biuletyn Postępu Techniczno-Ekonomicznego i BHP w Energetyce. Seria Elektryczna 1986, Nr 2/3.
91. **Prachovník A. V. i in.:** Informacionnoe obespečenie sistemy učeta, kontrola i upravlenija elektropotrebleniem. Energetika i elektrifikacija. 1984, № 1.
92. **Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems. Proceedings of the First International Symposium. Toronto, Canada, 11 – 13 July 1986.** Program Press 1987.
93. **Projektoznawstwo. Praca zbiorowa pod red. W. Gasparskiego.** WNT, Warszawa 1988.
94. **Przepisy eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych.** WNT, Warszawa 1988.

95. Schweppe F. C.: Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-89, 1970, No. 1.
96. Schweppe F. C.: Układy dynamiczne w warunkach losowych. WNT, Warszawa 1978.
97. Schweppe F. C., Rom D. B.: Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-89, 1970, No. 1.
98. Schweppe F. C., Wildes J.: Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-89, 1970, No. 1.
99. Shumway R. H.: Applied Statistical Time Serie Analysis. Prentice-Hall International, Inc., 1988.
100. Singh G., Biswas K. K., Mahalanabis A. K.: Load Modelling for Real Time Monitoring of Power Systems. IEEE Transactions Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-96, 1977, No. 6.
101. Sobieszcański S.: Informatyczny system obliczeń sieci śn i nn ORS. Energetyka. 1989, Nr 3.
102. Sokolov V. K., Serova G. A.: Cennost informacii v avtomatizirovannyh sistemach upravlenija. Izvestija Akademii Nauk SSSR. Energetika i Transport. 1983, № 2.
103. Spears H. T., Hicks K. L.: Probability of Loss of Load for Three Areas. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-89. 1970, No. 4.
104. Stadlin W. O., McKee A. D.: Computational Techniques for an Electrical Distribution and Information Control System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-101. 1982, No. 2.
105. Statistical Methods for Digital Computers. Edited by K. Enslein, A. Ralston, H. S. Wilf. John Willey and Sons Ltd., 1977.

106. Szmelter J.: Metody komputerowe w mechanice. PWN, Warszawa 1980.
107. Šesteren V. E., Lomako B. D.: Effektivnost različnych metodov opredelenija nagruzok električeskich setej. Izvestija vuzov SSSR. Energetika. 1982, № 1.
108. Teoria pomiarów. Praca zbiorowa pod red. H. Szydłowskiego. PWN, Warszawa 1981.
109. Thomae L. H. et al.: Residential Load – Survey and Analysis System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-100, 1981, No. 5.
110. Timčenko V. F., Malamed A. M.: Prognozirovanie režimov elektropotreblenija neregularnych dnei. Električeskie Stancii. 1987, № 5.
111. Toyoda J., Chen M. S., Inoue Y.: An Application of State Estimation to Short-Term Load Forecasting, Part I: Forecasting Modeling. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol-89, 1970, No. 7.
112. Toyoda J., Chen M. S., Inoue Y.: An Application of State Estimation to Short-Term Load Forecasting, Part II: Implementation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol-89, 1970, No. 7.
113. Tugaj Ju. I.: Informacionnoe obespečenie zadača analiza režimov pitajuščich i raspredelitelnych elektrosetej. IED USSR. Preprint 413. Kijev 1985.
114. Vemuri S., Huang W. L., Nelson D. J.: On – Line Algorithms for Forecasting Hourly Loads of an Electric Utility. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-100, 1981, No. 8.
115. Volk W.: Statystyka stosowana dla inżynierów. WNT, Warszawa 1966.

116. Willis H. L., Brooks C. L.: An interactive End—Use Electric Load Model for microcomputer Implementation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-102, 1983, No. 11.
117. Willis H. L., Northcote-Green J. E. D., Tram H. N.: Computerized Distribution Planning – Data Needs and Results with Incomplete Data. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. PWRD-2, 1987, No. 4.
118. Wirth N.: Algorytmy i struktury danych. WNT, Warszawa 1983.
119. Woliński K., Nazarko J.: Wykonanie rejestracji dobowych obciążeń mocą czynną i bierną wybranej rozdzielni 15 kV oraz wybranych stacji 15/0,4 kV na terenie Białegostoku. SEP, Opracowanie Nr 157/15/88 Bł., Białystok 1988.
120. Zieliński R.: Metody Monte Carlo. WNT, Warszawa 1970.
121. Zieliński R.: Tablice statystyczne. PWN, Warszawa 1972.
122. Zommer J.: Możliwości wykorzystania mikroprocesorów w sieciach rozdzielczych ZDR i RDR. Biuletyn Techniczny. Sieci Elektroenergetyczne. 1983, Nr 2.
123. Zorin V. V., Tretjakova L. V.: Opredelenie rasčetnych nagruzok v komunalno-bytovych setjach. Energetika i elektrifikacija. 1984, № 4.

STATE ESTIMATION OF POWER DISTRIBUTION NETWORKS

S u m m a r y

In the paper two methods of estimating the operation states of radially operated power distribution networks are presented — the static state estimation method, based on the generalized method of least squares, and the dynamic state estimation method, based on equations of the extended Kalman filter. The information structure of a computer aided system of control of the operation of power distribution networks of medium voltage in real time is presented and the basic tasks of this system are described. The effect of unreliable input information on the results of calculations made on the networks is analysed. On the basis of the theory of experimental design a qualitative model of a network was constructed and experimentally verified. The basic stochastic properties of the process of load variations at node-points of the network take-off were determined. Algorithms of numerical solutions of estimator equations derived for static and dynamic cases are given. The results of simulation and measurement tests carried out for the existing municipal power distribution network of medium voltage are presented. The computer programmes prepared by the author for numerical analysis of experimental data and for making computations of power distribution networks are discussed.

ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Р е з ю м е

В работе представлены два метода оценивания состояния работы разомкнутых электроэнергетических распределительных сетей — метод статического оценивания состояния, основанный на обобщённом методе наименьших квадратов и метод динамического оценивания состояния, разработан на основании уравнений расширенного фильтра Кальмана. Представлена информационная структура автоматизированной системы управления работой электроэнергетических распределительных сетей среднего напряжения в реальном времени и охарактеризованы основные задачи этой системы. Проанализировано влияние погрешностей исходной информации на результаты вычислений сети. Опираясь на теорию планирования эксперимента, автор построил и экспериментально проверил качественную модель сети. Поданы алгоритмы численного решения уравнений эстиматоров для статического и динамического вариантов. Представлены результаты симуляционных и измерительных исследований проведенных для существующей городской распределительной сети среднего напряжения. Обсуждаются разработанные автором компьютерные программы, предназначенные для численного анализа экспериментальных данных и для расчетов электроэнергетических сетей.