

Algorytm dynamicznego dopasowania  
poziomu mocy generowanej do  
możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznych



**POLITECHNIKA LUBELSKA**

Wydział Elektrotechniki i Informatyki  
Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń

**Algorytm dynamicznego dopasowania  
poziomu mocy generowanej do możliwości  
przesyłowych linii elektroenergetycznych**

*Rozprawa doktorska*

Autor: mgr inż. **Paweł Pijarski**  
Promotor: prof. dr hab. inż. **Piotr Kacejko**

**Lublin 2011**



## Spis treści

<b>1. Wstęp – aktualne problemy związane z przyłączaniem obiektów energetyki wiatrowej do sieci elektroenergetycznej.....</b>	<b>11</b>
<b>2. Sformułowanie celu i tezy rozprawy.....</b>	<b>15</b>
<b>3. Zarys koncepcji dopasowania wartości mocy generowanej w farmach wiatrowych do możliwości przesyłowych sieci 110 kV .....</b>	<b>17</b>
3.1. Uwagi wstępne.....	17
3.2. Możliwości identyfikacji stanu systemu w trybie on-line.....	18
3.3. Możliwości oceny obciążalności linii napowietrznych.....	19
3.4. Koncepcja algorytmu sterowania mocą farm wiatrowych .....	21
<b>4. Model sieci elektroenergetycznej wykorzystywanej do badań oraz analizy wstępne .....</b>	<b>25</b>
4.1. Sieć elektroenergetyczna 110 kV w obszarze zainteresowania ....	25
4.2. Obliczenia wstępne, analiza stanu sieci w obszarze zainteresowania przed przyłączeniem farm wiatrowych.....	37
<b>5. Propozycje metod określania redukcji mocy generowanej w farmach wiatrowych .....</b>	<b>47</b>
5.1. Uwagi wstępne.....	47
5.2. Redukcja mocy generowanej w farmach wiatrowych jako zadanie optymalizacyjne.....	48
5.3. Klasyczne metody optymalizacji.....	54
5.4. Metoda redukcji proporcjonalnej .....	57
5.5. Metoda programowania liniowego.....	65
5.5.1. Sformułowanie zadania.....	65
5.5.2. Metoda simplex.....	74
5.5.3. Wyniki redukcji mocy według optymalizacji liniowej dla badanej sieci.....	78
5.6. Metoda optymalizacji heurystycznej (symulowane wyżarzanie)	85
5.6.1. Opis metody .....	85
5.6.2. Aplikacja komputerowa do określania optymalnych wartości mocy przy użyciu metody symulowanego wyżarzania.....	97

5.6.3. Przygotowanie danych .....	99
5.6.4. Wyniki redukcji mocy według metody symulowanego wyżarzania dla badanej sieci .....	106
5.7. Metoda śledzenia przepływów mocy jako alternatywa dla metod klasycznej optymalizacji .....	114
<b>6. Wykorzystanie metody śledzenia przepływów w algorytmie redukcji mocy wytwarzanej w farmach wiatrowych .....</b>	<b>123</b>
6.1. Opis proponowanego algorytmu .....	123
6.2. Wyniki wyznaczania zredukowanej mocy źródeł metodą iteracyjnego śledzenia przepływów mocy .....	126
<b>7. Koncepcja praktycznego wykorzystania proponowanych metod .....</b>	<b>135</b>
7.1. Uwagi wstępne.....	135
7.2. Ocena możliwości przyłączeniowych sieci na etapie planowania jej rozwoju .....	136
7.3. Dopasowanie poziomu generacji do aktualnych możliwości przesyłowych sieci w trybie on-line.....	138
<b>8. Podsumowanie .....</b>	<b>143</b>
8.1. Udowodnienie tezy rozprawy.....	143
8.2. Osiągnięcia rozprawy .....	143
<b>9. Kierunki dalszych badań .....</b>	<b>145</b>
<b>10. Literatura .....</b>	<b>147</b>
10.1. Książki, artykuły, referaty konferencyjne, materiały firmowe .....	147
10.2. Wykaz prac z zakresu analizy sieci elektroenergetycznych, które powstały przy współdziałaniu autora rozprawy .....	152
10.2.1. Artykuły i referaty .....	152
10.2.2. Raporty z prac badawczych (niepublikowane) wykonane z udziałem autora rozprawy .....	153
10.2.3. Analizy i prace dla podmiotów gospodarczych (niepublikowane) dotyczące problematyki przyłączeniowej farm wiatrowych i innych źródeł wykonane z udziałem autora rozprawy .....	154

## Wykaz podstawowych oznaczeń

- $A$  – macierz ograniczeń nierównościowych – metoda Simplex  
 $A_{eq}$  – macierz ograniczeń równościowych – metoda Simplex  
 $A_u$  – macierz dystrybucji pod prąd – metoda śledzenia przepływów mocy  
 $\hat{a}_{uik}$  – element  $(i, k)$  macierzy  $A_u^{-1}$   
 $\mathbf{b}$  – wektor wyrazów wolnych przy ograniczeniach nierównościowych – metoda Simplex  
 $\mathbf{b}_{eq}$  – wektor wyrazów wolnych przy ograniczeniach równościowych – metoda Simplex  
 $B_{ij}$  – susceptancja gałęzi  $ij$   
 $c_{(ij)k}$  – współczynnik określający udział źródła przyłączonego do węzła  $k$  w obciążaniu się linii  $ij$  – metoda programowania liniowego  
 $F_C$  – funkcja celu  
FW – farma wiatrowa  
 $\mathbf{g}$  – wektor ograniczeń równościowych  
 $G_{ij}$  – konduktancja gałęzi  $ij$   
GR – generacja rozproszona  
 $\mathbf{h}$  – wektor ograniczeń nierównościowych  
IEC – Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (org. *International Electrotechnical Commission*)  
 $\underline{I}_i$  – prąd węzłowy węzła  $i$   
 $I_{kl}$  – rzeczywista wartość prądu płynącego w gałęzi przyłączonej do węzłów  $k$  i  $l$   
 $I_{klmax}$  – dopuszczalna obciążalność prądowa gałęzi przyłączonej do węzłów  $k$  i  $l$   
IRiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej  
IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej  
KSE – krajowy system elektroenergetyczny  
 $L$  – funkcja Lagrange’a  
 $l_k$  – liczba węzłów, połączonych z węzłem  $k$ -tym  
 $N_B(i)$  – liczba elementów sieci (linii, transformatorów) przyłączonych do  $i$ -tego węzła  
 $N_G$  – liczba węzłów elektrownianych  
 $N_g$  – liczba węzłów sieci określonych jako graniczne  
 $N_L$  – liczba węzłów obciążeniowych i elektrownianych PQ

- $N_Z$  – liczba węzłów sieci, do których zostały przyłączone poszczególne źródła podlegające optymalizacji
- OSD – Operator Sieci Dystrybucyjnej
- OZE – odnawialne źródła energii
- $P_j(\mathbf{s})$  – funkcja kary – metoda symulowanego wyżarzania
- $P_j^{\Rightarrow}$  – moc czynna przepływająca przez węzeł  $j$  – metoda śledzenia przepływów mocy
- $P_{ij}^{\text{br}}$  – moc czynna brutto w gałęzi  $ij$  (w przypadku pominięcia strat sieciowych)
- $P_i^{\text{br}}$  – moc czynna węzłowa brutto w węźle  $i$  (w przypadku pominięcia strat sieciowych)
- $P_{(il)\text{dop}}$  – dopuszczalna wartość mocy czynnej dla gałęzi  $il$
- $P_B$  – zadany poziom bilansu wymiany mocy z innymi obszarami
- $\mathbf{P}^{\text{br}}$  – wektor mocy węzłowych brutto
- $\mathbf{P}_G$  – wektor mocy czynnych generowanych w węzłach
- $P_{Gj}$  – wartość mocy czynnej generowanej przez źródło w węźle  $j$
- $P_{Gj\text{max}}$  – maksymalna wartość mocy czynnej generowanej przez źródło w węźle  $j$
- $P_{Gj\text{min}}$  – minimalna wartość mocy czynnej generowanej przez źródło w węźle  $j$
- $P_i$  – moc czynna węzłowa węzła  $i$
- $P_{ji}$  – moc czynna w gałęzi  $ij$  (wzięta od węzła  $j$ ) – metoda śledzenia przepływów mocy
- $\mathbf{P}_L$  – wektor mocy czynnych odbieranych w węzłach
- PSE Operator – Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.
- $\mathbf{P}_w$  – wektor mocy węzłowych
- $\mathbf{Q}_G$  – wektor mocy biernych generowanych w węzłach
- $Q_{Gj}$  – wartość mocy biernej generowanej przez źródło w węźle  $j$
- $Q_{Gj\text{max}}$  – maksymalna wartość mocy biernej generowanej przez źródło w węźle  $j$
- $Q_{Gj\text{min}}$  – minimalna wartość mocy biernej generowanej przez źródło w węźle  $j$
- $Q_i$  – moc bierna węzłowa węzła  $i$
- $\mathbf{Q}_L$  – wektor mocy biernych odbieranych w węzłach
- $r$  – parametr kary
- $R_{ij}$  – rezystancja gałęzi  $ij$
- $\mathbf{s}$  – wektor sterowań zawierający moce czynne ( $\mathbf{P}_G$ ) i bierne ( $\mathbf{Q}_G$ ) generowane w węzłach
- $S_{(il)\text{dop}}$  – dopuszczalna wartość mocy pozornej dla gałęzi  $il$
- SCADA – (ang. *Supervisory Control and Data Acquisition*) system nadzorujący przebieg danego procesu, którego zadaniem jest zbieranie aktualnych pomiarów, ich wizualizacja, sterowanie procesem, alarmowanie i archiwizacja danych



- SEE – system elektroenergetyczny  
 $\underline{S}_i$  – moc pozorna węzła  $i$   
 SN – średnie napięcie  
 $t$  – parametr zwany „temperaturą” – metoda symulowanego wyżarzania  
 $T_{\max}$  – maksymalna wartość parametru  $t$  – metoda symulowanego wyżarzania
- $T(\mathbf{s}, \mathbf{r})$  – funkcja kary – klasyczna metoda optymalizacji  
 $u_{i,l,k}$  – współczynnik określający wykorzystanie danej gałęzi  $il$  przez elektrownię zlokalizowaną w węźle  $k$  – metoda śledzenia przepływów mocy
- $U_{j\max}$  – maksymalna wartość napięcia węzła  $j$   
 $U_{j\min}$  – minimalna wartość napięcia węzła  $j$   
 $U_{nj}$  – wartość napięcia znamionowego węzła  $j$   
 URE – Urząd Regulacji Energetyki
- $\mathbf{w}$  – wektor wymuszeń zawierający moce czynne ( $\mathbf{P}_L$ ) i bierne ( $\mathbf{Q}_L$ ) odbierane w węzłach
- WN – wysokie napięcie
- $\mathbf{x}$  – wektor stanu, zawierający napięcia węzłowe ( $\mathbf{U}$ ) i ich kąty ( $\mathbf{\bar{a}}$ )  
 $X_{ij}$  – reaktancja gałęzi  $ij$   
 $Y_{ii}$  – admitancja własna węzła  $i$   
 $Y_{ij}$  – admitancja wzajemna węzłów  $ij$   
 $\mathbf{z}$  – macierz współczynników przy zmiennych niezależnych – metoda programowania liniowego
- $\hat{Z}_{ij}$  – element  $ij$  macierzy impedancyjnej  
 $Z_{k-l}$  – impedancja gałęzi łączącej węzły  $k$  oraz  $l$   
 $\gamma_{ij}$  – argument admitancji wzajemnej węzłów  $ij$   
 $\delta$  – wektor kątów napięć
- $\Delta P_B$  – tolerancja utrzymania bilansu wymiany mocy z innymi obszarami (plus/minus)  
 $\Delta P_{il}$  – różnica wartości mocy przepływającej linią  $il$  w dwóch różnych stacjach sieci
- $\lambda$  – mnożnik Lagrange’a  
 $\mu$  – mnożnik Kuhna-Tuckera



## **1. Wstęp – aktualne problemy związane z przyłączaniem obiektów energetyki wiatrowej do sieci elektroenergetycznej**

Lata 2015-2025 mogą być dla polskiego systemu elektroenergetycznego niezwykle trudnym okresem. Bardzo wiele przesłanek wskazuje na nieuchronność wystąpienia deficytu mocy. Nawet jeśli dziś kolejny inwestor zdecyduje się na budowę nowego bloku klasycznej elektrowni ciepłej, to i tak w 2015 roku nie będzie on jeszcze uruchomiony. Co więcej, limity w zakresie emisji CO<sub>2</sub>, a także SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> mogą wymusić odstawienia bloków sprawnych technicznie i poddanych kapitalnym remontom w okresie ostatniego dziesięciolecia. Nie sposób zaprzeczyć faktowi, że obecnie (w drugiej połowie 2011 r.) jedyną dużą, realną inwestycją sektora energetyki konwencjonalnej jest blok o mocy 850 MW Elektrowni Bełchatów. Pozostałe inwestycje (miedzy innymi nowe bloki w Elektrowniach Opole, Kozienice, Dolna Odra, Stalowa Wola, czy wreszcie energetyka jądrowa) są wciąż na etapie przygotowania lub projektowania.

Po 2015 roku, lub nawet wcześniej, może się zmienić w naszym kraju faktyczna pozycja energetyki wiatrowej, dla której aktualna wartość mocy zainstalowanej przekroczyła 1300 MW. Jeśli chociaż częściowo deweloperzy, którzy wstępnie zarezerwowali w Polsce miejsce (poprzez uzyskanie warunków przyłączenia do sieci oraz inne prace przygotowawcze) na kilkanaście tysięcy megawatów znajdą inwestorów, a korzystne warunki finansowe dla producentów energii z OZE nie zostaną zmienione kolejnymi modyfikacjami systemu rozliczeń, energetyka powita setki wiatraków jak przysłowiowy łyk orzeźwiającego powietrza, a nie jak zło konieczne.

Zmiana podejścia do energetyki wiatrowej polegać będzie na tym, że operatorzy sieci nie będą prowadzili swoich analiz w celu określenia dlaczego danego obiektu energetyki wiatrowej nie da się przyłączyć, ale po to, by określić co zrobić, aby dany obiekt jak najszybciej przyłączyć do sieci. Pisząc te słowa należy oczywiście pamiętać, że operatorzy sieci działają w określonej przestrzeni prawnej i ekonomicznej, które wyznaczają sposób

ich postępowania [32, 33]. Wiadomo, że jednym z wąskich gardeł blokujących rozwój energetyki wiatrowej w Polsce jest zbyt mała przepustowość sieci 110 kV. Dopasowanie przekrojów przewodów, a wraz z nimi konstrukcji wsporczych do przesyłu mocy z farm wiatrowych wiąże się z dużymi kosztami, i co więcej, z mitręgą formalno - prawną niemal taką samą jak budowa nowej linii (zgody właścicieli działek, pozwolenia na budowę itd....). W dodatku nie wiadomo kto ma ponosić koszty „modernizacji głębokich” związanych z przyłączaniem nowych obiektów – operator sieci traktujący je jako koszty operacyjne uwzględniane w taryfach, czy inwestor, któremu przyporządkowuje się udział w kosztach modernizowania elementów odległych od miejsca przyłączenia.

Tymczasem kwalifikacja danej linii pod kątem konieczności poddania jej przebudowie opiera się na bardzo nieprecyzyjnych i niezwykle ostrożnych kryteriach. Jeśli na przykład wiadomo, że daną linią może płynąć prąd o wartości 205 A (chodzi o linię wykonaną przewodem AFL6 120 o temperaturze projektowej 40 °C i w temperaturze otoczenia przekraczającej 25 °C) to przepływ prądu o wartości 250 A oznacza 22% (niedopuszczalne) przekroczenie obciążalności. Praktyczny skutek tego przeciążenia oznacza jednak tylko kilkudziesięciocentymetrowe zmniejszenie odległości przewodu od obiektów znajdujących się pod linią. Na dodatek to zmniejszenie odległości może być jeszcze mniejsze, gdy uwzględni się rzeczywiste warunki atmosferyczne (w szczególności wiatr, jak również temperaturę otoczenia i nasłonecznienie). Znaczenie zwiększenia zwisu przewodu też może być zróżnicowane – znaczące dla przebiegającej pod linią szosy i bez znaczenia dla leżącego pod linią pastwiska. Jeśli sytuacja opisana powyżej zostaje wykryta podczas analiz związanych z przyłączeniem do sieci nowego podmiotu (w tym także obiektu energetyki wiatrowej), to rozwiązaniem warunkującym jego przyłączenie jest budowa układu o odpowiednio wyższych parametrach cieplnych (przebudowa linii na wyższą temperaturę projektową, przewody o większym przekroju, dodatkowy tor, dodatkowa linia).

Tym samym, aby ułatwić nowym podmiotom (nie tylko farmom wiatrowym, ale także innym źródłom, jak też dużym odbiorcom zapewniającym nowe miejsca pracy) przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, logiczne wydaje się podjęcie działań w następujących kierunkach:

- wprowadzenie pojęcia dynamicznej obciążalności linii oraz instalowanie urządzeń monitorujących temperaturę przewodów w celu określenia rzeczywistej zdolności przesyłowej układu sieciowego i uzależnienie od nich działań operacyjnych (wyłączeń, przełączeń, ograniczeń),

- opracowanie algorytmów i metod sterowania źródłami rozproszonymi, tak aby w warunkach ekstremalnych ograniczyć wartość mocy generowanej i dopasować ją do aktualnych możliwości przesyłowych sieci.

Dla pierwszego kierunku obserwuje się umiarkowany postęp w zakresie podejścia operatora sieci przesyłowej (uzależnianie obciążalności przewodów od temperatury otoczenia) oraz w zakresie eksperymentalnego stosowania układów monitorowania temperatury przewodów (dostępność tych układów wzrasta a ich cena maleje). Problematyka ta była również przedmiotem zainteresowania autora rozprawy [P2, P3].

Drugi kierunek, pozornie prosty (*jeśli moc farmy wiatrowej jest zbyt duża i powoduje przeciążenie linii to trzeba farmę wyłączyć...*), wymaga jednak starannego omówienia. Dyrektywa 2009/28/WE – [20] (...w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych) doprowadziła do takiej postaci ustawy Prawo energetyczne – [71], że energia wytworzona w źródłach odnawialnych podlega w całości obowiązkowemu zakupowi. Ten zapis prawny, który ma wzmocnić politykę proekologiczną Polski, skutkuje tymczasem (wbrew intencji ustawodawców) ograniczeniami inwestycyjnymi w OZE. Okazuje się bowiem, że operatorzy sieci mogą nie być w stanie w każdych warunkach pracy systemu dokonać absorpcji energii produkowanej w źródłach odnawialnych. Obawiając się konsekwencji ekonomicznych ze strony właścicieli tych źródeł (roszczenia sądowe o odszkodowania za utracone przychody) określają oni bardzo wymagające i kosztowne warunki przyłączenia do sieci. Przykładowo, rozpatrując zbiór farm wiatrowych zlokalizowanych w terenie w sposób rozproszony, o łącznej mocy 6000 MW (moc FW przewidywana wg KPD Ministerstwa Gospodarki na 2020 r. – [49]), można być pewnym, że sumaryczna moc o takiej wartości nigdy nie zostanie wyprodukowana (z uwagi na terytorialną nierównomierność rozkładu prędkości wiatru), a poziom mocy o wartości 5000 MW będzie osiągnięty przez kilkadziesiąt godzin w roku. Tym samym, określając możliwości przesyłowe sieci na 4000 MW można z powodzeniem przyłączyć do niej farmy o mocy znamionowej 6000 MW, a w przypadku przekroczenia mocy granicznej zastosować ograniczenia, wykorzystując uprawnienia do dysponowania mocą, jakie operatorzy posiadają. Aby jednak wytwórcy nie wykorzystywali widocznej niespójności pomiędzy zapisami prawnymi dotyczącymi obowiązkowego zakupu energii z OZE oraz uprawnieniami dyspozytorskimi, operatorzy powinni mieć przygotowane odpowiednie metody wyznaczania i rozdziału ograniczeń generacyjnych, których zasadność uznałby Urząd Regulacji Energetyki, UOKiK czy ewentualnie sądy. Meto-

dy takie powinny uwzględniać jedną z głównych zasad wprowadzonych w ustawie Prawo energetyczne, polegającą na „niedyskryminującym” podejściu do wszystkich przyłączanych podmiotów. W kontekście niezbędnych ograniczeń mocy operator powinien udowodnić, że rozdziału tych ograniczeń na poszczególne podmioty dokonał w sposób optymalny (sprawiedliwy) według wyraźnie określonego algorytmu i tylko w takim zakresie jaki był konieczny do utrzymania bezpiecznej pracy systemu.

Autor rozprawy uznał, że opracowanie propozycji metod spełniających powyższe wymagania stanowi zarówno ciekawe wyzwanie naukowe, które znajduje także uzasadnienie w potrzebach praktyki energetycznej. Wiąże się ono bezpośrednio z warunkami spełnienia przez nasz kraj obowiązku produkcji do 2020 roku 15% energii całkowitej ze źródeł odnawialnych jak też wspomnianego już niebezpieczeństwa wystąpienia deficytu mocy.

## 2. Sformułowanie celu i tezy rozprawy

Istotą rozprawy było opracowanie algorytmu rozdziału mocy, przeznaczonego dla układu regulacyjnego zlokalizowanego u obszarowego operatora sieci 110 kV. Układ ten, dla farm wiatrowych pracujących na obszarze objętym zdalną kontrolą poprzez urządzenia telemechaniki, ma wyznaczać cyklicznie taką dopuszczalną wartość chwilową mocy generowanej w każdej farmie, która odpowiada aktualnym możliwościom przesyłowym sieci. Jak już wspomniano, w przypadku korzystnych warunków wiatrowych, moc uzyskiwana z farm może przewyższać możliwości przesyłowe lokalnych sieci elektroenergetycznych – szczególnie wtedy, gdy w sieci prowadzone są prace remontowe lub gdy mają miejsce awarie. W przypadku zgrupowania wielu farm, co może nastąpić do roku 2020 między innymi na Pomorzu, Suwalszczyźnie, Podbeskidziu, Górach Świętokrzyskich czy Podlasiu, konieczne może być okresowe ograniczanie generowanej w nich mocy, w celu dopasowania jej wartości do możliwości przesyłowych sieci. Celem rozprawy było stworzenie takiego algorytmu, który na podstawie zidentyfikowanego aktualnego stanu sieci (przez system SCADA wyposażony w układ estymacji stanu) określi dla każdej z nadzorowanych farm (realnie będzie to kilka lub kilkanaście obiektów u jednego operatora) zadany poziom mocy generowanej. Sumaryczny efekt ograniczenia mocy powinien zostać zminimalizowany, a możliwości przesyłowe sieci wykorzystane w sposób optymalny dzięki zastosowaniu algorytmu optymalizującego opracowanego w ramach rozprawy. Tym samym możliwe byłoby uniknięcie modernizacji wielu odcinków linii lub przeprowadzenie ich w późniejszym okresie. Z uwagi na losowy charakter generacji mocy w farmach wiatrowych nie jest uzasadnione wydawanie ogromnych kwot na modernizację sieci w takim zakresie, jaki odpowiada mocy mogącej wystąpić tylko w ekstremalnych warunkach wiatrowych (na przykład przez kilkadziesiąt godzin w roku). Proponowane w rozprawie metody pozwalają na wyznaczenie dla każdej z farm takiej wartości mocy, która w minimalnym stopniu ogranicza poziom sumarycznej generacji w źródłach wiatrowych, przy istniejących ograni-

czeniuach przesyłowych, przy czym one także mogą być traktowane w sposób dynamiczny, w zależności od istniejących warunków atmosferycznych (wiatru, temperatury).

W rozprawie opracowano i zbadano kilka metod, według których mogą być wprowadzone ograniczenia generacyjne dla farm wiatrowych – od prostych bazujących na intuicji inżynierskiej po złożone, bazujące na zaawansowanym aparacie obliczeniowym. Na podstawie wyników przeprowadzonych badań autor postawił następującą tezę:

***Wykorzystując odpowiednio dobrane metody obliczeniowe oraz układy regulacyjne można w taki sposób sterować pracą farm wiatrowych zlokalizowanych na danym obszarze, aby nie występowały na nim przekroczenia dopuszczalnych możliwości przesyłowych linii zagrażające bezpieczeństwu systemu, a równocześnie zachowana była wymagana ustawowo uprzywilejowana pozycja farm jako odnawialnych źródeł energii. .***

Mówiąc wprost, możliwy i uzasadniony jest zadaniem autora rozprawy taki rozdział okresowych ograniczeń generacji mocy w farmach wiatrowych, który nie będzie budził wątpliwości ani w zakresie wielkości ograniczenia, ani w zakresie wyboru obiektów objętych tymi ograniczeniami i będzie satysfakcjonujący zarówno dla operatorów sieci jak też właścicieli farm oraz uzyska aprobatę Urzędu Regulacji Energetyki.

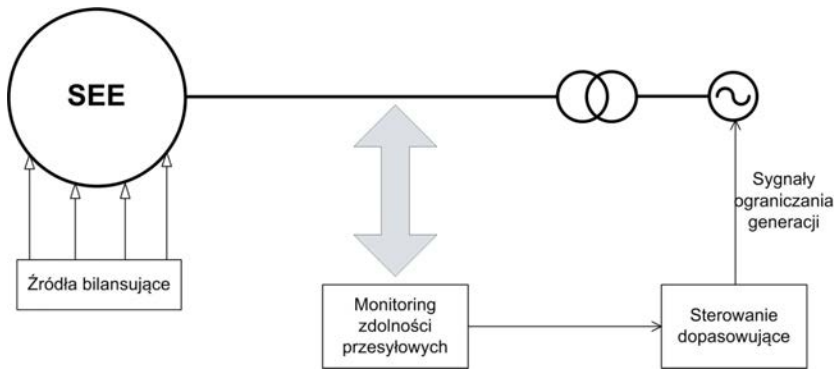


### **3. Zarys koncepcji dopasowania wartości mocy generowanej w farmach wiatrowych do możliwości przesyłowych sieci 110 kV**

#### **3.1. Uwagi wstępne**

Jeśli rozpatruje się źródło przyłączone do systemu za pomocą linii promieniowej (Rys. 3.1) zadanie dopasowania jego mocy do możliwości przesyłowych linii wydaje się być trywialne. Można prowadzić odpowiednie sterowanie biorąc pod uwagę wpływ zmian warunków pogodowych. Układ taki autor rozprawy opisał w [P4].

W przypadku sieci zamkniętej i większej liczby źródeł (farm wiatrowych) – Rys. 3.2, intuicja inżynierska zawodzi i często trudno ustalić lokalizację i poziom ograniczenia generacji, która daje najlepszy efekt odciążenia przeciążonych elementów. Dla uwidocznionych na rysunku linii, zmniejszenie mocy generowanej w źródle 1, może spowodować większy przepływ od strony źródła 2 i przeciążenie nie zostanie zlikwidowane. Co więcej, można popełnić błąd w takiej ocenie i znaczące ograniczenie mocy generowanej (na przykład o kilkadziesiąt megawatów) spowoduje efekt zmniejszenia prądu w przeciążającej się linii odpowiadający mocy zaledwie kilku megawatów. W przeprowadzanych przez autora analizach rozptylowych zidentyfikowano nawet takie przypadki, w których paradoksalnie zmniejszenie generacji w pewnym węźle wywoływało wzrost przeciążenia linii. W tej sytuacji konieczne jest zastosowanie odpowiednich metod i narzędzi obliczeniowych z zakresu modelowania i analizy sieci elektroenergetycznych oraz techniki optymalizacji. Ich zastosowanie wiąże się także z wprowadzeniem dodatkowych założeń.



Rys. 3.1. Schemat układu promieniowego, w którym wykorzystuje się monitoring pogodowy w celu dopasowania wartości mocy wytwarzanej w źródle do możliwości przesyłowych linii

### 3.2. Możliwości identyfikacji stanu systemu w trybie on-line

Sterowanie systemem elektroenergetycznym nie jest zadaniem łatwym ze względu na jego złożoność. Masowe gromadzenie danych (ich nadmiarowość), połączenia z sąsiednimi systemami, wzrost wymagań dotyczących bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemu powodują, że konieczne staje się wspomaganie pracy dyspozytorów na różnych płaszczynach przez systemy komputerowe i ich ochrona przed mało istotnymi informacjami. Jednym z takich obszarów, gdzie wykorzystuje się zaawansowane oprogramowanie jest modelowanie systemu w czasie rzeczywistym. Nie jest to zadanie proste ze względu chociażby na nadmiar informacji oraz to, że nawet dziś, niektóre obszary sieci są nieobserwowalne. Sposobem na identyfikację stanu systemu w trybie on-line jest jego estymacja [40] w oparciu o pomiary oraz dane opisujące topologię sieci. Główną funkcją estymatora stanu jest wyznaczenie jak najbardziej zbliżonego do rzeczywistości modelu opisującego aktualny stan systemu elektroenergetycznego, a dokładniej - wyznaczenie wartości napięć i wzajemnego położenia ich fazorów dla poszczególnych węzłów sieci. Posiadając wyznaczone w ten sposób dane, można je wykorzystać do kolejnych obliczeń takich jak optymalizacja mocy generowanych. Na procedurę estymacji wektora stanu dla SEE składają się następujące zadania:

- analiza topologii sieci – uzyskanie aktualnego modelu matematycznego SEE;
- weryfikacja danych – sprawdzenie poprawności pomiarów (identyfikacja i odrzucenie pomiarów obciążonych błędami);

- test obserwowalności – sprawdzenie czy zbiór danych pomiarowych jest kompletny;
- estymacja stanu – odtworzenie stanu systemu (wyznaczenie wektora napięć węzłowych i ich kątów);
- detekcja i identyfikacja błędnych danych.

Podstawy teoretyczne estymacji stanu systemu elektroenergetycznego były przedmiotem wielu prac prowadzonych między innymi w Politechnice Wrocławskiej [40] oraz w wielu innych ośrodkach zagranicznych – [1, 14, 16].

Mając jednoznacznie określony stan pracy sieci i jej model można wyznaczać dowolne wielkości odpowiadające temu stanowi oraz przeprowadzać obliczenia optymalizacyjne, między innymi, przy użyciu metod proponowanych przez autora rozprawy. Uzyskane w ten sposób wyniki są wiarygodne i mogą być wykorzystane zarówno w trybie studialnym (planowanie rozwoju sieci) jak i do likwidowania przeciążeń jej elementów w czasie rzeczywistym.

Przedstawiając propozycje metod obliczeniowych autor rozprawy przyjmował, że centrum dyspozytorskie operatora sieci wyposażone w układ SCADA będzie dysponować narzędziem do estymacji stanu systemu. Jest to założenie dość optymistyczne, gdyż obecnie w pełni wdrożonym układem estymacji dysponuje PSE - Operator SA, natomiast u operatorów sieci dystrybucyjnych są one na etapie wdrażania. Rozwój systemów elektroenergetycznych w kierunku „*smart grid*” wiąże się jednak jednoznacznie z celowością i koniecznością ich powszechnego wykorzystania.

### **3.3. Możliwości oceny obciążalności linii napowietrznych**

Przy określaniu obciążalności prądowej przewodów linii napowietrznych należy rozróżnić obciążalność linii jako jednolitej konstrukcji technicznej i samych przewodów zastosowanych w linii. Pierwsza wartość jest uzależniona od zwisów przewodów i ich odległości od ziemi lub obiektów znajdujących się na jej powierzchni, natomiast druga od dopuszczalnej temperatury przewodów (dla przewodów stalowo-aluminiowych typu AFL wynosi ona 80°C). Podstawowym kryterium określającym dopuszczalną wartość prądu, jaki może przepłynąć przez dany przewód jest dopuszczalna temperatura przewodu. Drugim kryterium, które ogranicza wartość prądu jest dopuszczalny zwis przewodu, który wpływa na dopuszczalną odległość pionową przewodu od ziemi lub obiektów zlokalizowanych pod linią.

Obciążalność prądowa napowietrznych linii elektroenergetycznych jest wielkością stosunkowo zmienną, zależną od wielu czynników (rodzaju przewodu, stanu powierzchni przewodu, warunków atmosferycznych). Dotychczas wielkość ta była i jest nadal określana w sposób statyczny w zależności od pory roku (zima, lato) [P1, P2]. Takie podejście przyczynia się do niepełnego wykorzystania zdolności przesyłowych linii. Pewnym krokiem w kierunku zdynamizowania określania tej wielkości było wprowadzenie przedziałów temperatury otoczenia. Ponieważ temperatura otoczenia jest wielkością stosunkowo stabilną wzdłuż całej linii więc może być parametrem określającym warunki chłodzenia jej przewodów.

Inną metodą określania obciążalności prądowej linii napowietrznych jest ciągłe jej monitorowanie na podstawie aktualnych warunków atmosferycznych. Uwzględnienie wpływu warunków atmosferycznych powoduje, że można dynamicznie określać obciążalność prądową oraz w pełni wykorzystać zdolność przesyłową linii napowietrznych. Od początku ubiegłego dziesięciolecia intensywne prace w tym zakresie prowadzono w krajach, w których zapotrzebowanie na energię elektryczną jest znacznie większe niż w Polsce, i w których wiele linii musi pracować powyżej temperatury obliczeniowej. Podstawowym problemem tych badań było stworzenie kompromisowego (w sensie dokładności z jednej strony i prostoty z drugiej) modelu cieplnego linii napowietrznej. Zagadnieniem tym zajmowały i zajmują się nadal dwa komitety organizacji CIGRE i IEEE. Wynikiem tych prac są dwa dokumenty (norma IEEE [31] oraz raport CIGRE [21, 22]), które podają podstawowe równania i zasady, na podstawie których można w sposób ciągły śledzić zmiany temperatury przewodu oraz określać jego obciążalność długotrwałą (o ile znane są warunki pogodowe).

Bardziej zaawansowane metody pozwalające określać obciążalność linii w sposób dynamiczny na podstawie aktualnych warunków atmosferycznych są m.in. przedmiotem oferty amerykańskiej firmy The Valley Group, Inc [45]. Należy tu wspomnieć o metodach:

- CAT-1 - w metodzie tej monitorowany jest naciąg przewodów za pomocą dynamometrów wpiętych pomiędzy poprzecznik słupa a łańcuch odciągowy. Na podstawie naciągu określana jest temperatura przewodu z krzywej kalibracji. Informacja o naciągu przewodów jest przeliczana na temperaturę przewodu w danych warunkach pogodowych. W kolejnym kroku, z równania bilansu cieplnego przewodu, wyznaczana jest obciążalność prądowa.
- DTS (ang. *Distributed Temperature System*) [3]- metoda ta pozwala bezpośrednio monitorować temperaturę przewodów wzdłuż całej li-

nii. Aby zapewnić pomiar temperatury wzdłuż linii należy zastosować przewody fazowe z wbudowanymi włóknami światłowodowymi. Pomiar odbywa się na podstawie zmiany parametrów optycznych włókien światłowodowych w funkcji temperatury.

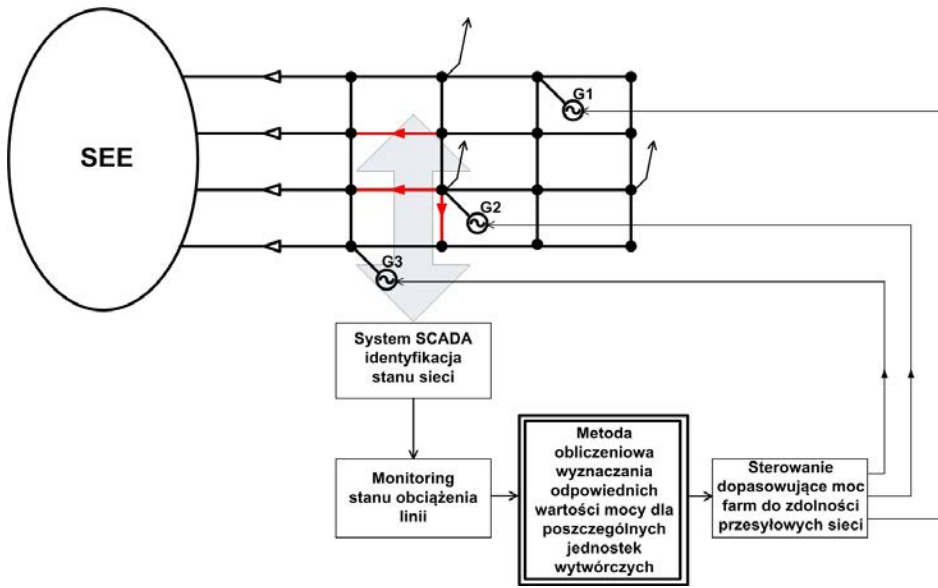
- Program komputerowy DTCR (ang. *Dynamic Thermal Circuit Rating*) [19] powstały w amerykańskim instytucie EPRI, łączący ze sobą metody praktyczne z teoretyczną. Jest to program, zawierający modele oparte na temperaturze przewodu, pogodzie, napięciach oraz zwisach przewodów.

Kolejnym sposobem monitorowania obciążalności prądowej linii, o którym warto wspomnieć jest system T-NET firmy FMC-Tech [76]. Składa się on z czujników montowanych na linii, mierzących prąd płynący przewodem oraz jego temperaturę. Dodatkowo na linii instalowane są stacje pogodowe monitorujące warunki atmosferyczne. Powyższe dane są następnie wykorzystywane do określania przepustowości linii w trybie czasu rzeczywistego.

Autor niniejszej rozprawy zajmował się różnymi metodami określania dopuszczalnej obciążalności prądowej linii, czego wynikiem są publikacje [P1, P2, P3] oraz niektóre prace wykonywane na rzecz podmiotów gospodarczych [E4, E5]. Nie stanowią one jednak istoty prezentowanej rozprawy, toteż zostały tylko skrótowo omówione.

### **3.4. Koncepcja algorytmu sterowania mocą farm wiatrowych**

Rozwiązanie w praktyce problemu dopasowania mocy FW danego obszaru do zdolności przesyłowych zlokalizowanych w nim linii powinno zostać zoptymalizowane, tak aby likwidacja przeciążeń wszystkich odcinków nastąpiła przy minimalnym ograniczeniu mocy generowanej przez wszystkie farmy z badanego obszaru. Funkcja celu oraz zakres ograniczeń powinny być kształtowane w sposób elastyczny, uwzględniający treść i zakres umów zawartych pomiędzy operatorem sieci a przyłączonymi podmiotami. Ogólna koncepcja optymalnego dopasowania mocy obszaru do jego zdolności przesyłowych została przedstawiona na Rys. 3.2 [P2, P3, P4].



**Rys. 3.2.** Ogólny schemat koncepcji wykorzystania w trybie on-line informacji o możliwościach przesyłowych linii do sterowania mocą źródeł wytwórczych; kolorem czerwonym wyróżniono linie podlegające przeciążeniom.

Na podstawie monitoringu zdolności przesyłowych poszczególnych linii wypracowywane są (przy wykorzystaniu odpowiednich metod obliczeniowych) sygnały sterujące przesyłane do wybranych farm. Sygnałami są oczywiście wartości mocy generowanej przypisanej dla każdej farmy (czy też ogólnie dla każdego źródła), wyznaczone w oparciu o jedną z metod opisanych w rozdziale 5. Każda z tych metod bazuje na obliczeniach rozptyłów mocy. Wyniki obliczeń zależą od stanu sieci.

Obliczenia rozptyłów mocy przeprowadzane są na pełnym modelu sieci, natomiast monitoring obciążenia jej elementów może być prowadzony albo na całej sieci bądź też, co jest czynione w praktyce, na jej wybranym fragmencie. Istnieje też możliwość prowadzenia obliczeń tylko na rozpatrywanym obszarze sieci, natomiast pozostała jej część może zostać zastąpiona układem ekwiwalentnym. Jest to uproszczenie, które skraca czas obliczeń, ale może prowadzić do powstawania błędów w wynikach. Układ ekwiwalentny nie odzwierciedla bowiem w pełni rzeczywistej pracy całej sieci. W niniejszej rozprawie obliczenia prowadzono na pełnym modelu sieci. Mając jednoznacznie określony stan sieci sprawdza się, czy występują przeciążenia dopuszczalnych przepustowości poszczególnych jej elementów. Jeżeli ma to miejsce, to wówczas należy, przy pomocy odpowiedniego algo-

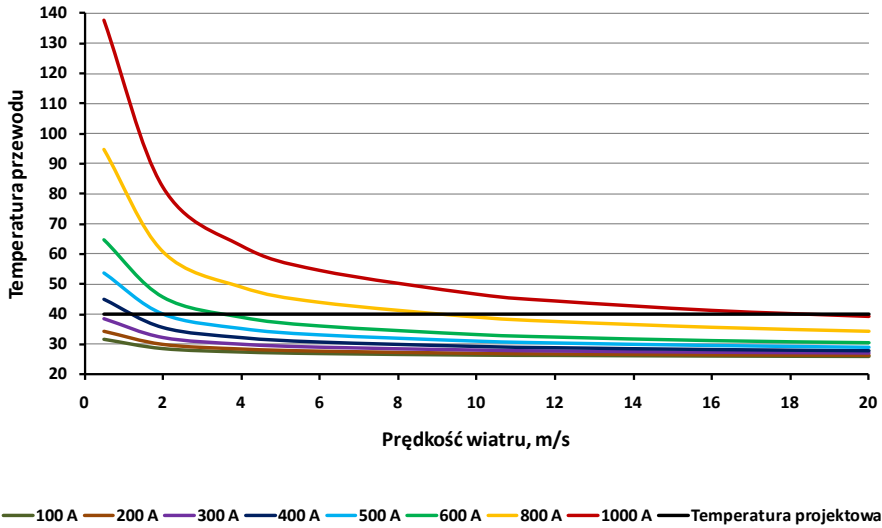
rytmu (rozdział 5), wyznaczyć taki rozkład wartości mocy generowanych w farmach wiatrowych, aby zidentyfikowane przekroczenia wyeliminować. Rozkład ten zostanie przesłany do źródeł w postaci odpowiednich sygnałów regulacyjnych za pomocą systemu telemechaniki.

Jeżeli chodzi o dopuszczalne obciążalności prądowe linii elektroenergetycznych, to można je przyjmować w taki sposób jak to jest robione obecnie, tj. statyczny lub też w sposób dynamiczny. Kompleksowe podejście do zagadnienia powinno uwzględniać dynamicznie zmieniającą się obciążalność prądową linii elektroenergetycznych [P1, P2, 31, 21, 22].

Przyjmowanie tylko dwóch wartości obciążalności prądowej linii, tj. jednej wartości w okresie zimowym i drugiej w okresie letnim wiąże się z niepełnym wykorzystaniem jej zdolności przesyłowej, z drugiej jednak strony ryzyko przeciążenia w warunkach atmosferycznych skrajnie pesymistycznych (tzn. stosunkowo wysoka temperatura otoczenia, mała prędkość wiatru, stosunkowo duże nasłonecznienie) jest bardzo niewielkie. Stosowana jest również metoda polegająca na wyznaczaniu obciążalności prądowej dla określonych przedziałów temperatury otoczenia. Ponieważ temperatura jest wielkością stosunkową stabilną wzdłuż całej linii, dlatego może być parametrem, który w przybliżeniu określa warunki chłodzenia przewodów. Jednak uzależnienie tej wielkości tylko i wyłącznie od temperatury otoczenia jest nadal stosunkowo dużym uproszczeniem. Bardziej znaczące wyniki dałoby uwzględnianie prędkości i kierunku wiatru. Podchodząc do obciążalności linii w sposób dynamiczny, czyli uwzględniając zmieniające się warunki atmosferyczne, można w pełni wykorzystać zdolności przesyłowe linii. Podejście to jest jednak kosztowne z uwagi na konieczność pomiaru parametrów pogodowych na całej długości linii. Linie elektroenergetyczne są obiektami o znacznych długościach, także warunki pogodowe na końcu linii mogą się znacząco różnić od warunków na początku linii. Koszty układów monitorujących temperaturę przewodów linii oraz złożoność ich eksploatacji zniechęcają operatorów sieci do ich szerszego stosowania.

Na Rys. 3.3 [P3] pokazano przykładową zależność temperatury przewodu od prędkości wiatru dla różnych wartości prądu obciążenia ( $100 \div 1000$  A), dla przewodu AFL-6 240 i temperatury projektowej  $40^\circ\text{C}$  (obciążalność przyjmowana w sposób statyczny dla lata wynosi 320 A), przy następujących założeniach: emisyjność  $\varepsilon = 0,8$ , absorpcyjność  $\alpha = 0,5$ , nasłonecznienie  $Q_s = 1000 \text{ W/m}^2$ , kąt między kierunkiem wiatru a osią przewodu  $\delta = 90^\circ$ , temperatura otoczenia  $25^\circ\text{C}$ . Jak widać, w warunkach dalekich od wichury ( $10 \text{ m/s}$ , V w skali Beauforta), obciążalność szacowana poprzednio na 320 A, sięga obecnie 800 A.





Rys. 3.3. Zależność temperatury przewodu (typu AFL-6 240) od prędkości wiatru, dla temperatury projektowej 40°C, dla różnych wartości prądu obciążenia

Zdając sobie sprawę z atrakcyjności dynamicznego podejścia do problemu obciążalności linii autor rozprawy w prowadzonych badaniach testowych pozostał jednak przy podejściu statycznym. Okazuje się bowiem, jak już stwierdzono uprzednio, że operatorzy sieci wciąż podchodzą raczej nieufnie do uwzględniania w analizie obciążalności kwestii chłodzenia przewodów wiatrem, a zamiarem autora było stworzenie propozycji metody możliwej do wdrożenia w rzeczywistym centrum dyspozytorskim. Wydaje się jednak, że i w tym przypadku rozwój systemów typu „*smart*” spowoduje z czasem zmianę podejścia operatorów i pojęcie obciążalności dynamicznej przewodów będzie szerzej stosowane.



## **4. Model sieci elektroenergetycznej wykorzystywanej do badań oraz analizy wstępne**

### **4.1. Sieć elektroenergetyczna 110 kV w obszarze zainteresowania**

Skuteczność proponowanej koncepcji sterownia mocami farm wiatrowych sprawdzono dla pełnej, rozległej sieci krajowego systemu elektroenergetycznego. Autor stał bowiem na stanowisku, że praktyczne zastosowanie może znaleźć metoda, która ma nie tylko podstawy teoretyczne, ale przede wszystkim taka, która sprawdza się w warunkach odpowiadających centrom dyspozytorskim na poziomie OSD. Do badań użyto modelu sieci KSE (Krajowa Sieć Elektroenergetyczna) w stanie szczytu letniego 2010. Stany letnie charakteryzują się bowiem tym, że przyjmowane dla linii elektroenergetycznych dopuszczalne wartości obciążalności prądowej są najmniejsze [P1, P2, P3, P4]. W efekcie w okresach letnich występują największe przeciążenia prądowe linii.

Rozpatrywana sieć składała się z 3444 węzłów, 3869 linii, 418 transformatorów, 518 źródeł wytwórczych oraz 3267 odbiorów. Wielkość zapotrzebowania na moc przyjęto na poziomie 19500 MW. Model sieci podzielony został na 10 obszarów (obszar Polski oraz obszary zewnętrzne tworzące zagranicę). Tak przygotowany model sieci uzyskano z Departamentu Rozwoju PSE Operator S.A. wraz ze zgodą na wykorzystanie go do celów badawczych.

Do szczegółowych badań wytypowano fragment przyjętego modelu sieci, który obejmował obszar działalności PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin oraz częściowo obszary sąsiednie (PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów, PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok, PGE Dystrybucja S.A. Oddział Zamość, PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna, PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa Teren). Istotny wpływ na warunki pracy badanego układu sieci ma Elektrociepłownia Wrotków oraz import mocy z Białorusi. W obliczeniach uwzględniono pracę EC Wrotków (w wysokości

220 MW) oraz import energii elektrycznej linią Wólka Dobryńska-Brześć (w wysokości 120 MW). Zgodnie z koncepcją autora rozprawy proponowany algorytm sterowania mocą farm wiatrowych może odnosić się do Dyspozycji Mocy właściwej dla PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin.

Rozpatrywana sieć 110 kV znajduje się w „strefie oddziaływania” ośmiu stacji systemowych 440/110 i 220/110 kV: Mokre 220 kV, Abramowice 220 kV, Chełm 220 kV, Lublin 400 kV, Kozienice 400 kV, Stalowa Wola 220 kV, Narew 400 kV, Miłosna 400 kV. Pomimo, że rozpatrywany obszar ma także połączenia z innymi stacjami systemowymi, wskazane stacje są zlokalizowane najbliżej i to one determinują warunki napięciowe.

Linie 110 kV w rozpatrywanym obszarze sieci, wykonane są głównie przewodami AFL-6 240, AFL-6 140 oraz AFL-6 185. Znaczna część tych linii zaprojektowana jest na temperaturę 40°C, co skutkuje ich małą obciążalnością prądową. W tabeli Tab. 4.1 podano obciążalności prądowe dla wybranych typów przewodów linii napowietrznych.

**Tab. 4.1.** *Dopuszczalna długotrwała obciążalność (A) wybranych typów linii napowietrznych 110 kV*

Typ przewodów	Dla linii zaprojektowanych na temperaturę pracy przewodów					
	+40°C		+60°C		+80°C	
	Okres letni (IV - X)	Okres zimowy (XI- III)	Okres letni (IV - X)	Okres zimowy (XI- III)	Okres letni (IV - X)	Okres zimowy (XI- III)
AFL-6 120 mm <sup>2</sup>	205	405	350	475	410	475
AFLs-10 160 mm <sup>2</sup>	240	470	410	550	485	550
AFL-6 185 mm <sup>2</sup>	270	540	455	630	535	630
AFLs-10 240 mm <sup>2</sup>	310	605	530	710	620	710
AFL-6 240 mm <sup>2</sup>	320	625	550	735	645	735
AFLs-10 300 mm <sup>2</sup>	365	705	620	830	730	830
AFL-8 525	515	1030	875	1220	1030	1220

Podane w tabeli wartości dotyczą długotrwałej obciążalności linii i są określone dla temperatury otoczenia +30°C w okresie letnim (od kwietnia do października włącznie) oraz +20°C w okresie zimowym (od listopada do marca włącznie), przy małych prędkościach wiatru do 0,5 m/s [56]. Dla niższych temperatur otoczenia lub większych prędkości wiatru obciążalność linii wzrasta.

Przyjmowane obecnie wartości obciążalności długotrwałej przewodów linii napowietrznej są wyznaczone na podstawie dość pesymistycznych założeń co do warunków pogodowych tzn. temperatura otoczenia  $+30^{\circ}\text{C}$ , prędkość wiatru 0,5 m/s, nasłonecznienie  $1000\text{ W/m}^2$ , kierunek wiatru  $90^{\circ}$ . W rzeczywistości warunki takie występują rzadko, dlatego przyjmując, że prawdopodobieństwo wystąpienia awarii przy takich warunkach pogodowych jest nieduże oraz biorąc również pod uwagę informacje zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, można dopuścić krótkotrwałą pracę linii z przeciążeniem do 20%.

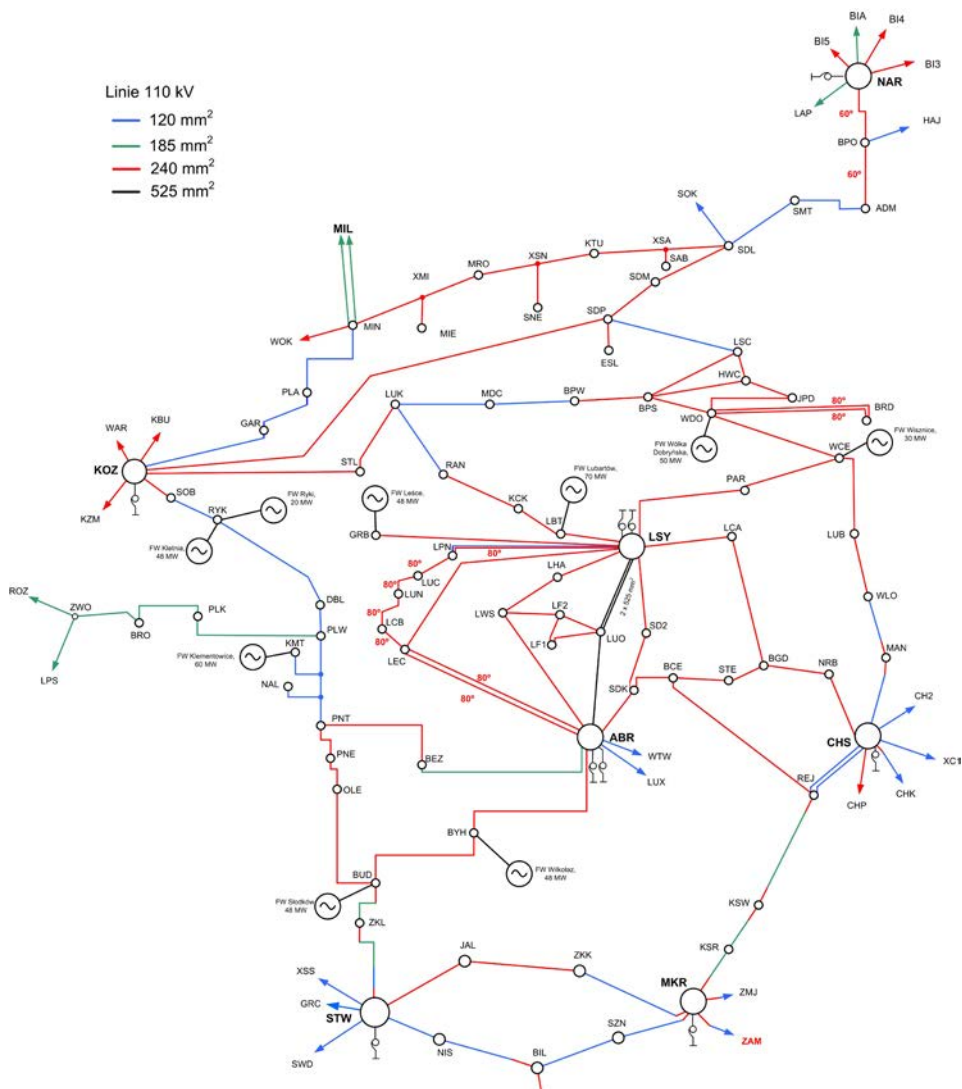
Wybrany fragment sieci składał się ze 105 linii, 7 transformatorów oraz 9 źródeł optymalizowanych (do obliczeń przyjmowano osiem źródeł ponieważ dwa z nich były przyłączone do tego samego węzła - Ryki, co stanowiło jeden punkt obliczeniowy). Źródła analizowane w obliczeniach to farmy wiatrowe, dla których w rzeczywistości (według wiedzy autora rozprawy) inwestorzy uzgodnili z OSD warunki przyłączenia. O ile w przypadku modelu KSE i danych linii napowietrznych oraz transformatorów zapewniono zgodność z siecią rzeczywistą, o tyle założenia dotyczące farm mogą być obecnie nieaktualne lub niepełne. Proces inwestycyjny przebiega bowiem w różnych płaszczyznach (technicznej, środowiskowej, formalno – prawnej, budowlanej itp.) i autor nie miał podstaw do ubiegania się o szczegółowe informacje dotyczące aktualnych „losów” rozpatrywanych obiektów.

W Tab. 4.2 wyszczególniono farmy wiatrowe uwzględniane w badaniach.

**Tab. 4.2.** Wykaz farm wiatrowych w rozpatrywanym obszarze z wydanymi warunkami przyłączenia

Lp.	Nazwa farmy wiatrowej	Moc znamionowa MW
1	FW Słodków	48
2	FW Wilkołaz	48
3	FW Leśce	48
4	FW Kletnia	48
5	FW Klementowice	60
6	FW Ryki	20
7	FW Lubartów	70
8	FW Wisznice	30
9	FW Wólka Dobryńska	50

Na Rys. 4.1 przedstawiono wybrany fragment badanej sieci wraz z dziesięcioma farmami wiatrowymi, które podlegały optymalizacji.



Rys. 4.1. Sieć elektroenergetyczna wykorzystywana do badań wraz z uwzględnieniem analizowanych farm wiatrowych

W Tab. 4.3 przedstawiono listę kodów węzłów sieci w badanym obszarze wraz z ich nazwami pełnymi.

















**Tab. 4.5.** *Lista transformatorów w analizowanym obszarze sieci.*

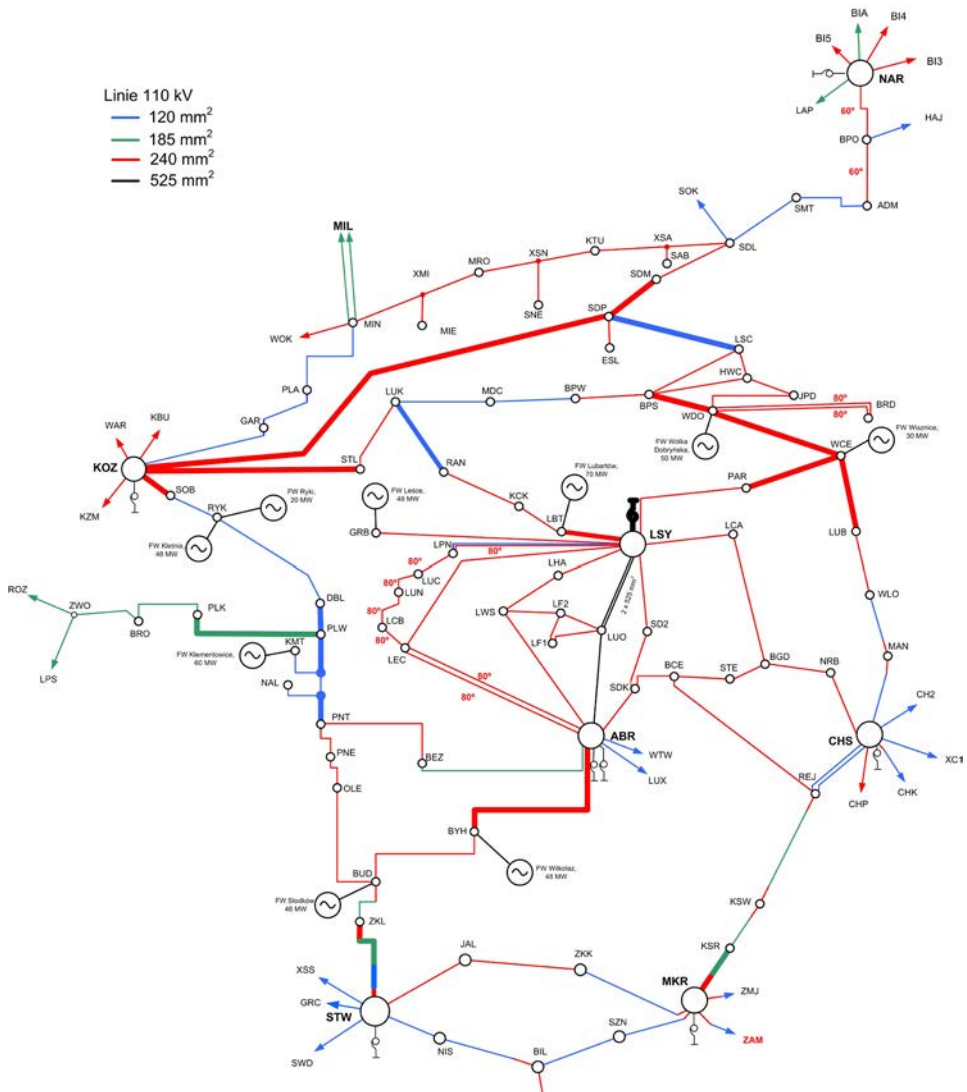

## 4.2. Obliczenia wstępne, analiza stanu sieci w obszarze zainteresowania przed przyłączeniem farm wiatrowych

Jako oczywisty warunek wstępny, który powinna spełniać rozpatrywana sieć przyjęto brak przekroczeń obciążalności elementów przy zerowej generacji wiatrowej. Warunek ten, zgodnie z wymaganiami operatorów sieci (adresowanych do podmiotów przyłączanych) powinien być spełniony w warunkach normalnych oraz w warunkach pojedynczych wyłączeń awaryjnych – analiza  $N_B(i)-1$ .

Opisaną w p.4.1 sieć poddano zatem analizie  $N_B(i)-1$ , w układzie bez farm wiatrowych, w celu określenia koniecznych modernizacji linii wynikających z aktualnych warunków pracy sieci. Wykonywana w warunkach profesjonalnych analiza  $N_B(i)-1$  obejmuje wyłączenia wszystkich elementów tworzących sieć na badanym obszarze. W pracach badawczych można jednak liczbę wyłączanych elementów uprościć, co jest uzasadnione faktem bardzo podobnych skutków związanych z niektórymi wyłączeniami (szczególnie dla konfiguracji szeregowej). Lista elementów wyłączanych w analizie  $N_B(i)-1$  wykonywanej w ramach prezentowanej rozprawy podana została w Tab. 4.6.

**Tab. 4.6.** Lista elementów wyłączanych w analizie  $N_B(i)-1$



Rys. 4.2. Analizowana sieć 110 kV wraz z pogrubionymi elementami zakwalifikowanymi do wyłączeń

Do modelu bazowego przyłączone zostały farmy wiatrowe (wg Tab. 4.2) generujące wartości mocy równe znamionowym. Takie podejście jest zgodne z praktyką stosowaną obecnie przez operatorów. Zdaniem autora rozprawy jest ona niewłaściwa i nie służy rozwojowi energetyki odnawialnej, ale jest to kwestia, która nie była w rozprawie szerzej omawiana.

Obliczenia rozptyłów mocy wykonane w takim układzie pracy sieci (stan normalny oraz stany  $N_B(i)-1$ ) wykazały przeciążenia niektórych linii

w rozpatrywanym obszarze - (Tab. 4.8). W Tab. 4.8 pokazano również proponowane zabiegi modernizacyjne, które byłyby konieczne do wykonania, w sytuacji gdyby farmy wiatrowe generowały maksymalną moc. Kwestia zasadności tych zabiegów i źródło ich finansowania to zasadnicze bariery rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce. Tym samym uzasadnione jest zamierzenie autora rozprawy, aby w warunkach równoczesnego (choć mało prawdopodobnego) wystąpienia:

- stanów awaryjnych sieci,
- warunków wiatrowych pozwalających na równoczesną generację przez wszystkie farmy mocy zbliżonych do znamionowych,
- temperatur powyżej 25 °C sprzyjających przeciążeniom,

ograniczyć w sposób optymalny aktualny poziom mocy we wskazanych farmach, zamiast prowadzenia przewymiarowanych inwestycji sieciowych, poprzedzonych często wieloletnimi sporami (także sądowymi) w zakresie kwestii ich finansowania (czy powinny być tym obciążone spółki dystrybucyjne, czy inwestorzy OZE?).

Autor generalnie stoi na stanowisku, by przyjmować „wystarczalność sieci” do przyłączenia farm wiatrowych, o ile w stanie normalnym możliwe jest wyprowadzenie z farm ich pełnych mocy znamionowych (równocześnie). Natomiast w stanach  $N_B(i)-1$  (awaryjnych i remontowych) powinna być stosowana redukcja mocy, której wielkość i zakres wyznaczałyby proponowane w rozprawie metody obliczeniowe.

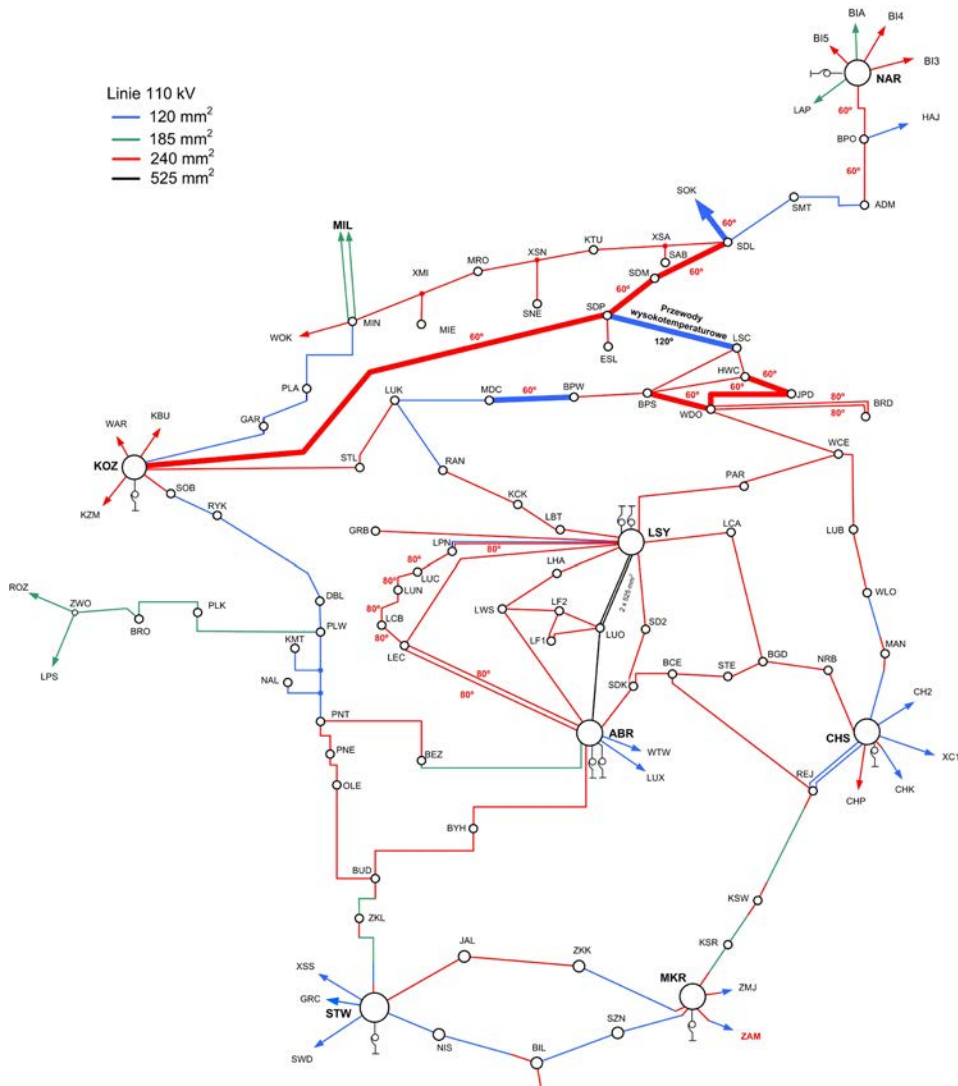


**Tab. 4.7.** Lista linii, dla których konieczne jest przeprowadzenie modernizacji przed obliczeniami optymalizacyjnymi (wynikające z obliczeń na podstawie analizy  $N_B(i)-1$ ) w układzie bez farm wiatrowych.

Lp.	Linia 110 kV wymagająca modernizacji	Stan istniejący		Dopuszczalne obciążenie dłu-gotrwałe A	Element wyłączony w stanie $N_B(i)-1$	Proponowane zabiegi modernizacyjne
		Przekrój przewodu, mm <sup>2</sup>	Temperatura projektowa, °C			
1	138(SDP121-KOZ112)	240	40	320	(SDP121-LSC112)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
2	150(SDP121-LSC112)	120	40	205	(SDP121-KOZ112)	Wymiana przewodów linii na przewody wysokotemperaturowe HTLS o przekroju 135,2 mm <sup>2</sup> i dostosowanie do temperatury pracy +120°C
3	C214(SDL121-SDM111)	240	40	320	(WCE112-WDO112)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
4	C244(SDM111-SDP111)	240	40	320	(WCE112-WDO112)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
5	W151(HWC112-JPD112)	240	40	320	(BPS112-WDO112)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
6	W152(JPD112-WDO112)	240	40	320	(BPS112-WDO112)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
7	W133(BPW112-MDC112)	120	40	205	(SDP121-LSC112)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
8	C209(SDL111-SOK111)	120	40	205	(WCE112-WDO112)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
9	W142(BPS112-WDO112)	240	40	320	(SDP121-LSC112)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C

Na Rys. 4.3 przedstawiono analizowaną sieć 110 kV wraz z pogrubieniem elementów przeciążających w stanie bez

farm wiatrowych, na podstawie analizy  $N_B(i)-1$ . Zapis typu  $60^\circ$  umieszczony nad wyróżnioną linią należy rozumieć jako konieczność podniesienia dopuszczalnej temperatury przewodów linii z  $40^\circ\text{C}$  do  $60^\circ\text{C}$  (zakres prac związany z tak określoną modernizacją linii – podwyższanie słupów, regulacja zwisów i naprężeń jest ustalany indywidualnie dla każdej linii).



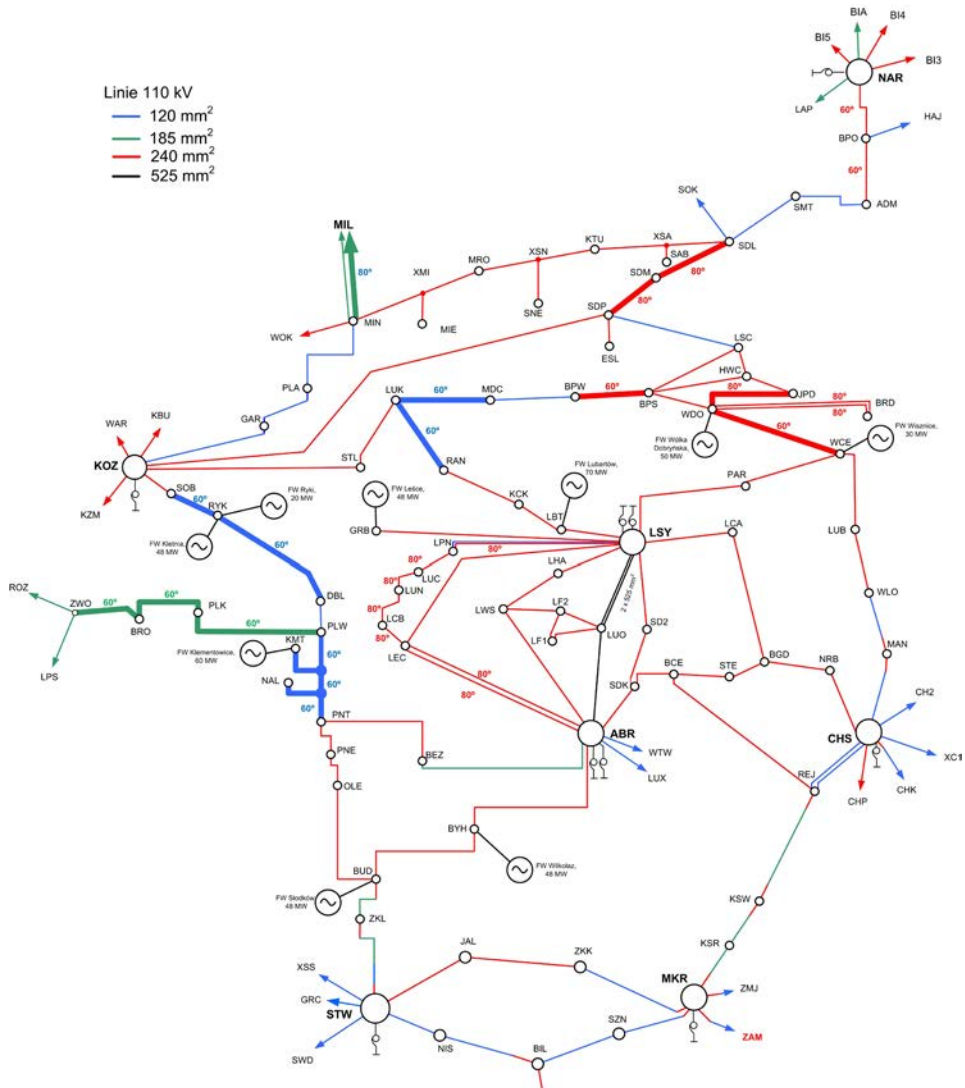
Rys. 4.3. Wyniki analizy sieci 110 kV dla zerowej generacji wiatrowej; wyróżniono linie wymagające modernizacji

**Tab. 4.8.** Lista linii przeciążających się określanych za pomocą analizy  $N_B(\hat{t})-1$  oraz proponowane dla nich zabiegi modernizacyjne po przyłączeniu farm wiatrowych (każda farma wiatrowa pracuje z maksymalną mocą).

Lp.	Linia 110 kV wymagająca modernizacji	Stan istniejący		Dopuszczalne obciążenie długotrwałe A	Element wyłączony	Maksymalne przeciążenie ( <b>obciążenie</b> ) w stanie $N_B(\hat{t})-1$ , % (A)	Proponowane zabiegi modernizacyjne
		Przekrój przewodu, mm <sup>2</sup>	Temperatura projektowa °C				
1	149(LUK121-MDC112)	120	40	205	(SDP121-LSC112)	10%_(225)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
2	159(LUK121-RAN112)	120/240	40	205	(LBT112-LSY122)	22%_(249)	Dostosowanie odcinka linii o przekroju 120 mm <sup>2</sup> do temperatury pracy +60°C
3	C005(MIL121-MIN111)	185	40	270	(SDM111-SDP111)	78%_(481)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +80°C
4	C214(SDL121-SDM111)	240	60	550	(WCE112-WDO112)	7%_(587)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +80°C
5	C244(SDM111-SDP111)	240	60	550	(WCE112-WDO112)	13%_(621)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +80°C
6	W134(BPS112-BPW112)	240	40	320	(SDP121-LSC112)	7%_(343)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
7	W143(WCE112-WDO112)	240	40	320	(SDP121-LSC112)	3%_(328)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C

8	W152(JPD112- -WDO112)	240	60	550	(BPS112- -WDO112)	1%_(555)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +80°C
9	W001(ZWO112- -BRO112)	185	40	270	(SOB111- -KOZ112)	6%_(286)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
10	W159(PLK112- -BRO112)	185	40	270	(SOB111- -KOZ112)	11%_(301)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
11	W101(PLK112- -PLW112)	185	40	270	(SOB111- -KOZ112)	23%_(332)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
12	W105A(KMT112- -PLW112)	120	40	205	(DBL112- -PLW112)	39%_(286)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
13	W104(DBL112- -RYK112)	120	40	205	(SOB111- -KOZ112)	14%_(234)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
14	112(SOB111- -RYK112)	120	40	225	(PLK112- -PLW112)	19%_(268)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
15	W105B(KMT112- -NAL112)	120	40	205	(KMT112- -PLW112)	30%_(267)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C
16	W105C(NAL112- -PNT112)	120	40	205	(KMT112- -PLW112)	22%_(250)	Dostosowanie linii do temperatury pracy +60°C

Na Rys. 4.4 przedstawiono analizowaną sieć 110 kV wraz z pogrubieniem elementów przeciążających się w stanie z farmami wiatrowymi oraz po uwzględnieniu modernizacji opisanych w Tab. 4.7, na podstawie analizy  $N_B(i)-1$ .



Rys. 4.4. Wyniki analizy sieci 110 kV z uwzględnieniem znamionowej generacji mocy w farmach wiatrowych (łącznie 422 MW); wyróżniono linie wymagające modernizacji wynikające z przyłączenia farm.



## 5. Propozycje metod określania redukcji mocy generowanej w farmach wiatrowych

### 5.1. Uwagi wstępne

Problem przeciążania się elementów systemu elektroenergetycznego istniał zawsze, jednak w ostatnich czasach znacznie się nasilił w związku z ciągłym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wzrostem liczby inwestorów starających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej źródeł wytwórczych o różnych mocach znamionowych (głównie farm wiatrowych [10, 42]). Stare, wysłużone elementy systemu nie są na czas modernizowane czy też wymieniane, co niekorzystnie wpływa na bezpieczeństwo pracy sieci. Rozwiązanie tego problemu nie jest zadaniem łatwym, szczególnie jeśli mówimy o układzie zamkniętym. W niniejszej rozprawie zaproponowano kilka metod pozwalających wyeliminować powstałe przekroczenia prądowe (mocowe) gałęzi sieci elektroenergetycznej. Trzy z nich (metoda programowania liniowego, metoda optymalizacji heurystycznej oraz krokowa metoda śledzenia przepływów mocy) polegają na potraktowaniu tego zagadnienia jako zadania optymalizacyjnego. Metoda redukcji proporcjonalnej bazuje natomiast na intuicyjnie oczywistej redukcji mocy, proporcjonalnej do wartości mocy generowanej w poszczególnych źródłach, od stanu wyjściowego aż do stanu pozwalającego na uzyskanie określonego efektu w postaci wyeliminowania przeciążeń prądowych (mocowych) elementów SEE.

Jak już wspomniano na wstępie w gremiach operatorów systemu dominuje dążenie, aby sieć elektroenergetyczna pozwalała na wyprowadzenie pełnej mocy z farm wiatrowych zarówno w warunkach normalnych (co jest oczywiste), ale także w warunkach  $N_B(i)-1$ , a czasem także wspomina się o  $N_B(i)-2$ ! Skutkiem takiego podejścia są listy elementów do modernizacji liczące kilkadziesiąt pozycji (na jedną farmę) i całkowicie nierealne plany ich przeprowadzenia. Efekt medialny takiego stanowiska to powszechny pogląd, że przyłączenie do polskiego systemu elektroenergetycznego farm

wiatrowych o mocy powyżej 3000 – 4000 MW oznacza miliardowe nakłady na modernizację sieci.

Z drugiej strony ostatnie zmiany w ustawie Prawo energetyczne [71] nakazują operatorom publikowanie możliwych mocy przyłączeniowych dla wszystkich węzłów. Niestety ustawa nie określa metodyki wyznaczania wartości tych mocy, więc można przypuszczać, że będą one dla podmiotów starających się o przyłączenie niekorzystne i staną się kolejną barierą dla rozwoju OZE. Tymczasem spotyka się szereg prac i publikacji proponujących różne metody oceny możliwości przyłączeniowych sieci – [11, 12, 13, 14, 38, 39, 57, 62, 63, 72], choć odnosi się wrażenie że energetyka nie wybrała jeszcze podejścia, które byłoby satysfakcjonujące. Metody takie proponował również autor niniejszej rozprawy - [P5, P6] oraz zespół realizujący prace badawczą dla firmy PSE Operator S.A. [E41], którego autor był członkiem.

Niezależnie od rozwiązań, które przyjmie energetyka na etapie planowania rozwoju i szacowania możliwości przyłączeniowych, w przekonaniu autora presja na rozwój OZE (zarówno naturalna wynikająca z rozwoju świadomości ludzi jak i wymuszona ustawodawstwem UE) doprowadzi do stanów ruchowych sieci, w których jej możliwości przesyłowe okażą się niewystarczające. Dla takich przypadków powinny być gotowe algorytmy ograniczające generację mocy w farmach wiatrowych, jak też techniczne możliwości realizacji tych ograniczeń. Przedstawione poniżej propozycje metod spełniają pierwsze z przedstawionych wymagań.

## **5.2. Redukcja mocy generowanej w farmach wiatrowych jako zadanie optymalizacyjne**

Optymalizacja w systemie elektroenergetycznym była stosowana od dawna. Na początku zagadnienie to sprowadzało się do minimalizacji sumarycznych kosztów wytwarzania (przy znajomości charakterystyk kosztowych poszczególnych źródeł). Do dzisiaj funkcjonuje ono pod nazwą ERO (Ekonomiczny Rozdział Obciążeń). Oczywiście pod nazwą ERO mogą kryć się inne zadania optymalizacyjne. Jeżeli w powyższym zagadnieniu uwzględnimy również aspekty związane z bezpieczeństwem systemu elektroenergetycznego, to dostaniemy do rozwiązania zadanie zwane jako SCOPF (ang. *security constrained optimal power flow*) - optymalny rozptył mocy z uwzględnieniem zasady  $N_B(i)-1$ . Zasada  $N_B(i)-1$  polega na tym, by przy kolejnym wyłączaniu gałęzi sieci (z wyjątkiem gałęzi promieniowych), w każdym przypadku nie dochodziło do przekroczeń prądowych



jak i napięciowych zarówno w danym węźle jak i w całej sieci. W niniejszej pracy podjęto próbę wyznaczenia takiego, maksymalnego wektora mocy generowanych przez poszczególne źródła, który spełniałby ograniczenia sieciowe oraz bilansowe. Przyłączenie do węzłów sieci przesyłowej nowych źródeł nie może powodować naruszenia ograniczeń takich jak minimalne i maksymalne wartości mocy rozpatrywanych jednostek, dopuszczalne obciążalności prądowe linii, przepustowości transformatorów, salda wymiany z zagranicą a także minimalnych i maksymalnych wartości mocy źródeł klasycznych ze względu na bezpieczeństwo. Konieczne jest także spełnienie powyższych ograniczeń również w stanach  $N_B(i)-1$ , które niejako powinny być traktowane jako dodatkowe ograniczenia. Innym problemem jest wymiar zadania. Analizowana sieć elektroenergetyczna może składać się bowiem z tysięcy elementów, co powoduje utrudnienie i zwolnienie procesu obliczeniowego. Chcąc spełnić wszystkie powyższe wymagania należy tak określić i rozdzielić możliwą do wprowadzenia moc, aby zachowana była przede wszystkim równowaga systemu oraz zachowane jego bezpieczeństwo pracy. Wprowadzając do sieci dodatkową moc (pochodzącą ze źródeł wiatrowych) oczywistym jest, że należy odpowiednio zmniejszać moc generowaną w elektrowniach klasycznych, aż do uzyskania minimum technicznego, którego nie można przekroczyć. Kryteria poszukiwania wektora mocy generowanych w farmach wiatrowych mogą być różne. Należy jednak bardzo ostrożnie formułować sposób rozwiązania i wnioski ponieważ funkcji kryterialnych może być bardzo dużo, w zależności od tego co chcemy osiągnąć. Szereg szczegółowych rozważań w tym zakresie zawiera monografia [36].

Kompletna optymalizacja danego stanu sieci będzie miała miejsce wówczas, gdy zostaną uwzględnione wszystkie warunki pracy SEE. Jeżeli (zgodnie z literaturą dotyczącą zagadnienia rozplądów mocy [40, 50, 69, 25, 60]) wprowadzimy oznaczenia dla trzech wektorów:

- stanu ( $x$ )

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} U \\ \delta \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

zawierającego napięcia węzłowe ( $U$ ) i ich kąty ( $\delta$ );

- sterowań ( $s$ )

$$\mathbf{s} = \begin{bmatrix} P_G \\ Q_G \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

zawierającego moce czynne () i bierne () generowane w węzłach;

- wymuszeń ( $w$ )

$$w = \begin{bmatrix} P_L \\ Q_L \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

zawierającego moce czynne () i bierne () odbierane w węzłach, to wówczas zadanie optymalizacyjne będzie polegało na znalezieniu minimum **funkcji celu**

$$F_C(x, w, s) \rightarrow \min \quad (5.4)$$

przy **ograniczeniach równościowych**

$$g(x, w, s) = 0 \quad (5.5)$$

i **nierównościowych**

$$h(x, w, s) \geq 0 \quad (5.6)$$

Na samym wstępie problemem wydaje się być już sama **funkcja celu**. Zarówno przy wielu zmiennych jak i ograniczeniach każda ingerencja w postać funkcji celu może dawać różne rozwiązania. Zadanie optymalizacyjne może być formułowane na wiele sposobów:

- maksymalizacja sumy mocy generowanych w nowych źródłach wytwórczych;
- minimalizacja kosztów wytwarzania w nowych źródłach. Wadą tej funkcji jest konieczność określenia cen węzłowych mocy;
- minimalizacja obciążenia gałęzi systemu pod kątem zachowania „zapasu” przepustowości;
- maksymalizacja wykorzystania gałęzi systemu, w tym przypadku nie występuje pojęcie zapasu przepustowości;
- minimalizacja strat mocy w sieci;
- utrzymanie salda wymiany międzynarodowej na odpowiednim poziomie itp.

Z powyższych rozważań wynika, że wybór metody optymalizacyjnej nie jest tu najważniejszy, równie ważne jest odpowiednie sformułowanie zadania.

W niniejszej pracy wybrano **pierwszą z podanych wyżej funkcji celu** – **maksymalizację sumy mocy generowanych w wybranych źródłach wytwórczych**, przy czym wybór wynika z zastosowanych technologii wy-

tworzenia energii elektrycznej – uwagę skupiono na farmach wiatrowych. Postać tej funkcji wydaje się być najbardziej naturalna. W przypadku wystąpienia przekroczeń prądowych (mocowych) gałęzi, należy znaleźć taki wektor wartości mocy generowanych (którego suma elementów daje wartość maksymalną) przez poszczególne źródła (farmy wiatrowe), aby te przeciążenia wyeliminować. Jest to jak najbardziej korzystne z punktu widzenia zarówno właścicieli farm wiatrowych jak i operatorów systemów dystrybucyjnych. Postać funkcji celu będzie więc następująca

$$F_c(s) = -\sum_{j=1}^{N_z} P_{Gj} \quad (5.7)$$

gdzie jest wartością mocy czynnej generowanej przez dane źródło (farmę wiatrową) natomiast  $N_z$  jest liczba węzłów sieci do których zostały przyłączone poszczególne źródła.

**Ograniczenia** wynikają z problematyki zadania rozpiływowego. Wy różnić można ograniczenia równościowe (bilansowe a także zapewniające wymianę mocy z obszarami sąsiednimi na stałym poziomie) oraz ograniczenia nierównościowe (minimalne i maksymalne wartości mocy czynnej i biernej możliwe do generowania przez poszczególne źródła, dopuszczalne wartości przepustowości gałęzi oraz minimalne i maksymalne wartości napięcia w węzłach sieci).

Stosując oznaczenia wektorów stanu, sterowań i wymuszeń tak jak powyżej, ogólnie, równania sieci można zapisać w następujący sposób

$$s - w - f(x) = 0 \quad (5.8)$$

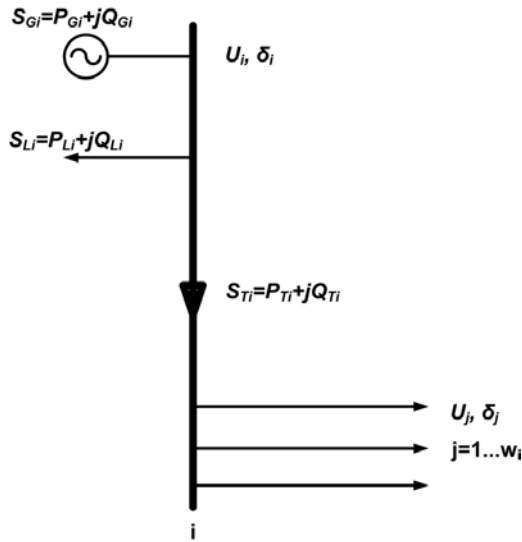
Ograniczenia równościowe wynikają z równań bilansowych, które w postaci macierzowej, dla każdego spośród  $i=1 \dots N$  węzłów, mają następującą postać

$$P_{Gi} - P_{Li} - f_P(U, \delta) = 0 \quad (5.9)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - f_Q(U, \delta) = 0 \quad (5.10)$$

gdzie:  $P_{Gi}$ ,  $P_{Li}$  to wektory mocy czynnej odpowiednio generowanej i odbieranej w węzle  $i$ -tym,  $Q_{Gi}$ ,  $Q_{Li}$  to wektory mocy biernej odpowiednio generowanej i odbieranej w węzle  $i$ -tym,  $f_P$  oraz  $f_Q$  to funkcje zależne od parametrów wektora stanu.

Jeżeli  $i$ -ty węzeł przedstawimy tak jak na Rys. 5.1,



Rys. 5.1. Bilans mocy w węźle  $i$ -tym

wówczas będą spełnione zależności

$$P_{Gi} - P_{Li} = P_{Ti} \quad (5.11)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} = Q_{Ti} \quad (5.12)$$

Moc pozorna jaka zostanie przesłana do węzłów sąsiednich (które oznaczają się jako  $j=1 \dots w_i$ ) będzie wyrażała się następującą zależnością

$$\underline{S}_{Ti} = P_{Ti} + jQ_{Ti} = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \sum_{j=1}^{w_i} \underline{U}_j^* \cdot \underline{Y}_{ij}^* \quad (5.13)$$

gdzie  $Y_{ij}$  jest admitancją gałęzi przyłączonej do węzłów  $i$  oraz  $j$ .

Jeżeli w napięciach oraz admitancjach wyróżnimy moduły oraz argumenty wówczas szczegółowa postać wzorów (9.9) i (5.10) będzie następująca

$$P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^w \left[ U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] = 0 \quad (5.14)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j=1}^w \left[ U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \right] = 0 \quad (5.15)$$

Ograniczenia związane z utrzymaniem stałej wymiany mocy z obszarem (obszarami) sąsiednimi powinny być również traktowane jako równościowe. Jednak z uwagi na fakt, że jest to wymaganie bardzo ostre, można przyjąć pewną tolerancję i potraktować je jako ograniczenie nierównościowe o postaci

$$P_B + \Delta P_B - \sum_{k=1}^{N_g} \sum_{j=1}^{l_k} P_{kj} \geq 0 \quad (5.16)$$

oraz

$$\sum_{k=1}^{N_g} \sum_{j=1}^{l_k} P_{kj} - P_B + \Delta P_B \geq 0 \quad (5.17)$$

gdzie:

$l_k$  – liczba węzłów, spoza analizowanego obszaru, połączonych z węzłem  $k$  - tym

$N_g$  – liczba węzłów sieci określonych jako graniczne,

$P_B$  - zadany poziom bilansu wymiany mocy z innymi obszarami,

$\Delta P_B$  - tolerancja utrzymania bilansu wymiany mocy z innymi obszarami (plus/minus).

W skład ograniczeń nierównościowych wchodzi także:

- ograniczenia dopuszczalnych przepustowości gałęzi; dopuszczalnych obciążalności prądowych w przypadku linii elektroenergetycznych oraz mocy znamionowych w przypadku transformatorów, ograniczenie to można zapisać następująco

$$I_{kl\max} - I_{kl} \geq 0 \quad (5.18)$$

gdzie  $I_{kl\max}$  jest dopuszczalną obciążalnością prądową gałęzi przyłączonej do węzłów  $k$  i  $l$ ,  $I_{kl}$  jest rzeczywistą wartością prądu płynącego w gałęzi przyłączonej do węzłów  $k$  i  $l$ .

W przypadku linii elektroenergetycznych należy mieć na uwadze fakt, że obciążalność prądowa nie jest wartością stałą lecz zmienia w stosunkowo szerokich granicach (jeżeli wyznacza się ją w sposób dynamiczny uwzględniając warunki atmosferyczne) lub zmienia się sezonowo – dwa razy w roku jako letnia i zimowa (jeżeli przyjęta jest na stałe dla określonej pory roku – metoda używana obecnie przez operatorów systemu).

- ograniczenia dopuszczalnych wartości mocy czynnych i biernych źródeł

$$\begin{aligned} P_{Gj\max} - P_{Gj} &\geq 0 \\ P_{Gj} - P_{Gj\min} &\geq 0 \end{aligned} \quad (5.19)$$

$$\begin{aligned} Q_{Gj\max} - Q_{Gj} &\geq 0 \\ Q_{Gj} - Q_{Gj\min} &\geq 0 \end{aligned} \quad (5.20)$$

gdzie:  $P_{Gj\min}$ ,  $P_{Gj\max}$  to odpowiednio minimalna i maksymalna wartość mocy czynnej możliwej do generowania przez dane źródło,  $Q_{Gj\min}$ ,  $Q_{Gj\max}$  to odpowiednio minimalna i maksymalna wartość mocy biernej możliwej do generowania przez dane źródło,  $P_{Gj}$ ,  $Q_{Gj}$  to odpowiednio rzeczywista wartość mocy czynnej i biernej generowanej przez dane źródło.

- ograniczenia dopuszczalnych wartości napięć w poszczególnych węzłach sieci

$$\begin{aligned} U_{j\max} - U_j &\geq 0 \\ U_j - U_{j\min} &\geq 0 \end{aligned} \quad (5.21)$$

gdzie:  $U_{j\min}$ ,  $U_{j\max}$  to odpowiednio minimalna i maksymalna wartość napięcia w danym węźle sieci,  $U_j$  to rzeczywista wartość napięcia w danym węźle sieci. Często przyjmuje się, że  $U_{j\max} = 1,1 \cdot U_{nj}$ ,  $U_{j\min} = 0,9 \cdot U_{nj}$ , gdzie  $U_{nj}$  jest to wartość napięcia znamionowego danego węzła sieci.

### 5.3. Klasyczne metody optymalizacji

Jak już wspomniano, optymalizacja w systemie elektroenergetycznym (OPF) może dotyczyć kosztów, strat mocy, wyznaczania zdolności przesyłowych, planowania rozwoju i modernizacji sieci, ocenę efektywności inwestycji sieciowych, itp. Jeżeli w powyższym zagadnieniu uwzględnimy dodatkowo aspekty niezawodnościowe dotyczące zdolności SEE do niezawodnej realizacji funkcji wytwórczych i przesyłowych także w warunkach awaryjnych, wówczas będziemy mieli do czynienia z zadaniem SCOPF.

Jednym ze sposobów rozwiązania powyższego zagadnienia jest jego linearyzacja i zastosowanie programowania liniowego (np. metoda Simplex – opisana w rozdziale 5.5.2) [34, 58].

Linearyzacja zagadnienia pozwala znaleźć rozwiązanie, ale może ono być obarczone błędem wynikającym z przyjętych założeń upraszczających. Dlatego też lepszym rozwiązaniem, dla zagadnienia OPF, wydaje się być zastosowanie jednej z metod optymalizacji nieliniowej.

Rozwiązanie zadania optymalizacji z ograniczeniami (z takimi zagadnieniami mamy do czynienia w elektroenergetyce) polega na zamianie zada-

nia pierwotnego z ograniczeniami na zadanie bez ograniczeń. Rozwiązanie tego zadania nie stanowi wówczas większego problemu, wystarczy zastosować jedną z metod optymalizacji (liniowej lub nieliniowej) bez ograniczeń.

W przypadku ograniczeń równościowych minimum funkcji celu opisanej wzorem można znaleźć stosując funkcję Lagrange'a postaci [2, 64, 65]

$$L(\mathbf{s}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = F_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{i=1}^p \lambda_i g_i(\mathbf{s}, \mathbf{x}) \quad (5.22)$$

gdzie

$\boldsymbol{\lambda}$  – p-elementowy wektor mnożników Lagrange'a.

Nowa funkcja celu, opisana zależnością (5.22), różni się od pierwotnej tym, że zawiera w sobie ograniczenia równościowe. Warunkiem koniecznym istnienia ekstremum funkcji  $L(\mathbf{s}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})$  jest, aby pochodne cząstkowe tej funkcji, w punkcie optymalnym, względem zmiennych niezależnych (elementów wektora  $\mathbf{s}$ ) oraz zmiennych  $\lambda_i$  były równe zero. Jest to warunek istnienia punktu siodłowego funkcji Lagrange'a, czyli punktu, w którym funkcja pierwotna  $F_c(\mathbf{s}, \mathbf{x})$  osiąga optimum.

W przypadku występowania ograniczeń nierównościowych należy dodatkowo zastosować warunki wynikające z twierdzenia Kuhna-Tuckera [2, 65].

Zgodnie z tym twierdzeniem ekstremum funkcji  $F_c(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s})$  w obszarze ograniczeń równościowych i nierównościowych występuje w tym samym punkcie co punkt siodłowy funkcji Lagrange'a

$$L(\mathbf{s}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = F_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{i=1}^p \lambda_i g_i(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{j=1}^m \mu_j h_j(\mathbf{s}, \mathbf{x}) \quad (5.23)$$

przy czym

$\mu_j = 0$  gdy  $h_j(\mathbf{s}, \mathbf{x}) > 0$ ,

$\mu_j < 0$  gdy  $h_j(\mathbf{s}, \mathbf{x}) = 0$ ,

gdzie:

$\boldsymbol{\lambda}$  – p-elementowy wektor mnożników Lagrange'a,  $\boldsymbol{\mu}$  – m-elementowy wektor mnożników Kuhna-Tuckera.

Zastosowanie twierdzenia Kuhna-Tuckera do rozwiązywania zadań optymalizacji z ograniczeniami staje się skomplikowane i nieskuteczne przy dużej liczbie zmiennych (tak jak ma to miejsce w przypadku rozległego systemu elektroenergetycznego). Dlatego też opracowano kilka innych metod, bardziej przydatnych z praktycznego punktu widzenia [40]. Jedną z takich metod jest metoda (zaproponowana przez amerykańskich uczonych – praktyków – Dimmela i Tinney'a) polegająca na włączeniu do funkcji celu ograniczeń nierównościowych w postaci kary za ich przekroczenie [18]

$$\widehat{F}_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) = F_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{j=1}^m r_j h_j^2(\mathbf{s}, \mathbf{x}) \quad (5.24)$$

gdzie

$r_j$  – zmienna dwustanowa przyjmująca dużą wartość gdy nie jest spełnione ograniczenie nierównościowe i równa zero gdy ograniczenie jest spełnione.

Nowa funkcja celu  $\widehat{F}_c(\mathbf{s}, \mathbf{x})$  zawiera w sobie już ograniczenia nierównościowe, toteż w kolejnym kroku, do rozwiązania zadania optymalizacyjnego z pozostałymi ograniczeniami tylko równościowymi, można zastosować funkcję Lagrange'a postaci

$$L(\mathbf{s}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = \widehat{F}_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda}' \mathbf{g}(\mathbf{s}, \mathbf{x}) \quad (5.25)$$

gdzie

$\boldsymbol{\lambda}$  – wektor mnożników Lagrange'a.

Ekstremum funkcji opisanej zależnością (5.25) znajduje się rozwiązując układ równań

$$L_s = \frac{\partial \widehat{F}_c}{\partial \mathbf{s}} + A_s' \boldsymbol{\lambda} = 0 \quad \left| \quad L_s = \frac{\partial \widehat{F}_c}{\partial \mathbf{s}} + \left[ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{s}} \right]' \boldsymbol{\lambda} \quad (5.26)$$

$$L_x = \frac{\partial \widehat{F}_c}{\partial \mathbf{x}} + A_x' \boldsymbol{\lambda} = 0 \quad \left| \quad L_x = \frac{\partial \widehat{F}_c}{\partial \mathbf{x}} + \left[ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \right]' \boldsymbol{\lambda} \quad (5.27)$$

$$L_\lambda = \mathbf{g}(\mathbf{s}, \mathbf{x}) = 0 \quad \left| \quad L_\lambda = \mathbf{g}(\mathbf{s}, \mathbf{x}) = 0 \quad (5.28)$$

W pierwszej kolejności należy określić początkową wartość wektora sterowań  $\mathbf{s}$ , następnie rozwiązać równanie (5.28) (obliczyć rozptyw mocy w SEE) i na koniec z równania (5.27) wyznaczyć wektor mnożników Lagrange'a  $\boldsymbol{\lambda}$ , a z równania (5.26) określić wartość gradientu

$$L_s = \frac{\partial \widehat{F}_c}{\partial \mathbf{s}} + \left[ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{s}} \right]' \left[ \left( \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \right)' \right]^{-1} \frac{\partial \widehat{F}_c}{\partial \mathbf{x}} \quad (5.29)$$

Następnie należy obliczyć nową wartość wektora sterowań

$$\mathbf{s}_k = \mathbf{s}_{k-1} - c \mathbf{L}_s \quad (5.30)$$

gdzie

$c$  – długość kroku gradientowego.



Jeżeli różnica jest mniejsza od przyjętej dokładności obliczeń wówczas obliczenia należy zakończyć, a jeżeli nie, całe postępowanie powtórzyć od nowa.

Trudnością w stosowaniu tej metody jest określanie współczynnika kary.

Inną metodą jest zastosowanie metody funkcji kary – czyli włączenie do funkcji celu zarówno ograniczeń równościowych jak i nierównościowych w postaci kary za ich przekroczenie [61]

$$T(\mathbf{s}, \mathbf{r}) = F_c(\mathbf{s}, \mathbf{x}) + \sum_{i=1}^p r_i g_i^2(\mathbf{s}) + \sum_{j=1}^m r_j h_j^2(\mathbf{s}) \quad (5.31)$$

gdzie:

$r_i, r_j$  – parametry kary.

Optymalna wartość wektora  $\hat{\mathbf{s}}$  znajdująca jest poprzez poszukiwanie ekstremum funkcji  $T(\mathbf{s}, \mathbf{r}^{(k)})$ , dla różnych, coraz większych, wartości parametrów kary. Powstaje w ten sposób ciąg wartości wektora  $\mathbf{r}^{(k)}$ . Obliczenia należy zakończyć wtedy, gdy różnica  $|s_k - s_{k-1}|$  jest mniejsza od przyjętej dokładności.

Na rynku istnieją różne programy obliczeniowe pozwalające na rozwiązywanie zadania programowania nieliniowego OPF. Są to między innymi: DigSilent – [27], PowerWorld – [28], Spectrum Siemens – [44], czy MathPower – [29].

Ze względu na wymiar zadania oraz trudności obliczeniowe, na jakie natrafił autor rozprawy, konieczne stało się poszukiwanie innych, nowych metod pozwalających rozwiązać rozważane zagadnienie. Metody przedstawione w rozprawie, oprócz metody programowania liniowego, pozwalają znaleźć rozwiązanie bez znajomości pochodnej funkcji celu, która w zadaniach wielowymiarowych - gdzie niektóre wielkości wyznaczone są w procesie iteracyjnym, jakim jest chociażby rozwiązywanie zadania rozpląwowego - jest kłopotliwa do określenia. Ponadto nie jest konieczne sprawdzanie czy funkcja celu jest różniczkowalna oraz ciągła w badanym obszarze. W większości przypadków istnieje pewność, że znalezione ekstremum jest globalne, co jest bardzo ważne z punktu widzenia przyjętego kryterium optymalności.

#### 5.4. Metoda redukcji proporcjonalnej

Niewątpliwie najprostszą metodą pozwalającą eliminować powstałe przeciążenia elementów sieci może być metoda polegająca na proporcjonal-

nym zmniejszaniu wartości mocy generowanej w poszczególnych źródłach. Można ją nazwać metodą intuicyjną ponieważ skupiamy się na wybranym obszarze sieci oraz arbitralnie wybranych źródłach w analizowanym obszarze. Bierzemy pod uwagę źródła, które są usytuowane najbliżej w stosunku do przeciążających się gałęzi (określenie zbioru źródeł podlegających regulacji też jest intuicyjne). Wartość mocy czynnej  $\Delta P$ , o którą należy zmniejszyć generację w badanym obszarze sieci można rozłożyć na poszczególne źródła według zależności

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{P_{G1}}{\sum_j P_{Gj}} \cdot \Delta P + \frac{P_{G2}}{\sum_j P_{Gj}} \cdot \Delta P + \dots + \frac{P_{GN_z}}{\sum_j P_{Gj}} \cdot \Delta P = \\ &= \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{GN_z} \end{aligned} \quad (5.32)$$

gdzie:  $P_{Gj}$  to wartość mocy czynnej generowanej przez dane źródło,  $N_z$  oznacza liczbę źródeł objętych regulacją w rozpatrywanym obszarze.

Z zależności (5.32) wynika, że w każdym z rozpatrywanych źródeł należy ograniczyć generację proporcjonalnie do jego mocy generowanej.

Redukcję mocy należy przeprowadzać krokowo, w kolejnym kroku dobierając wartość  $\Delta P$  na podstawie intuicji i doświadczenia, aż do likwidacji stanów przeciążeń wszystkich elementów w rozpatrywanym obszarze sieci.

Badania wykonane w oparciu o niniejszą metodę przeprowadzono dla sieci opisanej w rozdziale 4.

W stanie normalnym, w układzie gdy wszystkie rozważane farmy wiatrowe pracują z maksymalną mocą czynną, przeciążeniu ulegały cztery linie 110 kV: C214-(SDL121-SDM121), C244-(SDM111-SDP111), W105A-(KMT112-PLW112), W101-(PLK112-PLW112). Założono, że sumaryczna wartość mocy czynnej, o którą należy zmniejszyć generację w analizowanym obszarze sieci wynosi początkowo 20 MW. Po każdorazowym zmniejszeniu sumarycznej generacji o podaną wyżej wartość dokonywano obliczenia rozpręgu mocy i sprawdzano czy występują przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej/mocowej gałęzi sieci. Po szóstym kroku okazało się, że przeciążeniu ulega jedna linia, tak więc zmniejszono sumaryczną wartość mocy zmniejszającej generację do 10 MW. Obliczenia rozpręgów mocy, przy takim układzie generacji wykazały brak przeciążeń. Wyniki uzyskane niniejszą metodą przedstawiono w Tab. 5.1, Tab. 5.2. Na podstawie uzyskanych wyników można powiedzieć, że wszystkie uwzględniane ograniczenia sieciowe zostały spełnione przy dość znacznej, sumarycznej redukcji mocy

generowanej w farmach wiatrowych. Ograniczeniem, które wpłynęło na takie rozwiązanie była dopuszczalna obciążalność prądowa linii 110 kV C244 (SDM111-SDP111). Sumaryczna wartość mocy generowanej w farmach zmniejszyła się z wartości **422 MW** do wartości 292 MW. W Tab. 5.3, Tab. 5.4, Tab. 5.5, Tab. 5.6, Tab. 5.7 przedstawiono wyniki optymalnej redukcji generacji w farmach wiatrowych dla wybranych stanów  $N_B(i)$ -1.

**Tab. 5.1.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą proporcjonalną (stan normalny) (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	33	110	BUD112	Budzyń
2	33	110	BYH112	Bychawa
3	33	110	GRB112	Garbów
4	42	110	KMT112	Klementowice
5	48	110	LBT112	Lubartów
6	47	110	RYK112	Ryki
7	21	110	WCE112	Wisznice
8	35	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	292	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.2.** Stopień obciążenia elementów sieci po wprowadzeniu ograniczeń generacji metodą redukcji proporcjonalnej

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n$ (A/MVA)	$I/S$ (A/MVA)	$I/I_n$ (S/S <sub>n</sub> )	Rodzaj gałęzi
1	C733	ADM111	SMT111	205	117	0.57	linia
2	C703	ADM121	BPO121	550	93	0.17	linia
3	C705	BPO111	HAI111	205	71	0.34	linia
4	C241A	KTU121	XSA111	320	62	0.19	linia
5	C203	LUK111	STL121	320	36	0.11	linia
6	149	LUK121	MDC112	205	13	0.07	linia
7	159	LUK121	RAN112	205	67	0.33	linia
8	C240A	MIN121	XMI111	320	58	0.18	linia
9	C204A	MRO111	XSN111	320	50	0.16	linia
10	C702	NAR121	BPO111	550	143	0.26	linia
11	C020	SDL111	SMT121	205	188	0.92	linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
12	C209	SDL111	SOK111	350	212	0.61	linia
13	C214	SDL121	SDM121	550	516	0.94	linia
14	C244	SDM111	SDP111	550	550	1	linia
15	138	SDP121	KOZ112	550	258	0.47	linia
16	150	SDP121	LSC112	570	392	0.69	linia
17	144	SOB111	KOZ112	288	41	0.14	linia
18	112	SOB121	RYK112	225	74	0.33	linia
19	162	STL111	KOZ122	288	54	0.19	linia
20	C240B	XMI111	MRO121	320	59	0.19	linia
21	C241B	XSA111	SDL121	320	64	0.2	linia
22	C204B	XSN111	KTU111	320	52	0.16	linia
23	W111	ABR112	BYH112	320	29	0.09	linia
24	W141	ABR112	LEC112	630	401	0.64	linia
25	W103	ABR112	SDK112	320	188	0.59	linia
26	W155	ABR122	BEZ112	270	92	0.34	linia
27	W144	ABR122	LEC112	630	415	0.66	linia
28	W140	ABR122	LUO122	515	133	0.26	linia
29	W003	BCE112	REJ112	320	93	0.29	linia
30	W115	BCE112	SDK112	320	140	0.44	linia
31	W116	BCE112	STE112	320	24	0.07	linia
32	W119	BGD112	LCA112	320	109	0.34	linia
33	W120	BGD112	NRB112	320	55	0.17	linia
34	W117	BGD112	STE112	320	14	0.04	linia
35	W005	BIL112	NIS112	205	17	0.08	linia
36	W207	BIL112	SZN112	205	127	0.62	linia
37	W134	BPS112	BPW112	320	115	0.36	linia
38	W142	BPS112	WDO112	550	362	0.66	linia
39	W153	BPS122	HWC112	550	21	0.04	linia
40	W135	BPS122	LSC112	320	199	0.62	linia
41	W133	BPW112	MDC112	350	50	0.14	linia
42	W146	BUD112	OLE112	320	42	0.13	linia
43	W004	BUD112	ZKL112	270	76	0.28	linia
44	W112	BUD122	BYH112	320	92	0.29	linia
45	W010	CHS112	NRB112	320	48	0.15	linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
46	W201	CHS112	REJ112	205	30	0.15	linia
47	W219	CHS122	MAN112	205	58	0.28	linia
48	W203	CHS122	REJ122	205	29	0.14	linia
49	W102	DBL112	PLW112	205	65	0.32	linia
50	W104	DBL112	RYK112	205	106	0.52	linia
51	W151	HWC112	JPD112	550	239	0.43	linia
52	W150	HWC112	LSC112	550	228	0.41	linia
53	W346	JAL112	STW122	320	39	0.12	linia
54	W018	JAL112	ZKK112	320	25	0.08	linia
55	W152	JPD112	WDO112	550	252	0.46	linia
56	W131	KCK112	LBT112	320	116	0.36	linia
57	W132	KCK112	RAN112	320	96	0.3	linia
58	W105B	KMT112	NAL112	205	32	0.15	linia
59	W105A	KMT112	PLW112	205	194	0.95	linia
60	W204	KSW112	REJ122	270	65	0.24	linia
61	W130	LBT112	LSY122	320	82	0.26	linia
62	W118	LCA112	LSY122	320	150	0.47	linia
63	W145	LCB112	LEC122	630	153	0.24	linia
64	W126	LCB112	LUN112	630	102	0.16	linia
65	W125	LEC122	LSY122	630	97	0.15	linia
66	W123	LF1112	LF2112	320	6	0.02	linia
67	W124	LF1112	LUO112	320	41	0.13	linia
68	W122	LHA112	LWS112	320	46	0.14	linia
69	W127	LPN112	LSY112	205	50	0.25	linia
70	W148	LPN112	LSY122	645	46	0.07	linia
71	W128	LPN112	LUC112	630	45	0.07	linia
72	W452	LPS112	ZWO112	415	97	0.23	linia
73	W121	LSY112	LHA112	320	34	0.11	linia
74	W138	LSY112	LUO122	960	44	0.05	linia
75	W136	LSY112	PAR112	320	33	0.1	linia
76	W113	LSY112	SD2112	320	45	0.14	linia
77	W139	LSY122	LUO112	515	48	0.09	linia
78	W230	LUB112	WLO112	320	94	0.29	linia
79	W129	LUC112	LUN112	630	32	0.05	linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
80	W160	LWS112	LF2112	320	6	0.02	linia
81	W220	MAN112	WLO112	205	69	0.33	linia
82	W206	MKR112	SZN112	205	154	0.75	linia
83	W213	MKR122	ZKK112	205	28	0.14	linia
84	W105C	NAL112	PNT112	205	41	0.2	linia
85	W305	NIS112	STW112	205	42	0.2	linia
86	W147	PAR112	WCE112	320	66	0.21	linia
87	W159	PLK112	BRO112	270	168	0.62	linia
88	W101	PLK112	PLW112	270	199	0.74	linia
89	W157	PNE112	OLE112	320	8	0.03	linia
90	W106	PNT112	BEZ112	320	64	0.2	linia
91	W156	PNT112	PNE112	320	15	0.05	linia
92	W401	ROZ112	ZWO112	540	32	0.06	linia
93	W114	SD2112	SDK112	320	11	0.04	linia
94	W365	STW122	ZKL112	205	63	0.31	linia
95	W016	WCE112	LUB112	320	109	0.34	linia
96	W143	WCE112	WDO112	320	92	0.29	linia
97	W001	ZWO112	BRO112	270	153	0.57	linia
98	145	GAR111	KOZ122	225	127	0.56	linia
99	C208	GAR121	PLA121	225	35	0.15	linia
100	C205	MIN111	PLA111	225	34	0.15	linia
101	W137	ABR122	LWS112	320	97	0.3	linia
102	W205A	KSR112	KSW112	270	15	0.06	linia
103	W205B	KSR112	MKR122	270	90	0.33	linia
104	NAR-A1	NAR411	NAR111	330	208	0.63	transformator
105	ABR-A1	ABR212	ABR122	160	28	0.18	transformator
106	CHS-A1	CHS212	CHS112	160	47	0.29	transformator
107	KOZ-A1	KOZ212	KOZ112	160	45	0.28	transformator
108	LSY-T1	LSY412	LSY112	250	38	0.15	transformator

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n$ (A/MVA)	$I/S$ (A/MVA)	$I/I_n$ (S/S <sub>n</sub> )	Rodzaj gałęzi
109	MKR-A1	MKR212	MKR122	160	56	0.35	transformator
110	STW-A1	STW212	STW112	160	40	0.25	transformator

**Tab. 5.3.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą proporcjonalną przy wyłączeniu linii Siedlce-Łosice (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	32	110	BUD112	Budzyń
2	32	110	BYH112	Bychawa
3	32	110	GRB112	Garbów
4	39	110	KMT112	Klementowice
5	47	110	LBT112	Lubartów
6	45	110	RYK112	Ryki
7	20	110	WCE112	Wisznice
8	33	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	280	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.4.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą proporcjonalną przy wyłączeniu linii Łuków-Radzyń Podlaski (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	34	110	BUD112	Budzyń
2	34	110	BYH112	Bychawa
3	34	110	GRB112	Garbów
4	43	110	KMT112	Klementowice
5	50	110	LBT112	Lubartów
6	49	110	RYK112	Ryki
7	21	110	WCE112	Wisznice
8	36	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	301	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.5.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą proporcjonalną przy wyłączeniu linii Abramowice-Bychawa (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	34	110	BUD112	Budzyń
2	34	110	BYH112	Bychawa
3	34	110	GRB112	Garbów
4	43	110	KMT112	Klementowice
5	50	110	LBT112	Lubartów
6	49	110	RYK112	Ryki
7	21	110	WCE112	Wisznice
8	35	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	300	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.6.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą proporcjonalną przy wyłączeniu linii Biała Podlaska Sitnicka-Wólka Dobryńska (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	34	110	BUD112	Budzyń
2	34	110	BYH112	Bychawa
3	34	110	GRB112	Garbów
4	43	110	KMT112	Klementowice
5	50	110	LBT112	Lubartów
6	49	110	RYK112	Ryki
7	21	110	WCE112	Wisznice
8	36	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	301	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.7.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą proporcjonalną przy wyłączeniu linii Klementowice-Puławy (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	34	110	BUD112	Budzyń
2	34	110	BYH112	Bychawa
3	34	110	GRB112	Garbów
4	43	110	KMT112	Klementowice



5	50	110	LBT112	Lubartów
6	49	110	RYK112	Ryki
7	21	110	WCE112	Wisznice
8	35	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	300	110	W całym analizowanym obszarze	

Metodę redukcji proporcjonalnej można ocenić jako łatwą do realizacji i zastosowania. Jej skuteczność dla badanego obszaru jest widoczna. Należy jednak oczekiwać, że dla właścicieli źródeł nie będzie ona satysfakcjonująca, gdyż nieprawdziwość twierdzenia o proporcjonalnym wpływie wszystkich źródeł na lokalne (i fizycznie odległe od niektórych źródeł) elementy przeciążone jest łatwa do udowodnienia. Jeśli przed URE (lub sądem) dany podmiot wykaże, że nawet pełne odciążenie „jego” farmy nie zapewnia bezpiecznego stanu systemu, to konieczność zapłaty przez Operatora za niesłuszne ograniczenie generacji wydaje się oczywista. Tym samym autor rozprawy zdyskwalifikował opisywaną metodę w aspekcie praktycznego jej zastosowania.

## 5.5. Metoda programowania liniowego

### 5.5.1. Sformułowanie zadania

Biorąc po uwagę fakt, że funkcja celu jest liniowa oraz wykorzystując założenia typowe dla stałoprądowej metody obliczania rozptyłów mocy, zadanie optymalizacyjne można rozwiązać wykorzystując do tego celu programowanie liniowe. W metodzie stałoprądowej korzysta się z następującej zależności na moc węzłową

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^*, \quad i = 1, 2, \dots, w_i \quad (5.33)$$

Jeżeli prąd węzłowy wyrazi się wzorem

$$\underline{I}_i = \sum_{j=1}^w \underline{U}_j \cdot \underline{Y}_{ij} = \underline{U}_i \cdot \underline{Y}_{ii} + \sum_{j \neq i} \underline{U}_j \cdot \underline{Y}_{ij} \quad (5.34)$$

wówczas moc węzłowa przyjmie postać

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \cdot \left( \underline{U}_i^* \cdot \underline{Y}_{ii}^* + \sum_{j \neq i} \underline{U}_j^* \cdot \underline{Y}_{ij}^* \right) \quad (5.35)$$

Zapisując admitancje oraz napięcia w postaci wykładniczej

$$\begin{aligned}\underline{Y}_{ij} &= Y_{ij} \cdot e^{j\gamma_{ij}} \\ \underline{U}_i &= U_i \cdot e^{j\delta_i} \\ \underline{U}_j &= U_j \cdot e^{j\delta_j}\end{aligned}\quad (5.36)$$

otrzymuje się

$$\underline{S}_i = U_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot e^{-j\gamma_{ii}} + U_i \cdot \sum_{j \neq i} U_j \cdot Y_{ij} \cdot e^{j(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})} \quad (5.37)$$

Przyjmując postać trygonometryczną i rozdzielając część rzeczywistą (moc czynną) i urojoną (moc bierną) otrzymuje się

$$\begin{aligned}P_i &= U_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \cos(-\gamma_{ii}) + U_i \cdot \sum_{j \neq i} U_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \\ Q_i &= U_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin(-\gamma_{ii}) + U_i \cdot \sum_{j \neq i} U_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})\end{aligned}\quad (5.38)$$

W metodzie stałoprądowej przyjmuje się następujące założenia [74]

- $U = U_n$  dla każdego węzła,
- $\sin(\delta_i - \delta_j) \approx (\delta_i - \delta_j)$ ,  $\cos(\delta_i - \delta_j) \approx \left[ 1 - \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2} \right]$ ,
- $G_{ij} = 0$ ,
- $Y_{ij} = -\frac{1}{X_{ij}}$ ,  $\gamma_{ij} = -90^\circ$ ,
- $B_{ii} = Y_{ii} = -\sum_{j=1}^w Y_{ij}$ .

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymuje się

$$\begin{aligned}P_i &= U_n^2 \cdot Y_{ii} \cdot \cos(90) + U_n^2 \cdot \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j + 90) \\ Q_i &= U_n^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin(90) + U_n^2 \cdot \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j + 90)\end{aligned}\quad (5.39)$$

następnie można zapisać

$$P_i = -U_n^2 \cdot \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (5.40)$$

$$Q_i = U_n^2 \cdot Y_{ii} + U_n^2 \cdot \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)$$

i dalej

$$P_i \approx -U_n^2 \cdot \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot (\delta_i - \delta_j) \quad (5.41)$$

$$Q_i \approx U_n^2 \cdot Y_{ii} + U_n^2 \cdot \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot \left[ 1 - \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2} \right]$$

ostatecznie otrzymuje się następujące zależności na moc węzłową czynną i bierną

$$P_i \approx U_n^2 \cdot \sum_{j \neq i} \frac{1}{X_{ij}} \cdot (\delta_i - \delta_j) \quad (5.42)$$

$$Q_i \approx U_n^2 \cdot \left\{ \sum_{j \neq i} \frac{1}{X_{ij}} - \sum_{j \neq i} \frac{1}{X_{ij}} \cdot \left[ 1 - \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2} \right] \right\}$$

Równanie na moc czynną węzłową można zapisać w postaci macierzowej

$$\mathbf{P} = U_n^2 \cdot \mathbf{Y} \cdot \boldsymbol{\delta} \quad (5.43)$$

gdzie:

$\mathbf{P}$  – macierz kolumnowa mocy czynnych,

$\mathbf{Y}$  – macierz admitancyjna,

$\boldsymbol{\delta}$  – macierz kolumnowa kątów napięć.

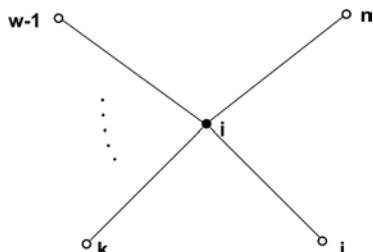
W obliczeniach przyjmuje się, że jeden węzeł jest węzłem bilansującym (węzłem odniesienia o znanym kącie napięcia) i w efekcie, usuwając jeden wiersz i jedną kolumnę, zmniejsza się wymiar macierzy admitancyjnej  $\mathbf{Y}$ , której poszczególne wyrazy wyrażają się wzorem

$$Y_{ij} = -\frac{1}{X_{ij}} \quad (5.44)$$

$$Y_{ii} = \sum_{j \neq i} \frac{1}{X_{ij}} = -\sum_{j \neq i} Y_{ij}$$

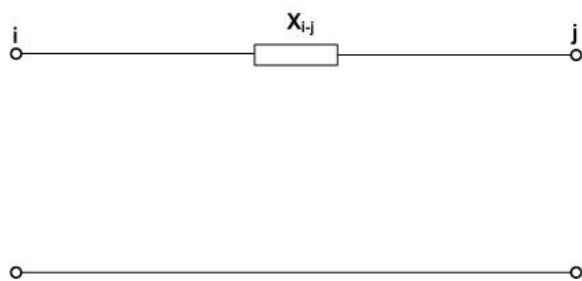
W przypadku metody stałoprądowej obliczenia polegają na określeniu wektora kątów fazowych  $\delta$  przy znajomości napięć węzłowych oraz mocy czynnych.

Jeżeli do węzła  $i$  są przyłączone gałęzie  $i-j, i-k, \dots, i-(w_i-1), i-w_i$  - Rys. 5.2



Rys. 5.2. Model węzła w sieci elektroenergetycznej

zamodelowane w postaci dwójnika przy uwzględnieniu jedynie reaktancji linii - Rys. 5.3,



Rys. 5.3. Model dwójnika

wówczas admitancja własna ( $Y_{ii}$ ) węzła  $i$  będzie wyrażała się wzorem

$$Y_i = Y_{ij} + Y_{ik} + \dots + Y_{i(w_i-1)} + Y_{iw_i} \quad (5.45)$$

natomiast admitancja wzajemna ( $Y_{ij}$ ) węzłów  $i$  oraz  $j$  będzie wyrażała się wzorem

$$Y_{ij} = -\frac{1}{X_{ij}} \quad (5.46)$$

Biorąc pod uwagę powyższe zależności macierz admitancyjna węzłowa (tak naprawdę macierz susceptancyjna, gdyż zawiera tylko części urojone admitancji) będzie miała postać

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1(N_G-1+N_L)} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{n(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{(N_G-1+N_L)1} & Y_{(N_G-1+N_L)2} & \cdots & Y_{(N_G-1+N_L)(N_G-1+N_L)} \end{bmatrix} \quad (5.47)$$

Macierz impedancyjna węzłowa (tak naprawdę macierz reaktancyjna ponieważ zawierać będzie tylko części urojone impedancji) tworzona jest poprzez odwrócenie macierzy admitancyjnej węzłowej

$$\begin{bmatrix} \hat{Z}_{11} & \hat{Z}_{12} & \cdots & \hat{Z}_{1(N_G-1+N_L)} \\ \hat{Z}_{21} & \hat{Z}_{22} & \cdots & \hat{Z}_{2(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \hat{Z}_{n1} & \hat{Z}_{n2} & \cdots & \hat{Z}_{n(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)1} & \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)2} & \cdots & \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)(N_G-1+N_L)} \end{bmatrix} \quad (5.48)$$

Oczywiście pełna macierz admitancyjna jest macierzą osobliwą, ale usunięcie jednego wiersza i kolumny (odpowiadających węzłowi bilansującemu) umożliwi dokonanie operacji inwersji. Do przeprowadzenia tej operacji mogą być wykorzystane te same algorytmy, które są wykorzystywane w analizie zwarciowej [35], ale sens fizyczny impedancji własnych i wzajemnych węzłów tworzących macierz (5.48) jest inny – stąd „daszek” w ich oznaczeniach.

Każda zmiana konfiguracji sieci (np. awaryjne lub remontowe wyłączenie gałęzi – stan  $N_B(i)-1$ ) wiąże się ze zmianą wartości elementów zarówno macierzy admitancyjnej jak i macierzy impedancyjnej. Aby uchronić się przed ponownym tworzeniem macierzy admitancyjnej i kolejnym jej odwróceniem korzysta się ze wzoru pozwalającego znaleźć wartość elementów macierzy impedancyjnej po wyłączeniu danej gałęzi [35]. Jeżeli znana jest macierz impedancyjna sieci w danym stanie, to po wyłączeniu gałęzi przyłączonej do węzłów  $k$  oraz  $l$ , współczynniki tej macierzy, w nowym stanie, można wyznaczać ze wzoru

$$\hat{Z}_{ij}^{\text{new}} = \hat{Z}_{ij}^{\text{old}} - \frac{(\hat{Z}_{ik} - \hat{Z}_{il}) \cdot (\hat{Z}_{kj} - \hat{Z}_{lj})}{\hat{Z}_{kk} + \hat{Z}_{ll} - 2 \cdot \hat{Z}_{kl} - \hat{Z}_{k-l}} \quad (5.49)$$

gdzie:

$\hat{Z}_{ij}^{\text{old}}$ ,  $\hat{Z}_{ij}^{\text{new}}$  - elementy macierzy impedancyjnej przed i po wyłączeniu gałęzi łączącej węzły  $k$  oraz  $l$ ,  $Z_{k-l}$  - impedancja gałęzi łączącej węzły  $k$  oraz  $l$ .

Dla sieci zamodelowanej w powyżej opisany sposób można zapisać

$$\begin{bmatrix} U_{1_G} \\ \vdots \\ U_{N_G-1} \\ U_{1_L} \\ \vdots \\ U_{N_L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{11} & \hat{Z}_{12} & \cdots & \hat{Z}_{1(N_G-1+N_L)} \\ \hat{Z}_{21} & \hat{Z}_{22} & \cdots & \hat{Z}_{2(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \hat{Z}_{n1} & \hat{Z}_{n2} & \cdots & \hat{Z}_{n(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)1} & \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)2} & \cdots & \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)(N_G-1+N_L)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{1_G} \\ \vdots \\ I_{N_G-1} \\ I_{1_L} \\ \vdots \\ I_{N_L} \end{bmatrix} \quad (5.50)$$

gdzie:

$U$  – wektor napięć węzłowych,

$I$  – wektor prądów węzłowych,

$G$  – indeks odnoszący się do źródeł,

$L$  – indeks odnoszący się do odbiorów,

$N_G$  - liczba węzłów elektrownianych,

$N_L$  - liczba węzłów obciążeniowych i elektrownianych PQ,

przy czym

$$[U] = [\hat{Z}] \cdot [I] \quad (5.51)$$

oraz

$$[\hat{Z}] = [Y]^{-1} \quad (5.52)$$

Prąd węzłowy może być natomiast wyznaczony ze wzoru

$$[I] = [Z]^{-1} \cdot [U] = [Y] \cdot [U] \quad (5.53)$$

czyli

$$\begin{bmatrix} I_{1G} \\ \vdots \\ I_{N_G-1} \\ I_{1L} \\ \vdots \\ I_{N_L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1(N_G-1+N_L)} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{n(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{(N_G-1+N_L)1} & Y_{(N_G-1+N_L)2} & \cdots & Y_{(N_G-1+N_L)(N_G-1+N_L)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{1G} \\ \vdots \\ U_{N_G-1} \\ U_{1L} \\ \vdots \\ U_{N_L} \end{bmatrix} \quad (5.54)$$

Zatem prąd płynący w gałęzi  $ij$  wyraża się wzorem

$$\underline{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \quad (5.55)$$

Przyjmując założenia takie jak w metodzie stałoprądowej, można dalej zapisać następujące wyrażenie na moduł prądu płynącego w tej gałęzi

$$I_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} \cdot U_n \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) = \frac{1}{X_{ij}} \cdot U_n \cdot (\delta_i - \delta_j) \quad (5.56)$$

W metodzie stałoprądowej obliczenia sprowadzają się do wyznaczenia wektora kątów napięć  $\delta$ . Można je wyznaczyć korzystając ze wzoru na moc czynną węzłową. Wzór ten w postaci ogólnej ma postać

$$\mathbf{P} = U_n^2 \cdot \mathbf{Y} \cdot \boldsymbol{\delta} \quad (5.57)$$

Po rozpisaniu w postaci macierzowej wzór przyjmie następującą postać

$$\begin{bmatrix} P_{1G} \\ \vdots \\ P_{N_G-1} \\ P_{1L} \\ \vdots \\ P_{N_L} \end{bmatrix} = U_n^2 \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1(N_G-1+N_L)} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{n(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{(N_G-1+N_L)1} & Y_{(N_G-1+N_L)2} & \cdots & Y_{(N_G-1+N_L)(N_G-1+N_L)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \delta_{1G} \\ \vdots \\ \delta_{N_G-1} \\ \delta_{1L} \\ \vdots \\ \delta_{N_L} \end{bmatrix} \quad (5.58)$$

zatem wektor kątów fazowych  $\boldsymbol{\delta}$  będzie można przedstawić jako

$$\begin{bmatrix} \delta_{1G} \\ \vdots \\ \delta_{N_G-1} \\ \delta_{1L} \\ \vdots \\ \delta_{N_L} \end{bmatrix} = \frac{1}{U_n^2} \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1(N_G-1+N_L)} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{n(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{(N_G-1+N_L)1} & Y_{(N_G-1+N_L)2} & \cdots & Y_{(N_G-1+N_L)(N_G-1+N_L)} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_{1G} \\ \vdots \\ P_{N_G-1} \\ P_{1L} \\ \vdots \\ P_{N_L} \end{bmatrix} \quad (5.59)$$

lub w postaci impedancyjnej

$$\begin{bmatrix} \delta_{1G} \\ \vdots \\ \delta_{N_G-1} \\ \delta_{1L} \\ \vdots \\ \delta_{N_L} \end{bmatrix} = \frac{1}{U_n^2} \begin{bmatrix} \hat{Z}_{11} & \hat{Z}_{12} & \cdots & \hat{Z}_{1(N_G-1+N_L)} \\ \hat{Z}_{21} & \hat{Z}_{22} & \cdots & \hat{Z}_{2(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \hat{Z}_{n1} & \hat{Z}_{n2} & \cdots & \hat{Z}_{n(N_G-1+N_L)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)1} & \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)2} & \cdots & \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)(N_G-1+N_L)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{1G} \\ \vdots \\ P_{N_G-1} \\ P_{1L} \\ \vdots \\ P_{N_L} \end{bmatrix} \quad (5.60)$$

Elementy wektora mocy odpowiadające węzłom odbiorczym należy uwzględnić ze znakiem minus.

Uwzględniając powyższe można wyprowadzić zależność na prąd płynący w gałęzi  $ij$  jako funkcję mocy węzłowych

$$I_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} \cdot U_n \cdot (\delta_i - \delta_j) \quad (5.61)$$

Jeżeli kąty fazowe  $\delta_i$  i  $\delta_j$  wyrazi się wzorami

$$\begin{aligned} \delta_i &= \frac{1}{U_n^2} \cdot \left( Z_{i1} \cdot P_1 + \hat{Z}_{i2} \cdot P_2 + \dots + \hat{Z}_{i(N_G-1+N_L)} \cdot P_{(N_G-1+N_L)} \right) \\ \delta_j &= \frac{1}{U_n^2} \cdot \left( Z_{j1} \cdot P_1 + \hat{Z}_{j2} \cdot P_2 + \dots + \hat{Z}_{j(N_G-1+N_L)} \cdot P_{(N_G-1+N_L)} \right) \end{aligned} \quad (5.62)$$

i podstawić do wzoru na prąd, wówczas otrzyma się wyrażenie

$$I_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} \cdot \frac{1}{U_n} \cdot \left[ \left( \hat{Z}_{1i} - \hat{Z}_{1j} \right) \cdot P_1 + \dots + \left( \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)i} - \hat{Z}_{(N_G-1+N_L)j} \right) \cdot P_{(N_G-1+N_L)} \right] \quad (5.63)$$

Wprowadzając współczynnik  $c$  określający udział źródła przyłączonego do węzła  $k$  w obciążaniu się linii  $ij$ , wyrażający się wzorem



$$c_{(ij)k} = \frac{1}{U_n} \cdot \frac{(\widehat{Z}_{ki} - \widehat{Z}_{kj})}{X_{ij}} \quad (5.64)$$

otrzymuje się wyrażenie na prąd płynący gałęzią  $ij$

$$I_{ij} = c_{(ij)1} \cdot P_1 + c_{(ij)2} \cdot P_2 + \dots + c_{(ij)(N_G-1+N_L)} \cdot P_{(N_G-1+N_L)} \quad (5.65)$$

lub w postaci macierzowej

$$I_{ij} = \mathbf{c}^T \cdot \mathbf{P} \quad (5.66)$$

Jeżeli założymy zmianę wartości mocy generowanej w węźle  $k$  o wartość  $\Delta P_{kG}$ , natomiast w pozostałych węzłach wartości mocy węzłowych nie ulegną zmianie, spowoduje to zmianę prądu w linii  $ij$  o następującą wartość

$$\Delta I_{ij} = I_{ij}'' - I_{ij}' \quad (5.67)$$

gdzie:

$I_{ij}'$  - prąd w linii  $ij$  przed zmianą wartości mocy węzłowej w węźle  $k$ ;

$I_{ij}''$  - prąd w linii  $ij$  po zmianie wartości mocy węzłowej w węźle  $k$ ;

zatem

$$\Delta I_{ij} = I_{ij}'' - I_{ij}' = c_{(ij)k} \cdot (P_{kG}'' - P_{kG}') \quad (5.68)$$

lub

$$\Delta I_{ij} = c_{(ij)k} \cdot \Delta P_{kG} \quad (5.69)$$

Na podstawie powyższych rozważań widać, że uzyskana zależność pomiędzy konieczną zmianą prądu gałęzi (z uwagi na jej przeciążenie), a niezbędną wartością redukcji mocy w rozpatrywanym źródle ma charakter liniowy. Na jej podstawie można określać wpływ poszczególnych źródeł na efekt odciążania danej linii elektroenergetycznej lub transformatora.

Przy takim podejściu okazuje się, że zagadnienie to wchodzi do kategorii zadań optymalizacji liniowej z ograniczeniami i do jego rozwiązania można zastosować metodę programowania liniowego. Jedną z najczęściej stosowanych metod do rozwiązywania zadań optymalizacji liniowej z ograniczeniami jest metoda Simplex. Polega ona na doprowadzeniu zadania liniowego do postaci standardowej, a następnie na operowaniu rozwiązaniami bazowymi, tak aby w każdym kroku kolejne rozwiązanie nie było gorsze od poprzedniego aż do momentu znalezienia optimum [61,65,64].

## 5.5.2. Metoda simplex

Metoda simplex [2,61,65,64,24] jest znaną metodą rozwiązywania zadania optymalizacji liniowej z ograniczeniami. Warunkiem jej zastosowania jest, aby zarówno funkcja celu jak i ograniczenia były liniowe. Niewątpliwa zaleta programowania liniowego to uzyskanie rozwiązania globalnego, co w zastosowaniach praktycznych jest bardzo ważne.

Zadanie, które należy rozwiązać, najczęściej występuje w postaci ogólnej

$$F_c(\mathbf{s}) = \mathbf{z}^T \cdot \mathbf{P}_G = z_1 \cdot P_{G1} + z_2 \cdot P_{G2} + \dots + z_{N_z} \cdot P_{G_{N_z}} \quad (5.70)$$

gdzie:

$\mathbf{z}$  - macierz kolumnowa współczynników,  
 $\mathbf{P}_G$  - wektor mocy czynnych generowanych,  
przy ograniczeniach

$$\mathbf{A} \mathbf{P}_G \leq \mathbf{b}, \mathbf{P}_G \geq 0 \quad (5.71)$$

gdzie:

$\mathbf{A}$  - macierz ograniczeń nierównościowych (ograniczenia zostały opisane w punkcie 5.2);

$\mathbf{b}$  - wektor wyrazów wolnych.

Występujące ograniczenia należy sprowadzić do ograniczeń równościowych poprzez dodanie dodatkowych zmiennych. W przypadku ograniczeń typu „ $\leq$ ” sprowadzenie do postaci równościowej polega na dodaniu zmiennej dopełniającej o wartościach nieujemnych, natomiast w przypadku ograniczeń typu „ $\geq$ ” sprowadzenie do postaci równościowej polega na odjęciu zmiennej dopełniającej o wartościach nieujemnych. W efekcie ograniczenia przyjmą postać

$$\mathbf{A} \mathbf{P}_G = \mathbf{b}, \mathbf{P}_G \geq 0 \quad (5.72)$$

Przy czym wymiar macierzy  $\mathbf{A}$  oraz ulega powiększeniu o zmienne dopełniające.

Kolejnym krokiem jest podzielenie wektora zmiennych na wektor zmiennych bazowych ( $P_{Gb}$ ) o wartościach różnych od zera oraz wektor zmiennych niebazowych ( $P_{Gn}$ ), które następnie przyjmuje się jako zerowe. Funkcję celu można wówczas zapisać wzorem

$$\mathbf{F}_c(\mathbf{s}) = \mathbf{z}^T \cdot \mathbf{P}_G = \mathbf{z}_b^T \cdot \mathbf{P}_{Gb} + \mathbf{z}_n^T \cdot \mathbf{P}_{Gn} \quad (5.73)$$

Obszar utworzony przez wierzchołki obszaru dopuszczalnego (dopuszczalne rozwiązania bazowe) nazywa się simpleksem. Należy również utworzyć odpowiadające tym wektorom macierze ograniczeń bazowych ( $\mathbf{A}_b$ ) i niebazowych ( $\mathbf{A}_n$ )

$$\mathbf{A} \mathbf{P}_G = \mathbf{A}_b \mathbf{P}_{Gb} + \mathbf{A}_n \mathbf{P}_{Gn} = \mathbf{b} \quad (5.74)$$

Jeżeli wektor zmiennych bazowych oznaczymy przez  $\mathbf{P}_{Gb}$ , a początkowe rozwiązanie bazowe przez  $\mathbf{P}_{G0}$ , wówczas można zapisać

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_b \cdot \mathbf{P}_{Gb} &= \mathbf{b} \\ \mathbf{P}_{G0} = \mathbf{P}_{Gb} &= [\mathbf{A}_b]^{-1} \cdot \mathbf{b} \end{aligned} \quad (5.75)$$

Szukanie optimum polega na uporządkowanym poruszaniu się po wierzchołkach zbioru dopuszczalnego. Kolejne punkty generowane w trakcie procesu optymalizacyjnego charakteryzują się tym, że wartość funkcji celu nie ulega pogorszeniu. Uzyskuje się to poprzez odpowiednie zastąpienie zmiennej bazowej zmienną niebazową. O tym czy dane rozwiązanie jest optymalne decyduje kryterium optymalności, które polega na wyznaczeniu wektora wskaźników optymalności  $\mathbf{p}$ . Wskaźnik optymalności wyznacza się ze wzoru

$$\mathbf{p}^T = \mathbf{z}_n^T - \mathbf{z}_b^T \mathbf{A}_b^{-1} \mathbf{A}_n \quad (5.76)$$

Rozpatrywane rozwiązanie jest optymalne jeżeli wartości wszystkich wskaźników optymalności są nieujemne. Jeżeli choć jeden wskaźnik optymalności jest ujemny wówczas istnieje możliwość poprawy rozwiązania. Jeżeli wartości wszystkich wskaźników optymalności przyjmą wartość zero to rozwiązanie jest niejednoznaczne, tzn. że istnieje inne rozwiązanie o tej samej wartości funkcji celu.

Do rozwiązania powyższego zadania skorzystano z aplikacji napisanej w środowisku programu Matlab. Do optymalizacji użyto funkcji bibliotecznej Matlab'a *linprog*, korzystającej z metody *simplex*.

Zgodnie z jej opisem (*Help* do programu Matlab), funkcja ta wymaga podania kilku parametrów [46]. Jeżeli problem zostanie przedstawiony jako

$$\min(\mathbf{F}_c(\mathbf{s})) \quad (5.77)$$

przy ograniczeniach

$$\begin{cases} \mathbf{A} \mathbf{P}_G \leq \mathbf{b}, \\ \mathbf{A}_{\text{eq}} \mathbf{P}_G = \mathbf{b}_{\text{eq}}, \\ \mathbf{P}_{G_{\min}} \leq \mathbf{P}_G \leq \mathbf{P}_{G_{\max}}. \end{cases} \quad (5.78)$$

to ogólnie można zapisać

$$\left[ \mathbf{P}_{G_{\text{opt}}}, \mathbf{F}_c(\mathbf{P}_{G_{\text{opt}}}) \right] = \text{linprog}(\mathbf{F}_c(\mathbf{P}_G), \mathbf{A}, \mathbf{b}, \mathbf{A}_{\text{eq}}, \mathbf{b}_{\text{eq}}, \mathbf{P}_{G_{\min}}, \mathbf{P}_{G_{\max}}, \mathbf{P}_{G_0}, \text{options}) \quad (5.79)$$

gdzie:

$\mathbf{A}, \mathbf{A}_{\text{eq}}$  są odpowiednio macierzami ograniczeń nierównościowych i równościowych,

$\mathbf{b}, \mathbf{b}_{\text{eq}}$  są macierzami wyrazów wolnych odpowiednio przy ograniczeniach nierównościowych i równościowych,

$\mathbf{P}_{G_{\min}}, \mathbf{P}_{G_{\max}}$  są macierzami wartości mocy odpowiednio minimalnych i maksymalnych źródeł podlegających optymalizacji,

$\mathbf{P}_{G_0}$  jest wektorem startowym wartości mocy rozpatrywanych źródeł.

Parametr *options* służy między innymi do określenia metody obliczeniowej (w rozprawie używana była metoda *simplex*).

Ze względu na konieczność spełnienia warunków bilansu mocy w rozpatrywanym obszarze oraz salda wymiany mocy z innymi obszarami konieczne jest uwzględnienie w wektorze również tych źródeł, które w procesie optymalizacji mają możliwość regulacji wartości generowanej mocy. Źródła te również będą podlegać optymalizacji tylko do funkcji celu będą brane z wartościami zerowymi. W rezultacie wektor można zapisać w postaci

$$\mathbf{P}_G = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{G_1} \\ \mathbf{P}_{G_2} \end{bmatrix} \quad (5.80)$$

gdzie:

$\mathbf{P}_{G_1}$  jest wektorem źródeł podlegających optymalizacji,

$\mathbf{P}_{G_2}$  jest wektorem źródeł podlegających regulacji wartości mocy generowanej.

Zatem funkcja celu, dla potrzeb optymalizacji liniowej, może być zapisana w postaci

$$\mathbf{F}_c(\mathbf{s}) = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_{G_1}^T & \mathbf{z}_{G_2}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{G_1} \\ \mathbf{P}_{G_2} \end{bmatrix} \quad (5.81)$$

gdzie:

$\mathbf{z}_{G_1}^T = [1 \ 1 \dots 1]$  jest wektorem jedynek, odpowiadającym źródłom optymalizowanym,

$\mathbf{z}_{G_2}^T = [0 \ 0 \dots 0]$  jest wektorem zer, odpowiadającym źródłom podlegającym regulacji wartości mocy generowanej.

Wektor  $\mathbf{P}_{G_2}$  nabiera znaczenia w przypadku ograniczeń nierównościowych zarówno w stanach normalnych jak i awaryjnych ( $N_B(i)-1$ ). Konieczne jest bowiem zachowanie bilansu mocy wytwarzanej (przy stałych wartościach mocy odbieranych w poszczególnych węzłach sieci). Suma wartości mocy generowanej w rozpatrywanym obszarze musi być stała w każdym ze stanów (z uwzględnieniem odpowiedniej tolerancji). Zmiana wartości mocy w każdym ze źródeł podlegających optymalizacji pociąga za sobą konieczność zmiany wartości mocy źródeł regulowanych w dopuszczalnych granicach. W rozprawie założono, że suma wartości mocy optymalizowanych i podlegających regulacji musi być stała (z uwzględnieniem określonej tolerancji) i równa sumie wartości mocy tych źródeł obliczonej w stanie bazowym.

Dodatkowo konieczne jest zachowanie salda wymiany mocy z obszarami sąsiednimi oraz utrzymanie wartości prądów w liniach i wartości mocy w transformatorach (obliczanych ze wzorów (5.63), (5.65)) poniżej wartości dopuszczalnych. Czyli macierz ograniczeń nierównościowych  $\mathbf{A}$  będzie się składała ze współczynników obliczanych ze wzoru (5.64) (dotyczy to wartości prądów w liniach, wartości mocy w transformatorach oraz wartości mocy na liniach wymiany z zagranicą) natomiast jeden wiersz tej macierzy będzie się składał z jedynek przyporządkowanych do mocy źródeł optymalizowanych i regulowanych oraz z zer przyporządkowanych pozostałym źródłom i odbiorom (dotyczy to bilansu wartości mocy generowanej w badanym obszarze). Elementy wiersza macierzy  $\mathbf{A}$ , związanego z wartością mocy wymiany między obszarowej są tak naprawdę sumami wartości mocy pochodzącej od danego źródła, a dotyczącymi wszystkich linii wymiany. Jeżeli liczba linii wymiany wyniesie  $n$ , wówczas dla źródła numer 1 pierwszy element tego wiersza przyjmie postać

$$a_1 = c_{(11)1} + c_{(21)1} + \dots + c_{(n)1} \quad (5.82)$$

Należy również mieć na uwadze fakt, że prąd (moc) w gałęzi może płynąć w dwóch kierunkach. Aby uchronić się przed błędami w przypadku zmiany kierunku przepływu prądu (mocy) należy macierz  $A$  uzupełnić o elementy uwzględniające takie przypadki. W praktyce sprowadza się to do podwojenia macierzy  $A$  o te same elementy, ale wzięte ze znakiem przeciwnym. W przypadku wierszy macierzy  $A$  związanymi z saldem wymiany oraz bilansem mocy, znakiem minus należy poprzedzić również elementy wektora wyrazów wolnych  $b$  odpowiadających tymże wierszom. Ma to na celu utrzymywanie tych wartości na stałym poziomie lub w określonych granicach.

W metodzie stałoprądowej pomija się straty mocy, toteż bilans mocy jest zawsze spełniony, gdyż suma wartości mocy generowanej jest równa sumie wartości mocy odbieranej. Wzrost wartości mocy generowanej przy niezmięnionej wartości mocy odbieranej powoduje zmniejszenie wartości mocy generowanej w węźle bilansującym i odwrotnie. Jeżeli założymy, że bilans mocy w wybranym obszarze musi być zachowany, wówczas rolę węzła bilansującego przejmują niejako źródła podlegające regulacji. W efekcie można powiedzieć, że w zadaniu optymalizacji liniowej ograniczenia równościowe są zawsze spełnione. Zatem dla potrzeb optymalizacji liniowej i funkcji *linprog* macierze  $A_{eq}$  i  $b_{eq}$  zgodnie z wymaganiami Matlaba definiuje się jako  $A_{eq} = [ ]$ ,  $b_{eq} = [ ]$ .

### 5.5.3. Wyniki redukcji mocy według optymalizacji liniowej dla badanej sieci

W Tab. 5.8, Tab. 5.9 przedstawiono wyniki optymalizacji redukcji metodą liniową dla stanu normalnego sieci – bez wyłączeń. Na podstawie uzyskanych wyników można powiedzieć, że wszystkie uwzględniane ograniczenia sieciowe zostały spełnione przy niewielkiej, sumarycznej redukcji mocy generowanej w farmach wiatrowych. Moc została ograniczona jedynie w farmie Klementowice z wartości 60 MW do wartości 37 MW. Ograniczeniami, które wpłynęły na takie rozwiązanie były dopuszczalne obciążalności prądowe następujących linii 110 kV: C244 (SDM111-SDP111) oraz W105A (KMT112-PLW112). Sumaryczna wartość mocy generowanej w farmach zmniejszyła się z wartości 422 MW do wartości 399 MW. W Tab. 5.10, Tab. 5.11, Tab. 5.12, Tab. 5.13, Tab. 5.14 przedstawiono wyniki optymalnej redukcji mocy dla stanów  $N_B(i)$ -1. W stanach awaryjnych ograniczenia mocy w farmach są już większe. W największym stopniu ograniczone zostały:

farma Klementowice z wartości 60 MW do wartości 34 MW oraz Wólka Dobryńska z wartości 50 MW do wartości 19 MW. Ograniczeniom uległy także wartości mocy generowanych w farmach: Lubartów z wartości 70 MW do wartości 57 MW oraz Ryki z wartości 68 MW do wartości 58 MW.

**Tab. 5.8.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą programowania liniowego (stan normalny) (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	37	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	50	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	399	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.9.** Stopień obciążenia elementów sieci po wprowadzeniu ograniczeń generacji metodą redukcji proporcjonalnej

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
1	C733	ADM111	SMT111	205	112	0.55	Linia
2	C703	ADM121	BPO121	550	55	0.10	Linia
3	C705	BPO111	HAI111	205	71	0.35	Linia
4	C241A	KTU121	XSA111	320	50	0.16	Linia
5	C203	LUK111	STL121	320	31	0.10	Linia
6	149	LUK121	MDC112	205	25	0.12	Linia
7	159	LUK121	RAN112	205	85	0.41	Linia
8	C240A	MIN121	XMI111	320	10	0.03	Linia
9	C204A	MRO111	XSN111	320	26	0.08	Linia
10	C702	NAR121	BPO111	550	118	0.22	Linia
11	C020	SDL111	SMT121	205	199	0.97	Linia
12	C209	SDL111	SOK111	350	188	0.54	Linia
13	C214	SDL121	SDM121	550	511	0.93	Linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
14	C244	SDM111	SDP111	550	550	1.00	Linia
15	138	SDP121	KOZ112	550	194	0.35	Linia
16	150	SDP121	LSC112	570	447	0.78	Linia
17	144	SOB111	KOZ112	288	105	0.37	Linia
18	112	SOB121	RYK112	225	155	0.69	Linia
19	162	STL111	KOZ122	288	9	0.03	Linia
20	C240B	XMI111	MRO121	320	9	0.03	Linia
21	C241B	XSA111	SDL121	320	52	0.16	Linia
22	C204B	XSN111	KTU111	320	29	0.09	Linia
23	W111	ABR112	BYH112	320	59	0.19	Linia
24	W141	ABR112	LEC112	630	434	0.69	Linia
25	W103	ABR112	SDK112	320	198	0.62	Linia
26	W155	ABR122	BEZ112	270	114	0.42	Linia
27	W144	ABR122	LEC112	630	453	0.72	Linia
28	W140	ABR122	LUO122	515	96	0.19	Linia
29	W003	BCE112	REJ112	320	116	0.36	Linia
30	W115	BCE112	SDK112	320	163	0.51	Linia
31	W116	BCE112	STE112	320	18	0.06	Linia
32	W119	BGD112	LCA112	320	140	0.44	Linia
33	W120	BGD112	NRB112	320	58	0.18	Linia
34	W117	BGD112	STE112	320	7	0.02	Linia
35	W005	BIL112	NIS112	205	4	0.02	Linia
36	W207	BIL112	SZN112	205	174	0.85	Linia
37	W134	BPS112	BPW112	320	158	0.49	Linia
38	W142	BPS112	WDO112	550	430	0.78	Linia
39	W153	BPS122	HWC112	550	16	0.03	Linia
40	W135	BPS122	LSC112	320	224	0.70	Linia
41	W133	BPW112	MDC112	350	88	0.25	Linia
42	W146	BUD112	OLE112	320	45	0.14	Linia
43	W004	BUD112	ZKL112	270	202	0.75	Linia
44	W112	BUD122	BYH112	320	144	0.45	Linia
45	W010	CHS112	NRB112	320	47	0.15	Linia
46	W201	CHS112	REJ112	205	29	0.14	Linia
47	W219	CHS122	MAN112	205	107	0.52	Linia



Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
48	W203	CHS122	REJ122	205	29	0.14	Linia
49	W102	DBL112	PLW112	205	106	0.51	Linia
50	W104	DBL112	RYK112	205	150	0.73	Linia
51	W151	HWC112	JPD112	550	281	0.51	Linia
52	W150	HWC112	LSC112	550	263	0.48	Linia
53	W346	JAL112	STW122	320	9	0.03	Linia
54	W018	JAL112	ZKK112	320	31	0.10	Linia
55	W152	JPD112	WDO112	550	295	0.54	Linia
56	W131	KCK112	LBT112	320	138	0.43	Linia
57	W132	KCK112	RAN112	320	116	0.36	Linia
58	W105B	KMT112	NAL112	205	31	0.15	Linia
59	W105A	KMT112	PLW112	205	205	1.00	Linia
60	W204	KSW112	REJ122	270	113	0.42	Linia
61	W130	LBT112	LSY122	320	187	0.59	Linia
62	W118	LCA112	LSY122	320	182	0.57	Linia
63	W145	LCB112	LEC122	630	155	0.25	Linia
64	W126	LCB112	LUN112	630	100	0.16	Linia
65	W125	LEC122	LSY122	630	86	0.14	Linia
66	W123	LF1112	LF2112	320	4	0.01	Linia
67	W124	LF1112	LUO112	320	47	0.15	Linia
68	W122	LHA112	LWS112	320	22	0.07	Linia
69	W127	LPN112	LSY112	205	53	0.26	Linia
70	W148	LPN112	LSY122	645	48	0.07	Linia
71	W128	LPN112	LUC112	630	39	0.06	Linia
72	W452	LPS112	ZWO112	415	119	0.29	Linia
73	W121	LSY112	LHA112	320	10	0.03	Linia
74	W138	LSY112	LUO122	960	20	0.02	Linia
75	W136	LSY112	PAR112	320	68	0.21	Linia
76	W113	LSY112	SD2112	320	65	0.20	Linia
77	W139	LSY122	LUO112	515	19	0.04	Linia
78	W230	LUB112	WLO112	320	145	0.45	Linia
79	W129	LUC112	LUN112	630	11	0.02	Linia
80	W160	LWS112	LF2112	320	4	0.01	Linia
81	W220	MAN112	WLO112	205	117	0.57	Linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła Końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
82	W206	MKR112	SZN112	205	203	0.99	Linia
83	W213	MKR122	ZKK112	205	48	0.24	Linia
84	W105C	NAL112	PNT112	205	50	0.24	Linia
85	W305	NIS112	STW112	205	39	0.19	Linia
86	W147	PAR112	WCE112	320	106	0.33	Linia
87	W159	PLK112	BRO112	270	212	0.78	Linia
88	W101	PLK112	PLW112	270	246	0.91	Linia
89	W157	PNE112	OLE112	320	2	0.01	Linia
90	W106	PNT112	BEZ112	320	83	0.26	Linia
91	W156	PNT112	PNE112	320	13	0.04	Linia
92	W401	ROZ112	ZWO112	540	37	0.07	Linia
93	W114	SD2112	SDK112	320	33	0.10	Linia
94	W365	STW122	ZKL112	205	185	0.90	Linia
95	W016	WCE112	LUB112	320	162	0.50	Linia
96	W143	WCE112	WDO112	320	129	0.40	Linia
97	W001	ZWO112	BRO112	270	194	0.72	Linia
98	145	GAR111	KOZ122	225	125	0.56	Linia
99	C208	GAR121	PLA121	225	34	0.15	Linia
100	C205	MIN111	PLA111	225	33	0.15	Linia
101	W137	ABR122	LWS112	320	79	0.25	Linia
102	W205A	KSR112	KSW112	270	49	0.18	Linia
103	W205B	KSR112	MKR122	270	38	0.14	Linia
104	NAR-A1	NAR411	NAR111	330	176	0.53	transformator
105	ABR-A1	ABR212	ABR122	160	42	0.26	transformator
106	CHS-A1	CHS212	CHS112	160	31	0.19	transformator
107	KOZ-A1	KOZ212	KOZ112	160	16	0.10	transformator
108	LSY-T1	LSY412	LSY112	250	43	0.17	transformator
109	MKR-A1	MKR212	MKR122	160	59	0.37	transformator
110	STW-A1	STW212	STW112	160	45	0.28	transformator

**Tab. 5.10.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą programowania liniowego przy wyłączeniu linii Siedlce-Łosice (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	35	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	24	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	371	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.11.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą programowania liniowego przy wyłączeniu linii Łuków-Radzyń Podlaski (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	37	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	50	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	399	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.12.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą programowania liniowego przy wyłączeniu linii Abramowice-Bychawa (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	34	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów

6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	50	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	396	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.13.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą programowania liniowego przy wyłączeniu linii Biała Podlaska Sitnicka-Wólka Dobryńska (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	40	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	33	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	385	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.14.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą programowania liniowego przy wyłączeniu linii Klementowice-Puławy (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	43	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	50	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	405	110	W całym analizowanym obszarze	

Metoda określania optymalnej redukcji mocy jako zadania programowania liniowego może być z praktycznego punktu widzenia satysfakcjonująca (nie ma w niej elementu arbitralności – tak jak w metodzie redukcji propor-

cjonalnej). Dana farma nie jest „karana” ograniczeniem za to że produkuje moc o określonej wartości, tylko wchodzi do zbioru ograniczeń z uwagi na relację między poziomem jej generacji, a wielkością i lokalizacją przeciążeń elementów. Możliwy jest brak redukcji dla farmy o dużej mocy przy jednej lokalizacji przeciążenia i jej całkowite wyłączenie, gdy wynika to z innych uwarunkowań sieciowych. Kwestionowanie słuszności określonych wartości mocy do redukcji jest już znacznie trudniejsze, gdyż metoda programowania liniowego jest uznanym narzędziem służącym do optymalizacji. Oczywiście z naukowego punktu widzenia linearyzacja zadania rozplływowego zawsze jest uznawana za podejście przybliżone, stąd poszukiwania innych metod podjęte przez autora rozprawy.

## **5.6. Metoda optymalizacji heurystycznej (symulowane wyżarzanie)**

### **5.6.1. Opis metody**

Heurystyką (grec. *heurisko*) nazywa się sztukę rozwiązywania różnego rodzaju zadań, które nie mogą być rozwiązane metodami klasycznymi lub zastosowanie tych metod jest zbyt czasochłonne i pracochłonne. W niniejszej rozprawie zastosowano algorytm pozwalający na uzyskanie minimum globalnego funkcji celu, co nie zawsze jest osiągalne przy zastosowaniu klasycznych, nieliniowych metod optymalizacyjnych z ograniczeniami.

Metody heurystyczne nie wymagają znajomości postaci pochodnej funkcji celu, są odporne na nieciągłości tej funkcji oraz na „utknięcie” procesu obliczeniowego w lokalnym minimum. Natura rozpatrywanego zagadnienia (zadania rozplływowego) jest taka, że wyznaczanie elementów wektora stanu odbywa się poprzez czasochłonny proces iteracyjny. Najczęściej do rozwiązania zadania rozplływowego stosowana jest metoda Newtona. Poszczególne elementy sieci, takie jak linie i transformatory modelowane są za pomocą czwórników [55, 73, 43, 37]. Co prawda funkcja celu ma postać sumy, więc jest funkcją łatwą do optymalizacji, jednak jedna z grup ograniczeń – ograniczenia gałęziowe (dopuszczalna obciążalność prądowa linii oraz moc znamionowa transformatorów) – może być sprawdzona tylko na podstawie trudnego do wyznaczenia wektora stanu. W pewnym sensie (w trakcie obliczeń) ograniczenia te są niejawne i po włączeniu ich do funkcji celu (klasyczna metoda uwzględniania ograniczeń) tak naprawdę nie można powiedzieć, jaki kształt przyjmuje powstała w ten sposób nowa funkcja celu, która podlega minimalizacji.

Innym problemem i przeszkodą do zastosowania klasycznych metod optymalizacji jest możliwość wystąpienia rozbieżnego procesu iteracyjnego, czyli brak rozwiązania w procesie obliczania rozprywu mocy. W takim przypadku heurystyka jest w stanie poradzić sobie z tym problemem w ten sposób, że dane rozprywowe można wczytać w dowolnym momencie procesu obliczeniowego, ponieważ nie traci się wówczas najlepszego, ostatnio znalezione rozwiązanie. Wektor stanu jest bowiem pamiętany na każdym etapie trwania obliczeń [P9]. Metoda klasyczna natomiast, musiałaby zostać przerwana, a obliczenia rozpoczęte na nowo.

W literaturze można spotkać różne algorytmy heurystyczne pozwalające rozwiązać zadanie optymalizacyjne. Wyróżnić tu można symulowane wyżarzanie (ang. *simulated annealing*), rój cząstek (ang. *particle swarm*), algorytmy ewolucyjne (ang. *evolutionary algorithms*), przeszukiwanie rozproszone (ang. *scatter search*), systemy mrówkowe (ang. *ant system*), sztuczne systemy immunologiczne (ang. *artificial immune systems*), przeszukiwanie z tabu (ang. *tabu search*) – [70].

Pierwsza z metod – symulowane wyżarzanie – opiera się na analogii do procesu technologicznego zwanego wyżarzaniem, który polega na nagraniu pewnej ilości stali do wysokiej temperatury, a następnie na powolnym jej schładzaniu (przechodzeniu do coraz niższego stanu energetycznego). Ponieważ w prezentowanych badaniach zastosowano właśnie tę metodę, została ona opisana szerzej. Realizacja procesu optymalizacji przy wykorzystaniu metody symulowanego wyżarzania polega na losowym wyborze punktów z otoczenia punktu startowego, a następnie na znalezieniu takiego punktu, w którym funkcja celu przyjmuje najmniejszą wartość. Następnie następuje „obniżenie temperatury” i proces zaczyna się od nowa. Warunkiem zakończenia algorytmu jest uzyskanie temperatury mniejszej od zadanej. Algorytm symulowanego wyżarzania w literaturze występuje w postaci przedstawionej w [48] – Rys. 5.4

W praktyce zaprezentowany algorytm może ulegać pewnym modyfikacjom mającym poprawić jego skuteczność. Modyfikacje polegają między innymi na uzupełnieniu go o możliwość zapamiętywania najlepszego dotychczasowego rozwiązania i na losowaniu kolejnego punktu na podstawie najlepszego dotychczasowego rozwiązania. Algorytm może być powtarzany oraz można powracać do  $T_{\max}$  (lub zmieniać wartość tego parametru do ponownych obliczeń) w celu kontynuowania obliczeń od początku, ale z zapamiętanym najlepszym rozwiązaniem.

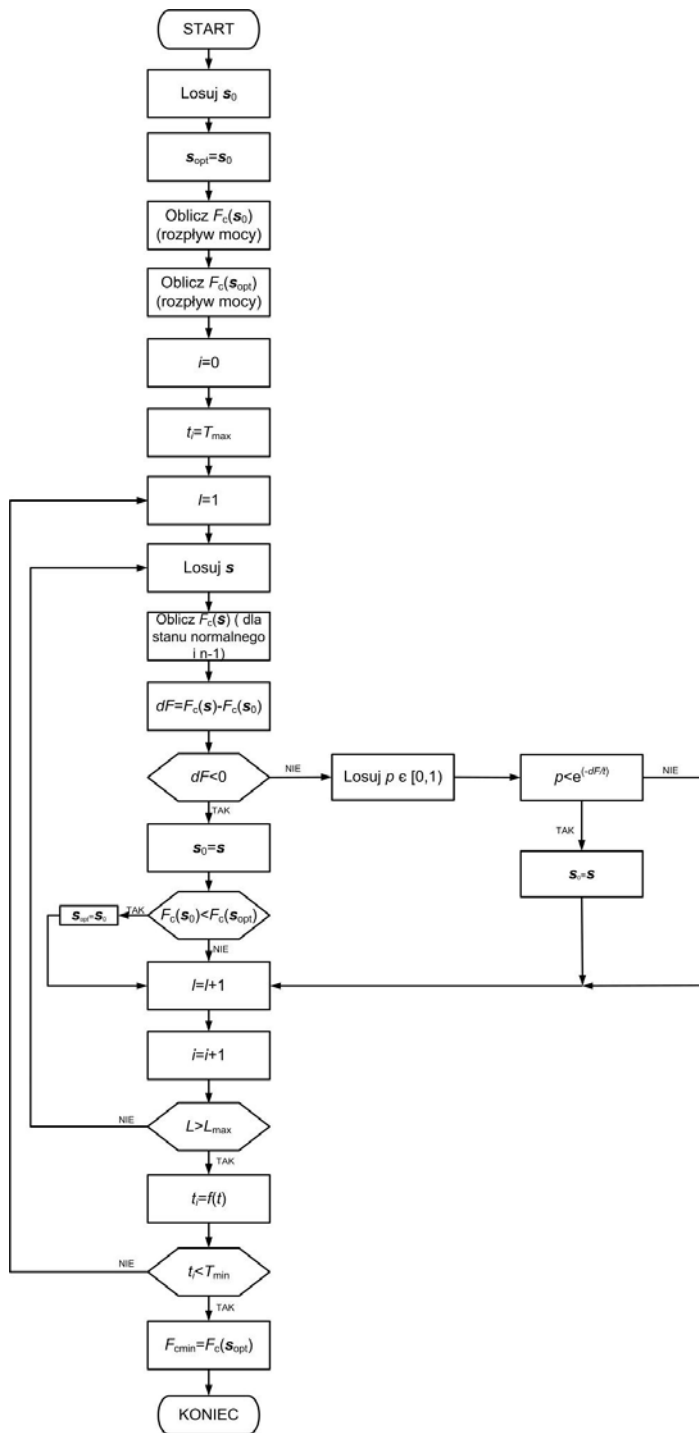
```

procedure symulowane wyżarzanie
begin
   $i \leftarrow 0$ 
  inicjuj t
  wybierz losowo bieżący punkt  $s_0$ 
  ocień  $s_0$ 
  repeat
    repeat
      wybierz nowy punkt  $s$  w otoczeniu punktu  $s_0$ 
      if  $F_c(s) < F_c(s_0)$ 
        then  $s_0 \leftarrow s$ 
      else
        if  $\text{random}(0,1) < e^{-\frac{F_c(s)-F_c(s_0)}{t}}$ 
          then  $s_0 \leftarrow s$ 
        until (warunek zakończenia)
       $t \leftarrow f(t,i)$ 
       $i \leftarrow i + 1$ 
    until (kryterium zatrzymania)
  end

```

Rys. 5.4. Struktura algorytmu symulowanego wyżarzania

W prezentowanej rozprawie korzystano z algorytmu przedstawionego na Rys. 5.5



Rys. 5.5. Algorytm symulowanego wyżarzania wykorzystywany w rozprawie



gdzie :

$t$  – parametr zwany „temperaturą”, oczywiście w badanym zagadnieniu nie ma on swego naturalnego znaczenia fizycznego, od wartości tego parametru zależy zakończenie procesu obliczeniowego,

$s_{\text{opt}}$  – szukane rozwiązanie,

$s_0$  – rozwiązanie w danej iteracji,

$s$  – wektor zmiennych (wartości mocy generowanych),

$F_c(s)$  – wartość funkcji celu.

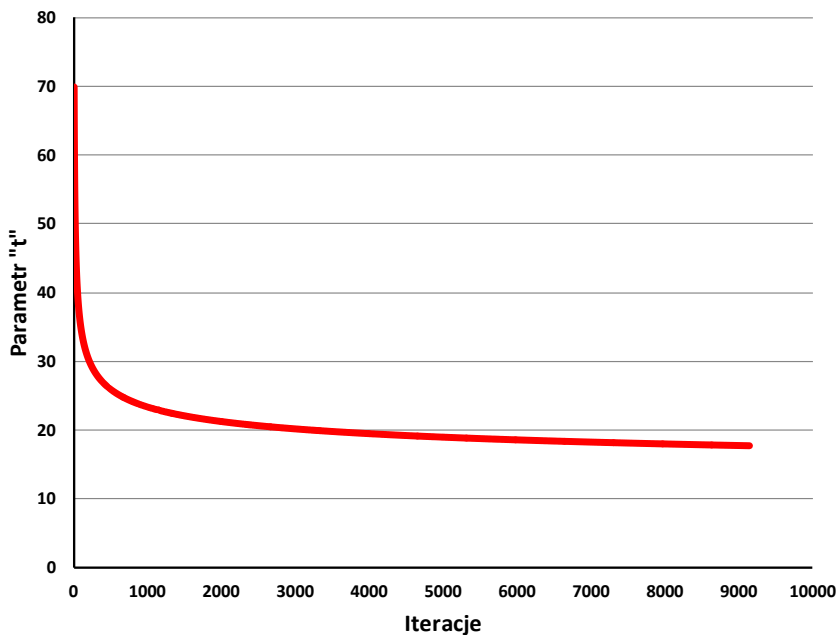
Zmienne  $s_{\text{opt}}$ ,  $s_0$ ,  $s$  są wektorami sterowań,  $s_{\text{opt}}$  – stanowi szukany wektor mocy (wektor sterowań) generowanych przez poszczególne źródła w badanym obszarze.

Algorytm składa się z dwóch pętli. Pierwsza pętla, wewnętrzna, uzależniona jest od parametru  $l$ , natomiast druga – zewnętrzna od parametru  $t$ . Obydwa parametry nie są w literaturze jednoznacznie określone. Ich maksymalne i minimalne wartości należy dobierać w wyniku badań nad danym zagadnieniem jako rezultat wielokrotnych testów. Należy przy tym pójść na pewien kompromis. Wybór zbyt dużej liczby iteracji przy stałej liczbie zmian poziomów „temperatury” dość znacznie wydłuża czas obliczeń, co może być nie do przyjęcia dla danego zagadnienia, w którym zależy nam na jak najkrótszym czasie uzyskania rozwiązania. Toteż wartość tego parametru należy przyjąć tak, aby przy danym schemacie schładzania (obniżania wartości parametru  $t$ ) czas obliczeń był satysfakcjonujący. Wymaga to pewnej wprawy, którą nabywa się wykonując szereg symulacji. W praktycznych rozważaniach często przyjmuje się, że  $l=1$  i tak naprawdę w algorytmie pozostaje jedna pętla. Jeżeli chodzi o schemat schładzania (obniżanie wartości parametru  $t$  – temperatury) to również zależy on od rodzaju rozważanego problemu. Przyjęcie zbyt szybkich zmian tego parametru może spowodować, że algorytm „utknie” w lokalnym minimum w wyniku niemożliwości dogłębnego przeszukania dopuszczalnej przestrzeni rozwiązań na danym poziomie temperaturowym. Z drugiej strony, przyjęcie zbyt powolnych zmian parametru  $t$ , spowoduje, że trudniej jest utknąć w lokalnym minimum, natomiast czas obliczeń będzie stosunkowo długi. Bardzo ważne jest także aby odpowiednio dobrać wartość zmiennej  $T_{\text{max}}$ . (w pracy przyjęto  $T_{\text{max}}=70$ ). Przyjęcie zbyt małej wartości spowoduje, że algorytm nie przeszuka całej przestrzeni rozwiązań, tylko skupi się na pewnej części i możemy nie uzyskać akceptowalnego wyniku. Przyjęcie zbyt dużej wartości tego parametru może doprowadzić do wydłużenia obliczeń oraz problemów ze zbieżnością algorytmu.

Teoretycznie najlepszym sposobem schładzania jest schemat logarytmiczny (Boltzmann) przedstawiony na Rys. 5.6 według wzoru [70]

$$t = \frac{T_{\max}}{\log(i)} \quad (5.83)$$

gdzie  $i$  – kolejna iteracja.

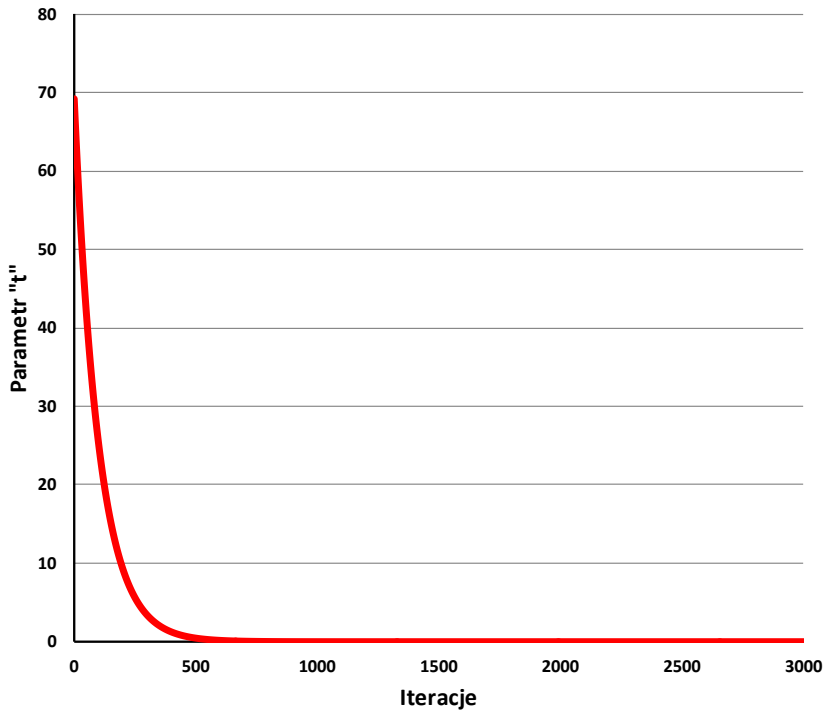


Rys. 5.6. Logarytmiczny schemat operacji schładzania

Schemat ten jednak powoduje, że uzyskanie rozwiązania wymaga dość długiego czasu i rzadko jest on stosowany w obliczeniach praktycznych. Zdecydowanie częściej stosuje się schemat geometryczny przedstawiony na Rys. 5.7 według wzoru

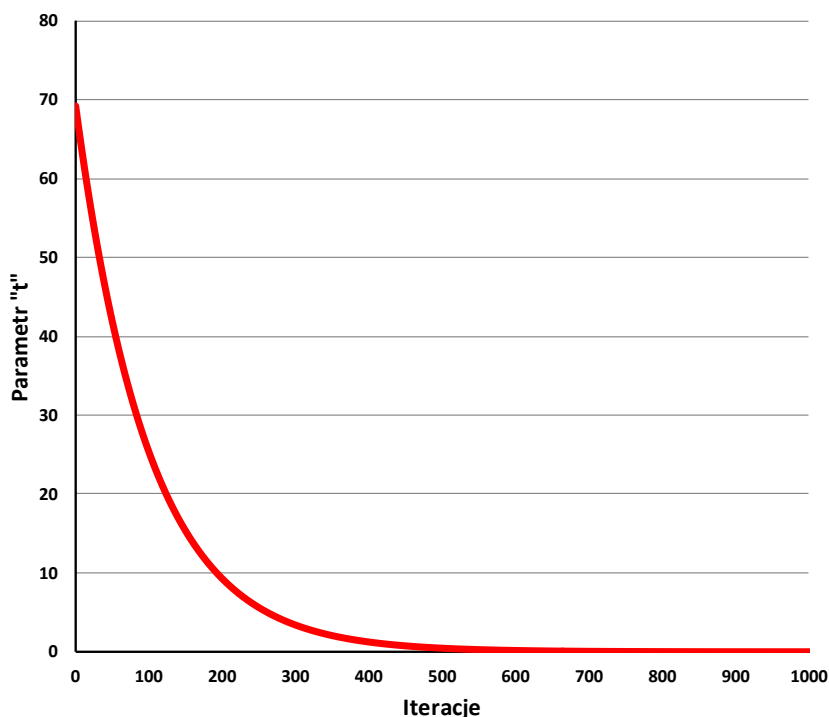
$$t = T_{\max} a^i \quad (5.84)$$

gdzie  $a$  jest liczbą z przedziału  $(0,1)$ , w pracy zastosowano  $a=0,99$ .



Rys. 5.7. Geometryczny schemat operacji schładzania.

Na Tab. 5.7 widać, że dla  $T_{\max}=70$  oraz dla iteracji powyżej 1000, wartość parametru  $t$  wynosi praktycznie zero. Tak więc, aby otrzymać satysfakcjonujące rozwiązanie w rozsądnym czasie, liczba iteracji, jaką należy przyjmować w tym przypadku powinna być nie mniejsza od 500 (w pracy przyjęto, że liczba iteracji wynosi 1000). Schemat schładzania dla powyższych danych przedstawiono na Rys. 5.8.



Rys. 5.8. Geometryczny schemat schładzania dla danych stosowanych w rozprawie

Kolejną ważną kwestią, o której należy powiedzieć, jest proces generowania nowych wartości wektora sterowań. Wpływa on między innymi na szybkość i skuteczność rozwiązania. W niniejszej pracy zastosowano funkcję opartą na rozkładzie prawdopodobieństwa t-Studenta oraz aktualnej wartości parametru  $t$  według wzoru

$$x_{i+1} = x_i + t \cdot \frac{\text{randn}(Nz_i, 1)}{\sqrt{\text{randn}(Nz_i, 1)^2 + 2}} \quad (5.85)$$

gdzie:  $x_{i+1}$ ,  $x_i$  to odpowiednio kolejny i aktualny punkt obliczeniowy,  $\text{randn}(Nz_i, 1)$  to element wektora liczb (o rozmiarze  $Nz$ ) uzyskanych z generatora liczb losowych o rozkładzie normalnym –  $N(0,1)$ .

Kolejny punkt obliczeniowy (następna wartość wektora sterowań) jest zatem sumą poprzedniego i przyrostu wynikającego z iloczynu aktualnej wartości parametru „temperatury” oraz liczby otrzymanej z generatora liczb losowych. Takie podejście zapewnia, że na początku możliwe jest ge-

nerowanie kolejnych punktów znacznie się od siebie różniących, co gwarantuje „ucieczkę” z minimów lokalnych. Natomiast pod koniec obliczeń generowane są punkty niewiele się od siebie różniące, co powoduje doprecyzowanie rozwiązania.

Istotne znaczenie ma również funkcja akceptacji gorszego rozwiązania, która w podstawowym algorytmie ma postać  $e^{\Delta F}$ . Możliwe jest również zastosowanie podejścia, które polega na akceptacji gorszego rozwiązania w przypadku, gdy różnica pomiędzy wartością funkcji celu w aktualnym punkcie a wartością funkcji celu w punkcie z poprzedniej iteracji jest mniejsza od z góry założonej wartości. W opracowaniu użyta została pierwsza ze wspomnianych funkcji.

Ogólnie można powiedzieć, że o efektywności omawianego algorytmu decyduje w dużej mierze bardzo dobra znajomość badanego zagadnienia i w efekcie przyjęcie odpowiednich założeń co do wartości parametrów sterujących.

Przy powyższych założeniach (przyjętych w niniejszej rozprawie), czas obliczeń wynosi kilka minut. Algorytm jest powtarzalny dla dokładnie takich samych założeń początkowych (założenia co do wartości  $T_{max}$  schematu schładzania, sposobu generowania nowych punktów, liczby zmiennych, salda wymiany z zagranicą, punktu startowego).

Optymalizacja rojem cząstek bazuje na zjawisku zwanym „zachowaniem stada”. Każdy „uczestnik stada” przyczynia się do jego zachowania. Informacje zdobyte przez jednego osobnika rozprzestrzeniają się na całe stado. Algorytm polega na losowym wygenerowaniu określonej liczby osobników (punktów), które ewoluują w kolejnych iteracjach, aż do momentu znalezienia minimum.

Algorytmy genetyczne również bazują na zbiorowej populacji (w przyrodzie przeżywają tylko najlepiej dostosowane osobniki – zapewniają najlepsze rozwiązanie). Algorytm polega na losowym wygenerowaniu określonej liczby osobników (punktów), następnie na ich selekcji, krzyżowaniu, mutacji i w efekcie utworzeniu kolejnego pokolenia. Proces ten się powtarza aż do momentu znalezienia minimum [26].

Algorytmy mrówkowe działają w oparciu o analogię z zachowaniami mrówek – celem jest znalezienie w efekcie najkrótszej drogi do celu.

Przeszukiwanie z tabu do metoda opierająca się na losowości z elementem pamięci, który nie pozwala wracać do miejsc (punktów) już „odwiedzonych”.

Przeszukiwanie rozproszone oparte jest na znajdowaniu kolejnego rozwiązania poprzez kombinację innych rozwiązań.

Spośród metod wyżej wymienionych, metoda symulowanego wyzarzania wydawała się dość szybka i skuteczna w znalezieniu rozwiązania ponieważ w każdym kroku obliczeniowym używała jednego wektora zmiennych niezależnych. Zadanie jakie należało rozwiązać było zadaniem optymalizacji nieliniowej z ograniczeniami.

Do rozwiązania powyższego zagadnienia skorzystano z programu wyznaczającego rozpląwy mocy w sieci. W pracy użyto programu PowerWorld wersja 13. Program ten posiada dodatek SimAuto, który pozwala łączyć się z aplikacjami zewnętrznymi (Matlab, Excel, Delphi) głównie w celu wykonywania wielokrotnie powtarzanych obliczeń rozpląwowych. Do rozwiązania zadania optymalizacji wykorzystano środowisko Matlab, w którym został napisany skrypt pozwalający łączyć się z dodatkiem SimAuto programu PowerWorld oraz wywołujący algorytm symulowanego wyzarzania z programu Matlab.

Do obliczeń używano modeli sieci krajowego systemu elektroenergetycznego. Tym samym optymalizacja dokonywana była w środowisku Matlab, a obliczenia, związane z zadaniem rozpląwowym, jako podstawowym elementem analizy zbioru ograniczeń obydwu rodzajów, w środowisku PowerWorld'a. Poszukiwane wartości mocy czynnych generowanych przez poszczególne źródła przesyłane były z pozycji programu optymalizacyjnego do programu PowerWorld, z którego następnie pobierane były (po obliczeniu rozpląwów mocy) wartości prądów płynących wybranymi liniami oraz mocy obciążających transformatory w celu sprawdzenia ograniczeń. Jako ograniczenia przyjęto minimalne i maksymalne wartości mocy czynnych danych źródeł, dopuszczalne wartości obciążalności linii elektroenergetycznych oraz transformatorów a także bilans mocy generowanej w obszarze oraz saldo wymiany międzynarodowej.

W metodach heurystycznych, podobnie jak w klasycznych metodach optymalizacji o szybkości i efektywności procesu obliczeniowego decyduje sposób uwzględniania ograniczeń. Powszechne jest zastosowanie funkcji kary. Istnieje zewnętrzna, wewnętrzna i mieszana funkcja kary [65]. Niezwykle istotne jest przyjęcie do obliczeń pewnej określonej, dużej wartości parametru kary, który w zasadniczy sposób wpływa na wyniki.

Przykładowo, jeżeli szukane rozwiązanie przedstawione jest w postaci wektora

$$\mathbf{s} = [P_{G1} P_{G2} \dots P_{Gi} \dots P_{GN_z}] \quad (5.86)$$

to funkcję celu możemy zapisać w postaci

$$F = F_c(\mathbf{s}) \quad (5.87)$$

przy ograniczeniach równościowych -  $g_j(\mathbf{s})$  i nierównościowych -  $h_i(\mathbf{s})$

$$\begin{aligned} h_i(\mathbf{s}) &\geq 0, \quad 1 \leq i \leq q \\ g_j(\mathbf{s}) &= 0, \quad q+1 \leq j \leq m \end{aligned} \quad (5.88)$$

funkcja kary natomiast będzie miała postać następującą

$$P_j(\mathbf{s}) = \begin{cases} \max\{h_j(\mathbf{s}), 0\} \\ |g_j(\mathbf{s})| \end{cases} \quad (5.89)$$

gdzie

$$\max\{h_j(\mathbf{s}), 0\} = \begin{cases} h_j(\mathbf{s}), & \text{dla } h_j(\mathbf{s}) < 0 \\ 0, & \text{dla } h_j(\mathbf{s}) \geq 0 \end{cases} \quad (5.90)$$

Uwzględniając powyższe, funkcja celu przybierze postać

$$F = F_c(\mathbf{s}) + \sum_{j=1}^m r_{kj} \cdot P_j(\mathbf{s})^q \quad (5.91)$$

przy czym  $r$  jest parametrem kary, natomiast  $q > 0$  – wykładnikiem.

Najczęściej przyjmuje się, że  $q=2$ .

Oprócz opisanej powyżej statycznej funkcji kary istnieją także metody [48]

- *kar dynamicznych*; funkcja celu ma wówczas postać

$$F = F_c(\mathbf{s}) + (c \cdot \tau)^\alpha \cdot \sum_{j=1}^m P_j^\beta(\mathbf{s}) \quad (5.92)$$

gdzie  $c$ ,  $\alpha$  i  $\beta$  są stałymi, a  $\tau$  jest kolejną iteracją;

- *kar wyżarzanych*; funkcja celu ma wówczas postać

$$F = F_c(\mathbf{s}) + \frac{1}{2 \cdot t} \cdot \sum_{j=1}^m P_j^2(\mathbf{s}) \quad (5.93)$$

gdzie  $t$  jest parametrem temperatury (kolejnego poziomu obliczeń), który maleje z czasem;

- *kar dostosowujących się*; funkcja celu ma wówczas postać

$$F = F_c(\mathbf{s}) + \lambda(\tau) \cdot \sum_{j=1}^m P_j^2(\mathbf{s}) \quad (5.94)$$

gdzie  $\lambda(\tau)$  jest funkcją, która zależy od kolejnej iteracji;

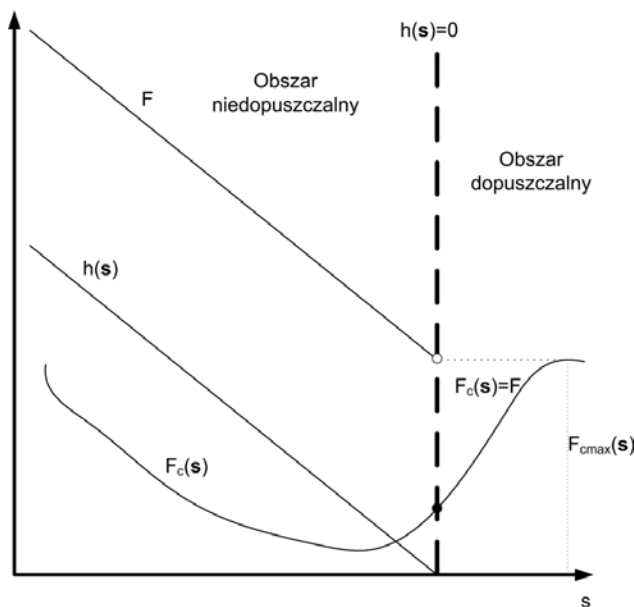
- *kary „śmierci”*, odrzuca się osobniki, które nie należą do obszaru dopuszczalnego.

Ostatnią grupę metod stanowią metody oparte na poszukiwaniu rozwiązań dopuszczalnych według zasady: każde rozwiązanie dopuszczalne jest lepsze od dowolnego rozwiązania niedopuszczalnego. W tym przypadku funkcja celu przybiera postać

$$F = F_c(s) + r \cdot \sum_{j=1}^m P_j(s) + \Theta(\tau, s) \quad (5.95)$$

gdzie:  $r$  jest stałą natomiast  $\Theta(\tau, s)$  jest funkcją, która zależy od kolejnej iteracji i w zasadniczy sposób wpływa na rozwiązanie.

Inną metodą, należącą do tej grupy, jest nieuwzględnianie wartości funkcji celu w przypadku rozwiązań niedopuszczalnych, co zostało przedstawione na Rys. 5.9 - [16].



Rys. 5.9. Graficzna prezentacja metody rozgraniczającej rozwiązania dopuszczalne od niedopuszczalnych

Funkcja celu będzie miała następującą postać

$$F = \begin{cases} F_c(s) & \text{dla } s \in D \\ F_{cmax}(s) + \sum_{j=1}^m P_j(s) & \text{dla } s \notin D \end{cases} \quad (5.96)$$



gdzie:  $D$  jest obszarem dopuszczalnym,  $F_{\text{cmax}}(\mathbf{s})$ , jest maksymalną („najgorszą”) wartością funkcji celu. Ponieważ symulowane wyżarzanie (podobnie jak większość innych metod optymalizacyjnych) „nastawione” jest na szukanie minimum funkcji, więc chcąc znaleźć maksimum (w pracy poszukiwane jest maksimum sumy mocy generowanej, możliwej do wygenerowania w wybranych węzłach sieci) należy funkcję celu przyjąć ze znakiem ujemnym i zastosować omawiany algorytm. Przy takim założeniu, „najgorsza” wartość funkcji w obszarze dopuszczalnym będzie jej wartością maksymalną. Tak więc, dla przypadku rozpatrywanego w analizie,  $F_{\text{cmax}}(\mathbf{s})$  będzie sumą minimalnych wartości mocy każdego rozpatrywanego źródła wziętą ze znakiem ujemnym.

W rozprawie użyta została metoda opisana wzorem (5.96).

W aplikacji komputerowej, opisanej w rozdziale 5.6.2, realizującej optymalizację za pomocą metody symulowanego wyżarzania uwzględniana jest funkcja celu opisana w rozdziale 5.2 (suma mocy generowanej w analizowanych farmach wiatrowych) oraz następujące ograniczenia opisane szczegółowo w rozdziale 5.2:

- saldo wymiany z zagranicą zawierające się w podanych granicach (w pracy przyjmowano 5 MW),
- dopuszczalna obciążalność gałęzi (linii, sprzęgieł, transformatorów, przyjmowana według danych KDM),
- dopuszczalne wartości napięć w węzłach (przyjmowano według danych KDM wartości maksymalne i minimalne),
- dopuszczalne wartości mocy czynnych i biernych dla źródeł (dla elektrowni klasycznych i farm istniejących przyjmowano wartości maksymalne i minimalne według danych KDM, dla nowych źródeł będących przedmiotem optymalizacji przyjmowano moc bierną równą zero).

### 5.6.2. Aplikacja komputerowa do określania optymalnych wartości mocy przy użyciu metody symulowanego wyżarzania

Uzyskanie optymalnych wartości mocy węzłowych jest wynikiem stosunkowo złożonego i długotrwałego procesu obliczeniowego i czynności przygotowawczych.

1. Komputer przeznaczony do prowadzenia obliczeń powinien zostać wyposażony w następujące oprogramowanie:
  - system operacyjny Microsoft Windows (dowolna wersja);

- Matlab, wersja powyżej R2008b wraz z modulem **Genetic Algorithm and Direct Search**. Niezbędne jest także przekopiowanie do katalogu roboczego pliku *temperatureexp\_my.m*, który odpowiada za schemat „schładzania” oraz pliku *fcelu\_maxmocy.m*, który zawiera opis funkcji celu; ponadto w katalogu roboczym powinna się znajdować specjalna funkcja sterująca, odpowiedzialna za właściwy przebieg wymiany danych między środowiskiem Matlab a PowerWorld; użytkownik powinien sprawdzić jej obecność i pamiętać o jej ewentualnym kopiowaniu;
  - program PowerWorld – wersja 14 z dodatkiem SimAuto. Jest to program służący głównie do obliczania rozplływów mocy w systemie elektroenergetycznym. Posiada on wiele dodatkowych opcji obliczeniowych ułatwiających użytkownikowi pracę. Wspomniany wyżej dodatek SimAuto pozwala łączyć się z aplikacjami zewnętrznymi, edytować parametry elementów analizowanej sieci elektroenergetycznej, wykonywać obliczenia oraz pobierać wyniki obliczeń i zapisywać dane w dowolnym pliku oraz dowolnym miejscu na dysku.
2. Użytkownik powinien dysponować modelem systemu elektroenergetycznego, który ma podlegać optymalizacji, przygotowanym w formacie określonym jako format KDM. Konieczne jest ponadto dysponowanie plikiem uzupełnień zawierającym dane źródeł oraz plikiem zawierającym dane przyporządkowujące nazwy kodowe węzłów do regionów, podregionów i grup zdefiniowanych przez użytkownika.
  3. Tak opisany zestaw danych należy poddać szeregowi wstępnych przekształceń i uzupełnień przy pomocy aplikacji Data\_AC stanowiącej integralną część omawianego oprogramowania. Szczegółowy opis obsługi aplikacji przedstawiono poniżej.
  4. Dysponując plikiem danych w formacie EPC (jest to format stosowany między innymi przez używany w PSE Operator program PSLF) należy uruchomić program PowerWorld i dokonać w nim konwersji do formatu PWB oraz zaznaczyć pewne charakterystyczne opcje obliczeniowe opisane w punkcie 5.6.3. Po wykonaniu tych operacji użytkownik powinien zapisać ostatecznie skonfigurowane dane pod umowną nazwą np. *LatoSzczyt.pwb* (PWB jest domyślnym formatem zapisu danych programu PowerWorld).
  5. W wyniku przeprowadzonych czynności wstępnych aplikacja **OPT\_AC** jest gotowa do uruchomienia. Aplikacja ta służy do likwidowania powstałych przeciążeń elementów analizowanego obszaru sieci w

trybie rzeczywistym oraz może być wykorzystywana również do szacowania zdolności przyłączeniowych systemu elektroenergetycznego (całości lub wybranego obszaru) w oparciu o heurystyczną metodę optymalizacji. Jej parametry wewnętrzne są sformatowane i „dostrojone” do potrzeb realizowanego zadania. Użytkownik po jej uruchomieniu może obserwować stan procesu optymalizacji i ewentualnie dokonać jego przerwania. Należy podkreślić, że wyniki uzyskuje się po okresie nie mniejszym niż kilka minut.

Poniżej przedstawiono dokładniej poszczególne czynności i sposób postępowania związany z procesem przygotowania obliczeń za pomocą aplikacji OPT\_AC.

### 5.6.3. Przygotowanie danych

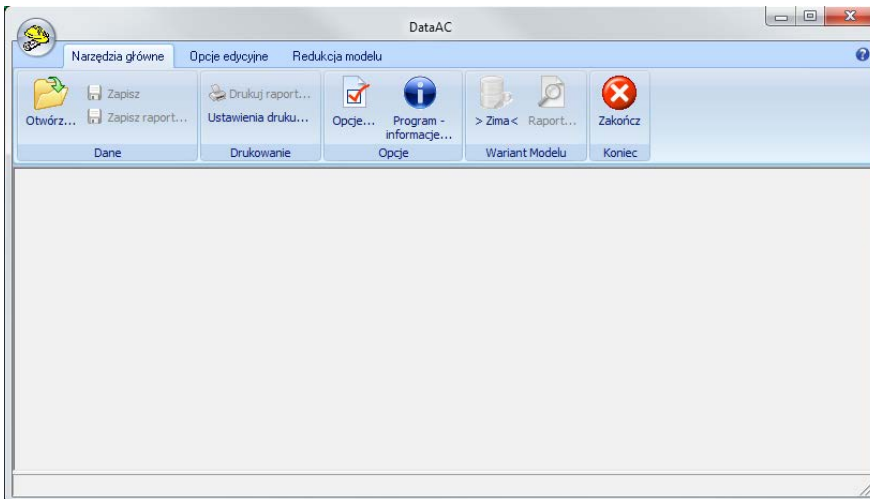
Dane do obliczeń rozptywu mocy muszą być przygotowane w formacie *.pwb* – formacie używanym przez program PowerWorld. Dane mogą mieć również format *.epc* (program PowerWorld ma możliwość importu danych z tego formatu). Przed obliczeniami należy zaznaczyć w ustawieniach każdego źródła klasycznego opcję *available for AGC* oraz *enforce MW limits*, natomiast w ustawieniach programu odznaczyć opcję *disable automatic generation control* i zaznaczyć opcję *participation factor control* dla analizowanego obszaru, służącą do rozdziału przyrostu mocy (wynikającego z obliczeń optymalizacyjnych) na źródła klasyczne. Rozdział ten (w zależności od opcji ustawionej w programie) może odbywać się w odniesieniu do mocy znamionowych źródeł, w odniesieniu do różnicy między mocą znamionową danego źródła a mocą generowaną aktualnie lub też w odniesieniu do stałej, z góry określonej liczby. Regulacja napięć (w określonych granicach mocy biernej) w węzłach elektrownianych następuje po zaznaczeniu opcji *available for AVR*.

Do obliczeń wymagane są następujące pliki z danymi:

1. plik *regiony.slo* z nazwami regionów, podregionów oraz grup przyporządkowanych stacjom elektroenergetycznym. Plik ten należy stworzyć ręcznie.
2. plik z rozszerzeniem *.AC* zawierający wszystkie niezbędne dane, wymagane w dalszym procesie obliczeniowym. Plik ten jest automatycznie generowany przez aplikację *Data\_AC*. Plik ten składa się z kilku sekcji odpowiadających danym poszczególnych elementów:
  - sekcja *gen* zawierająca dane źródeł podlegających optymalizacji.

- sekcja *genall* zawierająca dane ze wszystkimi źródłami w analizowanej sieci. Sekcja ta wymagana jest w celu wyznaczenia bilansu mocy w skali badanego obszaru.
- sekcja *genfw* zawierająca dane wszystkich farm wiatrowych w analizowanej sieci.
- sekcja *linie* zawierająca dane z monitorowanymi gałęziami.
- sekcja *liniwył* zawierająca dane z gałęziami wyłączanymi w analizie  $N_B(i)-1$ .
- sekcja *linwym* zawierająca dane z gałęziami wymiany z zagranicą.
- sekcja *regiony* zawierający dane z nazwami regionów.

Za przygotowanie danych, w formacie opisanym powyżej, odpowiedzialny jest program Data\_AC. Jest to program napisany w środowisku Delphi przystosowany do pracy pod kontrolą systemu operacyjnego Microsoft Windows. Program działa w trybie interaktywnym, udostępniając użytkownikowi typowy, „windowsowy” interfejs. Widok okna głównego aplikacji Data\_AC został pokazany na Rys. 5.10.



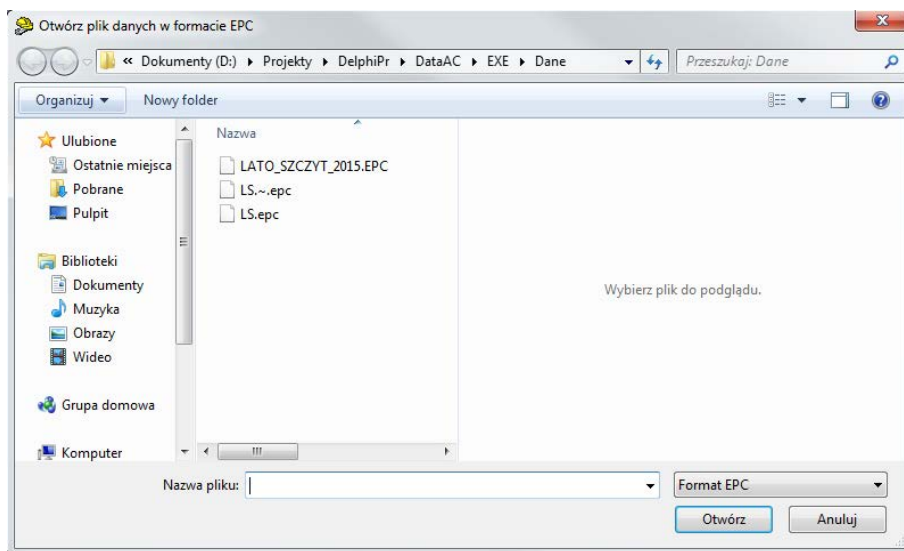
Rys. 5.10. Widok okna głównego aplikacji Data\_AC - menu *Narzędzia główne*

Wszystkie funkcje realizowane przez program podzielone są na grupy dostępne poprzez zakładki:

- *Narzędzia główne*
- *Opcje edycyjne*
- *Redukcja modelu*

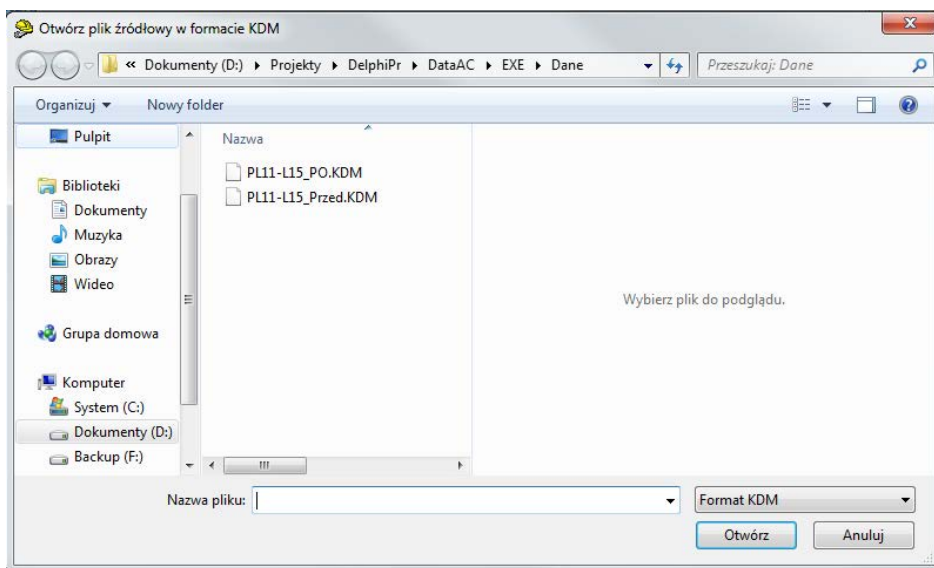
Większość operacji związanych z przygotowaniem danych, oraz tych związanych z informowaniem użytkownika o wynikach pracy programu

i raportowaniem jego działań, dostępnych jest z poziomu zakładki **Narzędzia główne**. Wybierając funkcję **Otwórz...** użytkownik ma możliwość wskazania pliku w formacie EPC z modelem rozplýwowym analizowanej sieci – Rys. 5.11.

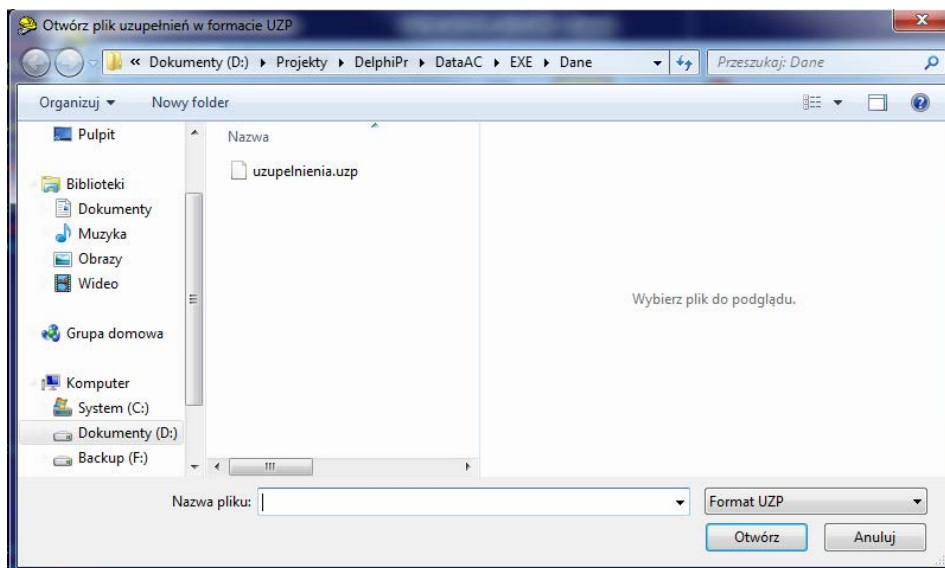


**Rys. 5.11.** Odczyt danych rozplýwowych w formacie EPC

Program odczytuje dane sieci w formacie EPC i automatycznie przeprowadza kontrolę ich poprawności usuwając typowe błędy: powtórzenia identyfikatorów generatorów, odbiorów i gałęzi bocznikowych pracujących na wspólne szyny itp. Ponieważ w formacie EPC nie przewidziano możliwości identyfikacji typów generatorów (w szczególności nie uwzględniono możliwości rozpoznania farm wiatrowych) konieczne jest odczytanie źródłowych danych rozplýwowych w formacie KDM. Program Data\_AC wymaga od użytkownika wskazania właściwego pliku bezpośrednio po zakończeniu odczytu danych rozplýwowych w formacie EPC - Rys. 5.12.



Rys. 5.12. Odczyt źródłowych danych rozplywowych w formacie KDM



Rys. 5.13. Odczyt pliku uzupełnień w formacie UZP

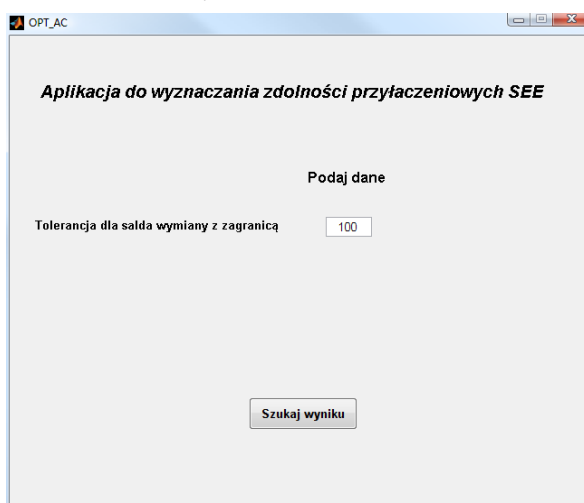
Mówiąc o „źródłowych danych rozplywowych” autor ma na myśli pliki w formacie KDM, które były poddawane konwersji w celu uzyskania danych rozplywowych w formacie EPC. Program Data\_AC odczytując pliki „źródłowe” dokonuje identyfikacji generatorów reprezentujących farmy wiatrowe. Farmy wiatrowe podlegające redukcji generacji identyfikowane

są poprzez odczytanie dodatkowego pliku z uzupełnieniami (w formacie UZP) – Rys. 5.13.

W trakcie odczytu danych rozplływowych w formacie KDM, a także pliku uzupełnień program uzupełnia brakujące informacje w aktualnym modelu sieci. Przede wszystkim są to parametry farm wiatrowych oraz informacje o obciążalności prądowej linii i transformatorów. Program obsługuje obydwa sposoby modelowania obciążalności prądowej w danych rozplływowych w formacie KDM. W przypadku charakterystyki stopniowanej program oferuje możliwość wyboru czterech przedziałów temperatur, dla których definiowana jest właściwa obciążalność prądowa. W przypadku charakterystyki liniowej wystarczy podać wartość temperatury, a program sam obliczy wartość obciążalności prądowej na podstawie charakterystyki liniowej podanej w danych KDM. W przypadku charakterystyki liniowej istnieje możliwość uwzględnienia ograniczeń sprzętowych, co objawia się tym, że nie można dla wybranego elementu ustawić temperatury niższej niż ta wynikająca ze zdefiniowanego ograniczenia.

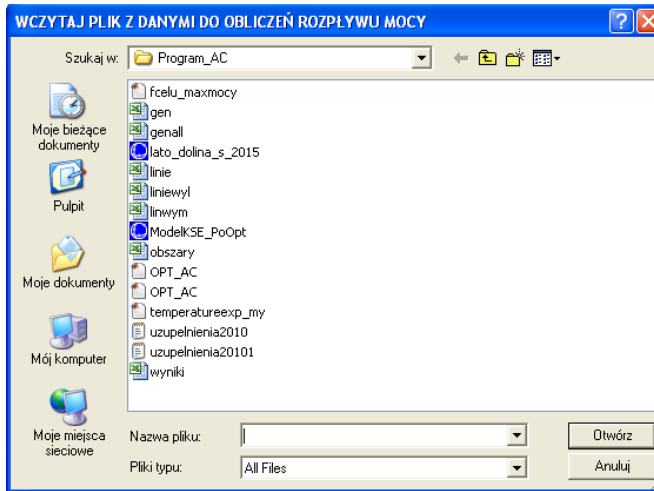
Wynikiem pracy programu Data\_AC jest nowy plik rozplływowy w formacie EPC oraz odpowiadający mu plik w formacie AC z danymi niezbędnymi do wykonania obliczeń optymalizacyjnych.

Po uruchomieniu programu Matlab należy ustawić aktualny katalog roboczy, w którym znajduje się aplikacja OPT\_AC oraz pliki z danymi niezbędnymi do obliczeń (pliki z danymi zostały opisane powyżej). Następnie w oknie dialogowym Matlab'a wpisujemy komendę OPT\_AC i pojawi się okno aplikacji pokazane na Rys. 5.14.



Rys. 5.14. Widok okna głównego aplikacji OPT\_AC

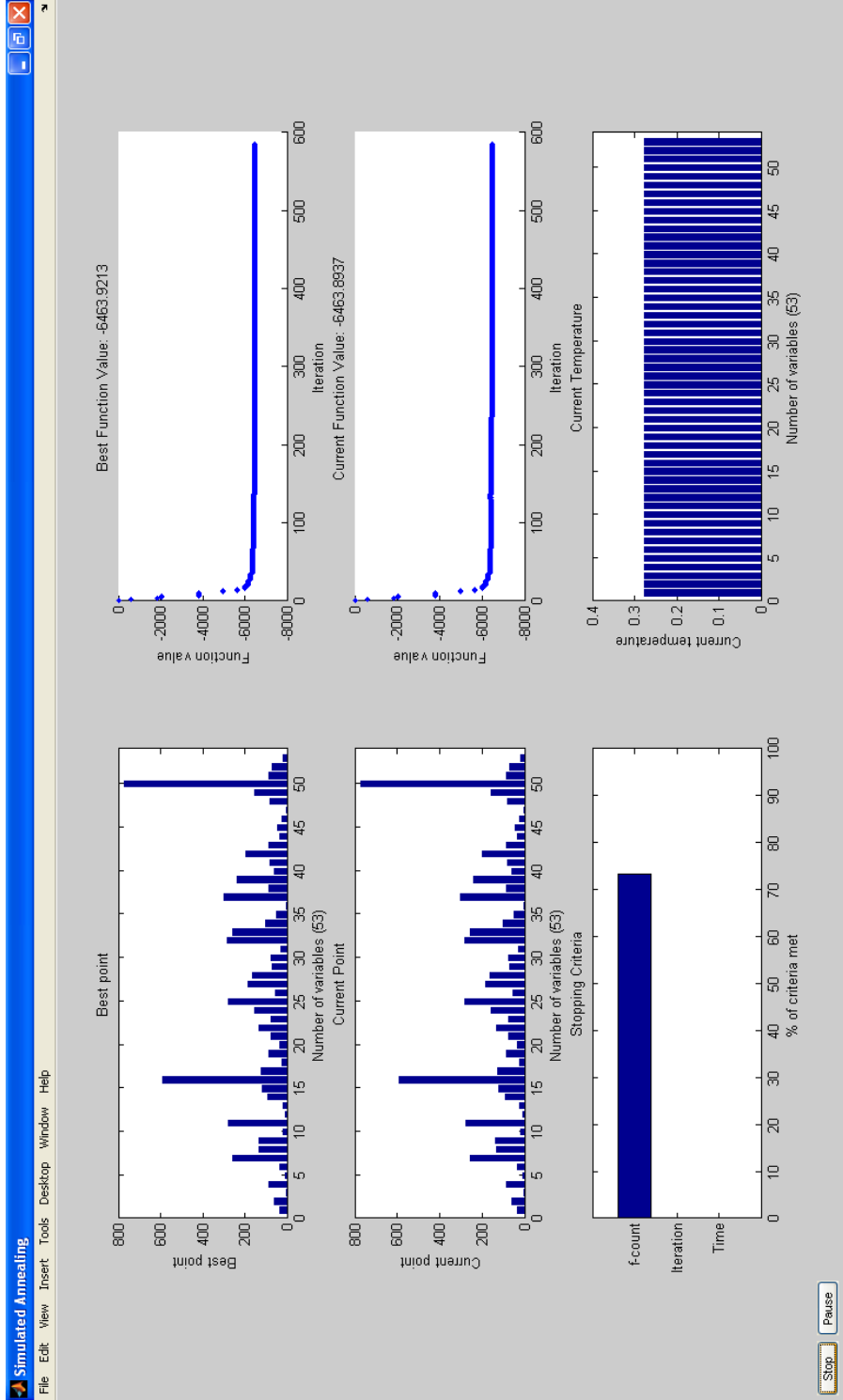
Aby rozpocząć obliczenia klikamy w przycisk *Szukaj wyniku*. Wcześniej jednak należy podać wartość jednego parametru, którym jest tolerancja dla salda wymiany z zagranicą (domyślnie wartość ta wynosi  $\pm 100$  MW w stosunku do stanu bazowego). Po kliknięciu na przycisk *Szukaj wyniku* pliki z danymi do obliczeń zostaną automatycznie wczytane. Pojawi się również okno jak na Rys. 5.15 do wczytania pliku rozplýwowego.



**Rys. 5.15.** Okno do wczytywania pliku z danymi rozplýwowymi w formacie .pwb

Po wczytaniu pliku rozplýwowego pojawi się kolejne okno (Rys. 5.16) z wykresami dotyczącymi przebiegu procesu obliczeniowego (najlepsza oraz aktualna wartość funkcji celu, najlepszy oraz aktualny punkt, parametr  $t$  oraz stan obliczeń).





Rys. 5.16. Okno ze stanem procesu obliczeniowego

Po osiągnięciu założonej liczby kroków (1000 w rozumieniu procesu symulowanego wyżarzania) obliczenia zostaną zakończone, a wyniki zapisane w pliku *wyniki.xls* (którego postać została pokazana poniżej) oraz w pliku z danymi rozptyłowymi *ModelKSE\_PoOpt.pwb*.

Obliczenia mogą być również wcześniej zakończone – wystarczy kliknąć na przycisk *Stop* w oknie z wykresami i wówczas obliczenia zostaną zakończone. Wyniki obliczeń dla wyznaczonego optymalnego wektora mocy przedstawiane są na końcu.

#### 5.6.4. Wyniki redukcji mocy według metody symulowanego wyżarzania dla badanej sieci

W Tab. 5.15, Tab. 5.16 przedstawiono wyniki optymalizacji metodą symulowanego wyżarzania dla stanu normalnego sieci – bez wyłączeń. Na podstawie uzyskanych wyników można powiedzieć, że wszystkie uwzględniane ograniczenia sieciowe zostały spełnione przy niewielkiej, sumarycznej redukcji mocy generowanej w farmach wiatrowych. Są to więc wyniki podobne do uzyskanych metodą optymalizacji liniowej. Moc została ograniczona w farmach: Klementowice z wartości 60 MW do wartości 42 MW, Wisznice z wartości 30 MW do wartości 18 MW, Wólka Dobryńska z wartości 50 MW do wartości 17 MW. Ograniczeniami, które wpłynęły na takie rozwiązanie były dopuszczalne obciążalności prądowe następujących linii 110 kV: C244 (SDM111-SDP111) oraz W105A (KMT112-PLW112). Sumaryczna wartość mocy generowanej w farmach zmniejszyła się z wartości 422 MW do wartości 359 MW. W Tab. 5.17, Tab. 5.18, Tab. 5.19, Tab. 5.20, Tab. 5.21 przedstawiono wyniki optymalnej redukcji mocy dla stanów  $N_B(i)-1$ . W stanach awaryjnych ograniczenia mocy w farmach są już większe. W największym stopniu ograniczone zostały: farma Klementowice z wartości 60 MW do wartości 32 MW oraz Wólka Dobryńska z wartości 50 MW do wartości 15 MW. Ograniczeniom uległy także wartości mocy generowanych w farmach: Lubartów z wartości 70 MW do wartości 53 MW oraz Ryki z wartości 68 MW do wartości 64 MW.

**Tab. 5.15.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą symulowanego wyżarzania (stan normalny) (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	42	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	18	110	WCE112	Wisznice
8	17	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	359	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.16.** Stopień obciążenia elementów sieci po wprowadzeniu ograniczeń generacji metodą symulowanego wyżarzania

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła Końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
1	C733	ADM111	SMT111	205	117	0.57	linia
2	C703	ADM121	BPO121	550	93	0.17	linia
3	C705	BPO111	HAJ111	205	71	0.34	linia
4	C241A	KTU121	XSA111	320	60	0.19	linia
5	C203	LUK111	STL121	320	32	0.1	linia
6	149	LUK121	MDC112	205	46	0.22	linia
7	159	LUK121	RAN112	205	103	0.5	linia
8	C240A	MIN121	XMI111	320	58	0.18	linia
9	C204A	MRO111	XSN111	320	49	0.15	linia
10	C702	NAR121	BPO111	550	143	0.26	linia
11	C020	SDL111	SMT121	205	188	0.92	linia
12	C209	SDL111	SOK111	350	213	0.61	linia
13	C214	SDL121	SDM121	550	515	0.94	linia
14	C244	SDM111	SDP111	550	550	1	linia
15	138	SDP121	KOZ112	550	271	0.49	linia
16	150	SDP121	LSC112	570	376	0.66	linia
17	144	SOB111	KOZ112	288	104	0.36	linia
18	112	SOB121	RYK112	225	145	0.64	linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła Końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
19	162	STL111	KOZ122	288	50	0.17	linia
20	C240B	XMI111	MRO121	320	59	0.18	linia
21	C241B	XSA111	SDL121	320	62	0.19	linia
22	C204B	XSN111	KTU111	320	51	0.16	linia
23	W111	ABR112	BYH112	320	94	0.29	linia
24	W141	ABR112	LEC112	630	399	0.63	linia
25	W103	ABR112	SDK112	320	200	0.63	linia
26	W155	ABR122	BEZ112	270	79	0.29	linia
27	W144	ABR122	LEC112	630	416	0.66	linia
28	W140	ABR122	LUO122	515	132	0.26	linia
29	W003	BCE112	REJ112	320	112	0.35	linia
30	W115	BCE112	SDK112	320	158	0.49	linia
31	W116	BCE112	STE112	320	23	0.07	linia
32	W119	BGD112	LCA112	320	126	0.39	linia
33	W120	BGD112	NRB112	320	68	0.21	linia
34	W117	BGD112	STE112	320	12	0.04	linia
35	W005	BIL112	NIS112	205	22	0.11	linia
36	W207	BIL112	SZN112	205	134	0.65	linia
37	W134	BPS112	BPW112	320	86	0.27	linia
38	W142	BPS112	WDO112	550	332	0.6	linia
39	W153	BPS122	HWC112	550	26	0.05	linia
40	W135	BPS122	LSC112	320	195	0.61	linia
41	W133	BPW112	MDC112	350	28	0.08	linia
42	W146	BUD112	OLE112	320	63	0.2	linia
43	W004	BUD112	ZKL112	270	130	0.48	linia
44	W112	BUD122	BYH112	320	97	0.3	linia
45	W010	CHS112	NRB112	320	60	0.19	linia
46	W201	CHS112	REJ112	205	28	0.14	linia
47	W219	CHS122	MAN112	205	39	0.19	linia
48	W203	CHS122	REJ122	205	27	0.13	linia
49	W102	DBL112	PLW112	205	93	0.45	linia
50	W104	DBL112	RYK112	205	135	0.66	linia
51	W151	HWC112	JPD112	550	223	0.4	linia
52	W150	HWC112	LSC112	550	217	0.39	linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła Końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
53	W346	JAL112	STW122	320	41	0.13	linia
54	W018	JAL112	ZKK112	320	26	0.08	linia
55	W152	JPD112	WDO112	550	236	0.43	linia
56	W131	KCK112	LBT112	320	152	0.47	linia
57	W132	KCK112	RAN112	320	131	0.41	linia
58	W105B	KMT112	NAL112	205	38	0.18	linia
59	W105A	KMT112	PLW112	205	205	1	linia
60	W204	KSW112	REJ122	270	72	0.27	linia
61	W130	LBT112	LSY122	320	150	0.47	linia
62	W118	LCA112	LSY122	320	166	0.52	linia
63	W145	LCB112	LEC122	630	152	0.24	linia
64	W126	LCB112	LUN112	630	102	0.16	linia
65	W125	LEC122	LSY122	630	97	0.15	linia
66	W123	LF1112	LF2112	320	6	0.02	linia
67	W124	LF1112	LUO112	320	41	0.13	linia
68	W122	LHA112	LWS112	320	46	0.14	linia
69	W127	LPN112	LSY112	205	50	0.24	linia
70	W148	LPN112	LSY122	645	47	0.07	linia
71	W128	LPN112	LUC112	630	45	0.07	linia
72	W452	LPS112	ZWO112	415	114	0.27	linia
73	W121	LSY112	LHA112	320	34	0.11	linia
74	W138	LSY112	LUO122	960	45	0.05	linia
75	W136	LSY112	PAR112	320	19	0.06	linia
76	W113	LSY112	SD2112	320	51	0.16	linia
77	W139	LSY122	LUO112	515	47	0.09	linia
78	W230	LUB112	WLO112	320	75	0.23	linia
79	W129	LUC112	LUN112	630	32	0.05	linia
80	W160	LWS112	LF2112	320	6	0.02	linia
81	W220	MAN112	WLO112	205	50	0.24	linia
82	W206	MKR112	SZN112	205	161	0.79	linia
83	W213	MKR122	ZKK112	205	28	0.13	linia
84	W105C	NAL112	PNT112	205	49	0.24	linia
85	W305	NIS112	STW112	205	39	0.19	linia
86	W147	PAR112	WCE112	320	35	0.11	linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła Końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
87	W159	PLK112	BRO112	270	207	0.77	linia
88	W101	PLK112	PLW112	270	238	0.88	linia
89	W157	PNE112	OLE112	320	24	0.07	linia
90	W106	PNT112	BEZ112	320	52	0.16	linia
91	W156	PNT112	PNE112	320	12	0.04	linia
92	W401	ROZ112	ZWO112	540	49	0.09	linia
93	W114	SD2112	SDK112	320	18	0.05	linia
94	W365	STW122	ZKL112	205	115	0.56	linia
95	W016	WCE112	LUB112	320	90	0.28	linia
96	W143	WCE112	WDO112	320	55	0.17	linia
97	W001	ZWO112	BRO112	270	192	0.71	linia
98	145	GAR111	KOZ122	225	127	0.56	linia
99	C208	GAR121	PLA121	225	35	0.15	linia
100	C205	MIN111	PLA111	225	34	0.15	linia
101	W137	ABR122	LWS112	320	96	0.3	linia
102	W205A	KSR112	KSW112	270	19	0.07	linia
103	W205B	KSR112	MKR122	270	84	0.31	linia
104	NAR-A1	NAR411	NAR111	330	209	0.63	transformator
105	ABR-A1	ABR212	ABR122	160	40	0.25	transformator
106	CHS-A1	CHS212	CHS112	160	46	0.28	transformator
107	KOZ-A1	KOZ212	KOZ112	160	38	0.24	transformator
108	LSY-T1	LSY412	LSY112	250	51	0.2	transformator
109	MKR-A1	MKR212	MKR122	160	56	0.35	transformator
110	STW-A1	STW212	STW112	160	40	0.25	transformator

**Tab. 5.17.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą symulowanego wyżarzania przy wyłączeniu linii Siedlce-Łosice (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	32	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	29	110	WCE112	Wisznice
8	37	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	380	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.18.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą symulowanego wyżarzania przy wyłączeniu linii Łuków-Radzyń Podlaski (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	38	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	14	110	WCE112	Wisznice
8	34	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	368	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.19.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą symulowanego wyżarzania przy wyłączeniu linii Abramowice-Bychawa (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	38	110	KMT112	Klementowice

5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	25	110	WCE112	Wisznice
8	15	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	360	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.20.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą symulowanego wyłączenia przy wyłączeniu linii Biała Podlaska Sitnicka-Wólka Dobryńska (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	38	110	KMT112	Klementowice
5	69	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	22	110	WCE112	Wisznice
8	46	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	387	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 5.21.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą symulowanego wyłączenia przy wyłączeniu linii Klementowice-Puławy (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	47	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	64	110	RYK112	Ryki
7	21	110	WCE112	Wisznice
8	17	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	363	110	W całym analizowanym obszarze	

Zastosowana metoda określania minimalnego poziomu redukcji mocy może być uznana za metodę dokładną i stanowiącą odniesienie dla innych



metod przybliżonych. Jej algorytm, bazujący na heurystycznym podejściu do rozwiązania nieliniowego zadania optymalizacji (symulowane wyżarzanie), jest jednak dość złożony i trudny w interpretacji inżynierskiej. Ten element złożoności oraz odczuwalny czas realizacji każdego cyklu obliczeniowego eliminuje przedstawioną metodę z zastosowania w procedurach sterowania realizowanych w trybie on-line. Możliwe jest jednak jej zastosowanie na etapie studialnym i planistycznym.

## 5.7. Metoda śledzenia przepływów mocy jako alternatywa dla metod klasycznej optymalizacji

Na początku lat dziewięćdziesiątych do energetyki zaczęto wprowadzać metodę śledzenia przepływów – [5, 6, 7, 8, 9, 75]. W charakterystyce metody używany jest też angielski termin „*tracing*”. Autorzy metody podawali hipotetyczny przykład polegający na zabarwieniu na różne kolory wody w strumieniach wpadających do głównego koryta, a następnie dokonaniu w dole rzeki filtracji wody i analizy jej zabarwienia, w celu określenia udziału poszczególnych strumieni w całkowitym przepływie.

Można stwierdzić, że podział przepływu (mocy, prądu, gazu, cieczy) na barwione strumienie, w przypadku prostych układów sieciowych jest naturalny i zrozumiały. W przypadku sieci promieniowej widocznej na Rys. 5.17a moc dopływająca do każdego z odbiorów ma „swój” strumień, na odcinku 1-2 strumienie płyną razem, ale z ich odróżnieniem nie ma problemu - Rys. 5.17b. Dla układów zamkniętych (a takie przede wszystkim są przedmiotem rozprawy) działanie intuicyjne jest już utrudnione. Dla sieci, którą przedstawiono na Rys. 5.18a, przy specyficznym rozplywie mocy, też da się „wysledzić” strumienie zasilające pokazane odbiory (Rys. 5.18b). Dla sieci o bardziej złożonej strukturze konieczne jest zastosowanie odpowiedniego algorytmu opracowanego przez autora niniejszej rozprawy (na podstawie cytowanych publikacji), którego istotą jest określenie wektora przepływów węzłowych  $\mathbf{P}_w$  (np. typu *upstream*), jego macierzy dystrybucji  $\mathbf{A}_u$  wiążące abstrakcyjne (choć zrozumiałe) przepływy węzłowe z konkretnymi mocami źródeł, zgodnie z równaniem liniowym

$$\mathbf{A}_u \cdot \mathbf{P}_w = \mathbf{P}_G \quad (5.97)$$

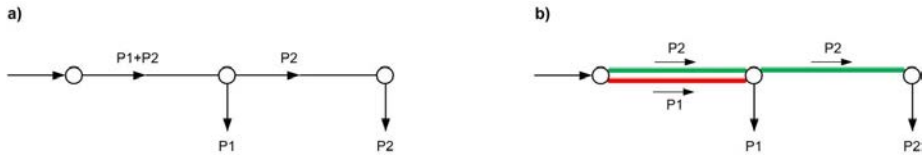
gdzie

$\mathbf{P}_w$  - wektor mocy czynnych węzłowych.

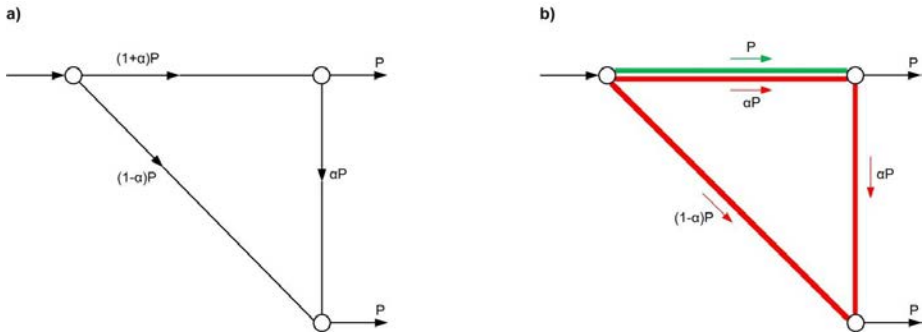
Operacja inwersji zastępuje żmudną czynność śledzenia prowadzoną na wycucie, wiążąc bezpośrednio przepływy węzłowe z mocami generowanymi w poszczególnych źródłach

$$\mathbf{P}_w = \mathbf{A}_u^{-1} \mathbf{P}_G \quad (5.98)$$

a od przepływów węzłowych do barwionych strumieni już tylko jeden krok, opisany w dalszych rozważaniach.



Rys. 5.17. Ilustracja idei „barwionych” przepływów mocy dla prostej sieci zasilanej jednostronnie a) rozptyw mocy b) podział na przepływy odpowiadające poszczególnym odbiorom



Rys. 5.18. Ilustracja idei „barwionych” przepływów mocy dla prostej sieci zamkniętej a) rozptyw mocy b) podział na przepływy odpowiadające poszczególnym odbiorom

Czy równania i wraz z całym rozumowaniem przedstawionym w formie uproszczonej i w formie dokładnej w publikacjach [5, 75] rewolucjonizują nasze spojrzenie na problematykę rozptyłów mocy w sieciach zamkniętych? Zdaniem autora rozprawy nie jest to rewolucja, ale jest to niewątpliwie zręczna i użyteczna forma opisu pewnych zależności charakteryzujących zadanie rozptyłowe opisane równaniem nieliniowym.

Odnosząc się do wypowiedzi zawartej w referacie przygotowanym na konferencję APE 2001 [9], gdzie stwierdzono, że „zastosowanie idei śledzenia przepływów pozwala na uwolnienie się od dogmatu niepodzielności mocy płynącej w sieci, szczególnie oczkowej”, należy stwierdzić, że niepodzielność mocy nie jest dogmatem, tylko obiektywną prawdą wynikającą z praw fizyki i twierdzeń matematyki. Nie oznacza to jednak, że nie można stosować różnych sposobów myślowego jej podziału do różnych celów. Jednym z nich może być, rozważane w niniejszej rozprawie powiązanie mocy przyłączanych źródeł ze stopniem wykorzystania możliwości przesyłowych poszczególnych elementów sieci.

Poniziej przedstawiona została analiza brutto (pod prąd) od odbiorów do źródeł dla przepływów mocy czynnej.

Moc węzłowa brutto w węźle  $i$  wyraża się wzorem

$$P_i^{\text{br}} = \sum_{j \in \alpha_i^a} |P_{ij}^{\text{br}}| + P_{Gi}, \quad i \in N \quad (5.99)$$

gdzie

$N$  – liczba węzłów w analizowanej sieci,  $P_{ij}^{\text{br}}$  – moc czynna brutto w gałęzi  $ij$  (w przypadku pominięcia strat sieciowych),  $P_i^{\text{br}}$  – moc czynna węzłowa brutto w węźle  $i$  (w przypadku pominięcia strat sieciowych),  $P_{Gi}$  – moc czynna generowana w węźle  $i$ .

Moc czynna  $P_{ij}^{\text{br}}$  przepływająca linią  $ij$  wyraża się wzorem

$$P_{ij}^{\text{br}} = \frac{|P_{ij}^{\text{br}}|}{P_j^{\text{br}}} \cdot P_j^{\text{br}} \quad (5.100)$$

Przy założeniu, że straty sieciowe są małe, otrzymuje się następujące wyrażenie

$$\frac{|P_{ij}^{\text{br}}|}{P_j^{\text{br}}} \approx \frac{|P_{ji}|}{P_j^{\rightarrow}} \quad (5.101)$$

gdzie

$P_{ij}$  – moc czynna w gałęzi  $ij$  (wzięta od węzła  $j$ ).

W wyniku powyższego założenia otrzymuje się zależność

$$P_i^{\text{br}} - \sum_{j \in \alpha_i^u} \frac{|P_{ji}|}{P_j^{\rightarrow}} \cdot P_j^{\text{br}} = P_{Gi}, \quad i \in N \quad (5.102)$$

gdzie

$P_j^{\rightarrow}$  – moc czynna przepływająca przez węzeł  $j$ .

Powyższe wyrażenie można również zapisać w postaci macierzowej

$$A_u \cdot P^{\text{br}} = P_G \quad (5.103)$$

gdzie:

$A_u$  – macierz dystrybucji „pod prąd” wyznaczona na podstawie znajomości przepływów mocy,

$P_G$  – wektor mocy generowanych,

$P^{\text{br}}$  – wektor mocy węzłowych brutto.

Elementy  $a_{uij}$  macierzy  $A_u$  można obliczyć na podstawie zależności

$$a_{uij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j^{\rightarrow}}, & j \in \alpha_i^u, P_j^{\rightarrow} \neq 0 \\ 0, & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (5.104)$$

Wektor mocy węzłowych brutto  $P^{\text{br}}$  można wyrazić w następujący sposób

$$P^{\text{br}} = A_u^{-1} \cdot P_G \quad (5.105)$$

natomiast moc węzła brutto węzła  $i$  jako

$$P_i^{\text{br}} = \sum_{k \in N} \hat{a}_{uik} \cdot P_{Gk} \quad (5.106)$$

gdzie

$\hat{a}_{uik}$  – element  $(i, k)$  macierzy  $A_u^{-1}$ .

W dalszym kroku moc brutto przepływającą rozpatrywaną gałęzią  $il$  można wyznaczyć ze wzoru

$$P_{il}^{\text{br}} = \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot P_i^{\text{br}} = \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot \sum_{k \in N} \hat{a}_{uik} \cdot P_{Gk} \approx \frac{P_{il}}{P_i^{\rightarrow}} \cdot \sum_{k \in N} \hat{a}_{uik} \cdot P_{Gk}, \quad i \in N, l \in \alpha_i'' \quad (5.107)$$

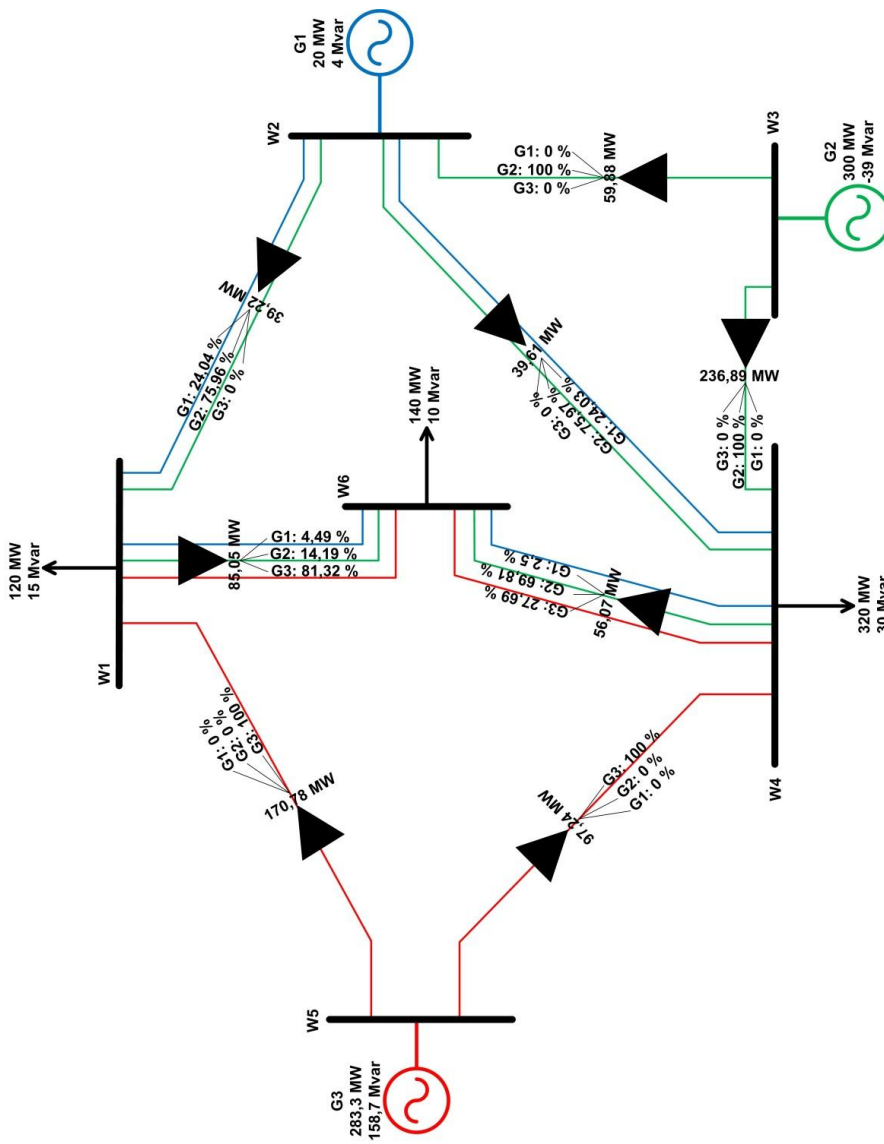
Korzystając z powyższego wyrażenia można obliczyć współczynnik określający wykorzystanie gałęzi  $il$  przez źródło zlokalizowane w węźle  $k$  (współczynnik udziałowy) ze wzoru

$$u_{il,k} = \frac{P_{il}^{\text{br}}}{P_i^{\text{br}}} \cdot \hat{a}_{uik} \quad (5.108)$$

Należy podkreślić, że węzeł  $k$ , w którym przyłączone jest źródło, nie musi mieć bezpośredniego powiązania topologicznego z gałęzią  $il$ .

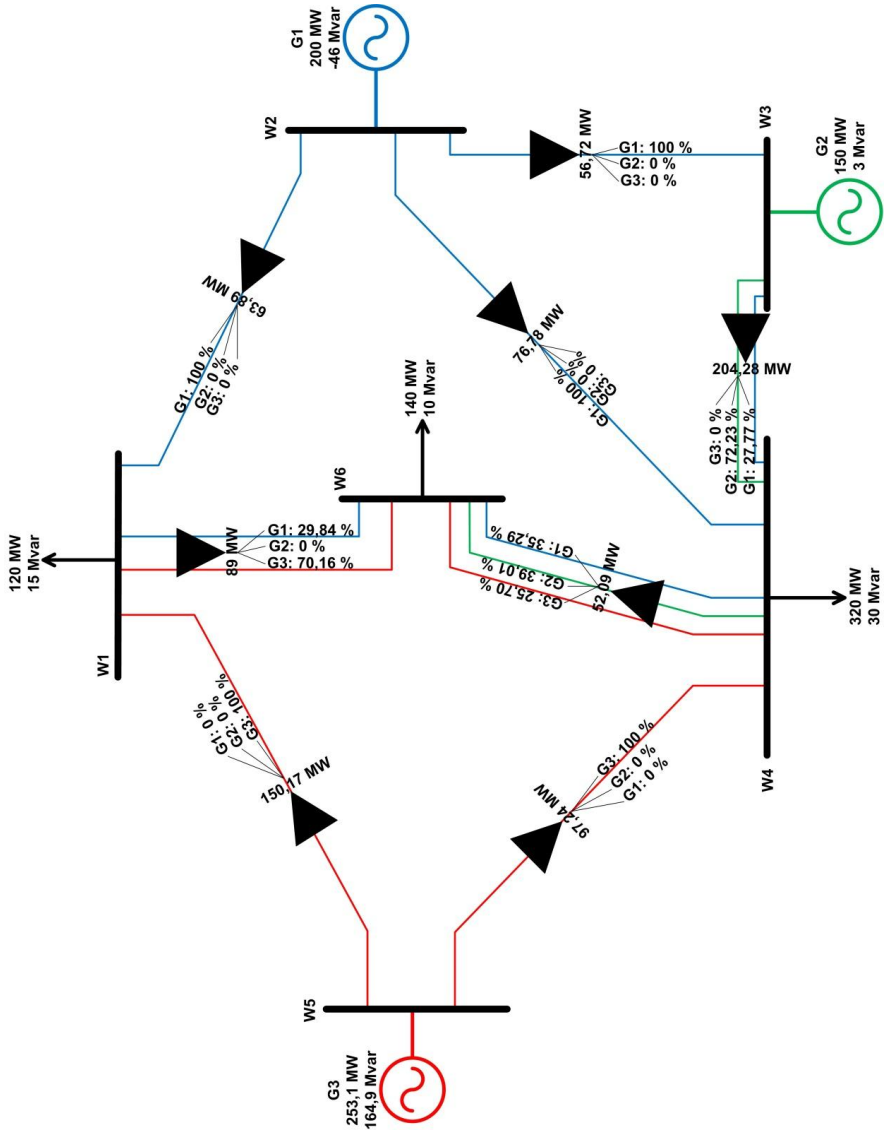
Rozpatrując wszystkie źródła przyłączone do analizowanej sieci uzyskuje się dla każdego z nich udział w mocy przepływającej daną gałęzią. Zgodnie z intencją autorów metody śledzenia przepływów [5, 75] osiągnięty zostaje efekt „zabarwienia” tego udziału na charakterystyczny „kolor”.

Na Rys. 5.19 przedstawiono przykładową sieć testową wraz z wyszczególnieniem udziałów poszczególnych źródeł w przepływie mocy liniami, przy wykorzystaniu symbolicznego kolorowania.



Rys. 5.19. Przykład sieci testowej wraz z wyszczególnieniem udziałów poszczególnych źródeł w obciążeniu gałęzi.

Każde źródło ma przyporządkowany kolor. Jeżeli dana linia zawiera ten sam kolor oznacza to, że jej obciążenie zależy od tego źródła. Przyjęty, jak na rysunku, rozkład generacji w źródłach przyczynia się do różnego wykorzystania przez nie gałęzi sieci. Jak widać przepływy w poszczególnych liniach nie zależą od wszystkich źródeł. To, które z nich i w jakim stopniu obciąża daną linię uzależnione jest od konfiguracji sieci, wartości mocy generowanej oraz punktu jej przyłączenia. Na dowód tego, na Rys. 5.20 pokazano tę samą sieć tylko ze zmienionym rozkładem generacji mocy w źródłach. Zmiana wartości mocy generowanej przez nie spowodowała, że w inny sposób wpływają one na przepływy mocy poszczególnymi liniami.



Rys. 5.20. Przykład sieci testowej wraz z wyszczególnieniem udziałów poszczególnych źródeł w obciążeniu gałęzi, po zmianie generacji.



W zbliżony sposób można również śledzić przepływy mocy biernej. Ponieważ moce bierne na końcach gałęzi mogą być różne, dlatego wprowadza się pewne modyfikacje polegające na dodaniu wewnątrz każdej gałęzi sztucznej generacji mocy biernej indukcyjnej, która odpowiada stratom w tej gałęzi [75].

Metoda śledzenia przepływów mocy pozwala wytypować źródło, które w największym stopniu odpowiada za obciążenie danej linii. Jednak nie jest przesądzone, że po zmniejszeniu mocy generowanej w tym źródle, rozprawy mocy zmienią się w taki sposób, że linia zostanie skutecznie odciążona (mówi się, że sieć spełnia prawa Kirchoffa, a nie wolę jej operatora). Może dojść do sytuacji, w której osiągnie się skutek odwrotny, a mianowicie wzrośnie obciążenie badanej linii spowodowane zmianą rozprawy mocy w sieci. Ubytek mocy wynikający ze zmniejszenia generacji w danej elektrowni może zostać uzupełniony mocą, która dopłynie od innych źródeł lub węzła bilansującego i w efekcie pogorszy sytuację rozprawy. Innym skutkiem takiego zmniejszenia może być przeciążenie się innej (innych) gałęzi, które wcześniej nie były przeciążone. Tym samym, aby linia została skutecznie odciążona należało metodę śledzenia przepływów odpowiednio uzupełnić. W niniejszej rozprawie zaproponowana została modyfikacja tej metody opisana w rozdziale 6. Ogólnie rzecz biorąc polega ona na przyjęciu stałości współczynników opisanych wzorem (współczynników udziałowych) tylko w otoczeniu rozpatrywanego stanu sieci i zastosowaniu podejścia iteracyjnego.



## 6. Wykorzystanie metody śledzenia przepływów w algorytmie redukcji mocy wytwarzanej w farmach wiatrowych

### 6.1. Opis proponowanego algorytmu

Głównym celem niniejszej metody jest odpowiednia reakcja (operatora sieci, a docelowo układu automatycznej regulacji mocy) na powstałe przekroczenia dopuszczalnej obciążalności gałęzi sieci w monitorowanym obszarze. Podstawą metody są współczynniki udziałowe wyliczane metodą śledzenia przepływów mocy (rozdział 5.7). Przyjęto założenie o stałości tych współczynników w pewnym ograniczonym zakresie zmian wartości mocy czynnej generowanej w źródłach, które w największym stopniu odpowiadają za obciążanie się danej gałęzi.

Moce przepływające gałęziami  $i-l$ ,  $s-t$  oraz  $m-n$  w stanie ich przeciążenia można przedstawić za pomocą zależności

$$P_{il} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{uiN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (6.1)$$

$$P_{st} = \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{usN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (6.2)$$

$$P_{mn} = \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um1} \cdot P_{G1} + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um2} \cdot P_{G2} + \dots + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{umN_G} \cdot P_{G_{N_G}} \quad (6.3)$$

Z uwagi na przeciążenie konieczne staje się ograniczenie mocy w źródłach, o sumaryczną wartość  $\Delta P$ , tak aby zmniejszyć moc przepływającą przeciążonymi liniami (odpowiednio o wartość  $\Delta P_{ib}$ ,  $\Delta P_{sb}$ ,  $\Delta P_{mn}$ ) do wartości eliminujących wszystkie te przeciążenia. Równocześnie, z uwagi na uwarunkowania prawne i handlowe chodzi o utrzymanie redukcji mocy w rozpatrywanym obszarze na minimalnym poziomie.

Wyodrębniając w każdym źródle odpowiednią wartość mocy do redukcji, zależność, w stanie bez przeciążenia (po redukcji), można zapisać w następujący sposób

$$P'_{il} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{uiN_G} \cdot (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \quad (6.4)$$

$$P'_{st} = \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{usN_G} \cdot (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \quad (6.5)$$

$$P'_{mn} = \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{umN_G} \cdot (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \quad (6.6)$$

czyli

$$P'_{il} = P_{il} - \Delta P_{il} \quad (6.7)$$

$$P'_{st} = P_{st} - \Delta P_{st} \quad (6.8)$$

$$P'_{mn} = P_{mn} - \Delta P_{mn} \quad (6.9)$$

przy czym

$$\Delta P_{il} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui1} \cdot \Delta P_{G1} + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui2} \cdot \Delta P_{G2} + \dots + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{uiN_G} \cdot \Delta P_{GN_G} \quad (6.10)$$

$$\Delta P_{st} = \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us1} \cdot \Delta P_{G1} + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us2} \cdot \Delta P_{G2} + \dots + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{usN_G} \cdot \Delta P_{GN_G} \quad (6.11)$$

$$\Delta P_{mn} = \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um1} \cdot \Delta P_{G1} + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um2} \cdot \Delta P_{G2} + \dots + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{umN_G} \cdot \Delta P_{GN_G} \quad (6.12)$$

Warunek braku przeciążeń zostanie spełniony, gdy będą zachodziły zależności

$$P'_{il} \leq P_{il(dop)} \quad (6.13)$$

$$P'_{st} \leq P_{st(dop)} \quad (6.14)$$

$$P'_{mn} \leq P_{mn(dop)} \quad (6.15)$$

Biorąc pod uwagę zależności (6.4), (6.5) oraz (6.6) otrzymujemy

$$\frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{ui1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \cdot \hat{a}_{uiN_G} \cdot (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \leq P_{il(dop)} \quad (6.16)$$

$$\frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{us1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \cdot \hat{a}_{usN_G} \cdot (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \leq P_{st(dop)} \quad (6.17)$$

$$\frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{um1} \cdot (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \cdot \hat{a}_{umN_G} \cdot (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \leq P_{mn(dop)} \quad (6.18)$$

Całkowita wartość redukcji mocy generowanej wyraża się wzorem

$$\Delta P = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G1} + \dots + \Delta P_{GN_z} \quad (6.19)$$

Rozpatrywane zagadnienie można potraktować jako zadanie optymalizacji liniowej z ograniczeniami, gdzie funkcja celu przyjmie postać

$$F_c = \min(\Delta P_{G1} + \Delta P_{G1} + \dots + \Delta P_{GN_z}) \quad (6.20)$$

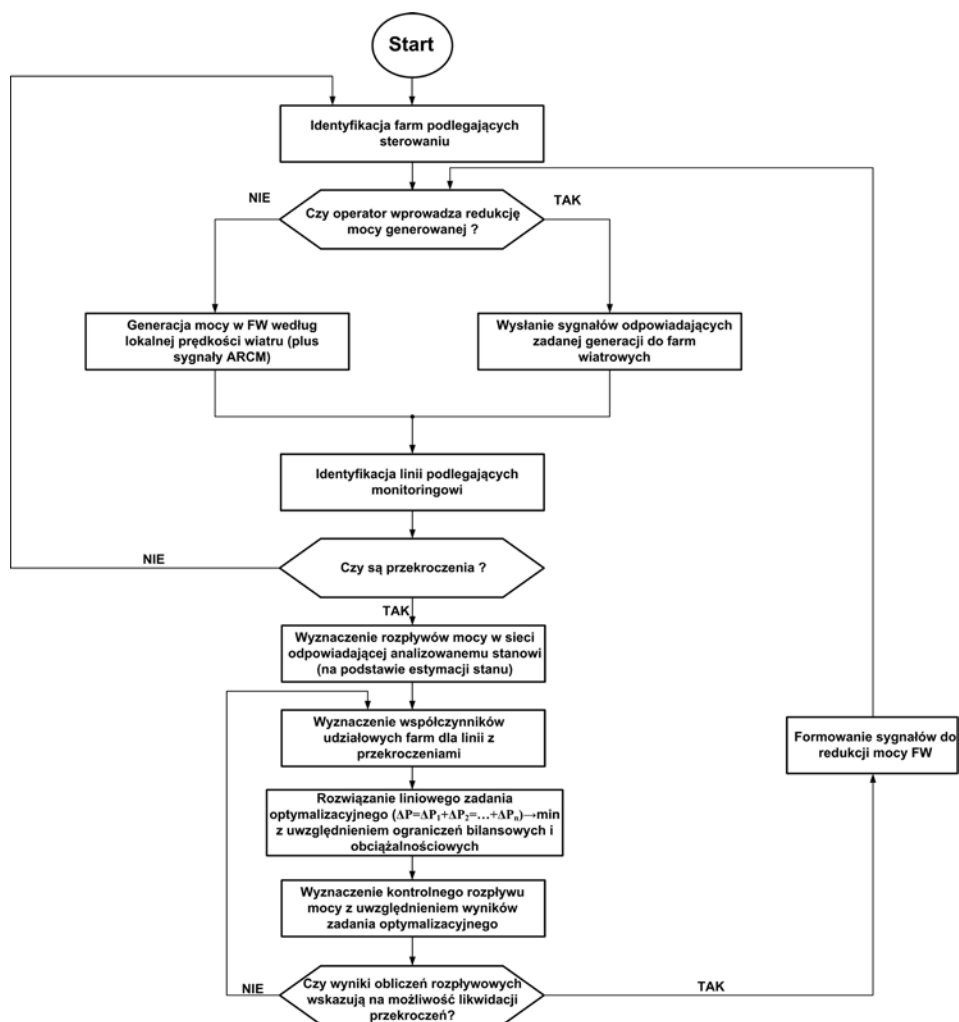
a ograniczenia w postaci nierówności opisane są zależnościami bilansowymi (5.16) i (5.17) oraz dodatkowo za pomocą wyrażeń (6.16), (6.17) i (6.18) przedstawionych powyżej.

Wartość mocy przepływającej daną linią (liniami) teoretycznie zależy od wszystkich źródeł w analizowanej sieci. Tak też jest w przypadku metody opisanej w niniejszym rozdziale. Redukcja generacji dotyczy natomiast tylko wybranych źródeł (farm wiatrowych) w analizowanym obszarze sieci. Ponieważ niektóre z nich mogą mieć współczynniki udziałowe równe zero toteż liczba tych źródeł ulega ponownemu zmniejszeniu i przy poszczególnych składnikach wzorów (6.19) oraz (6.20) pojawia się indeks „ $N_z$ ”.

Należy mieć na uwadze fakt, że w trakcie zmian mocy generowanej w poszczególnych źródłach, może dochodzić do zmian współczynników udziałowych tych źródeł w przepływie mocy daną gałęzią sieci. Istota metody śledzenia przepływów polega bowiem na wykorzystywaniu wartości mocy uzyskanych w wyniku analizy nieliniowej sieci systemu, stąd wykorzystanie jej wyników w procesie optymalizacji liniowej opisanej wyżej wiąże się z uproszczeniami, kompensowanymi następnie w kolejnych iteracjach.

Przyjętą koncepcję powiązania metody śledzenia przepływów z zadaniem programowania liniowego i iteracyjne podejście do uzyskania rozwiązania autor rozprawy traktuje jako swoje oryginalne osiągnięcie.

W oparciu o niniejszą metodę, powstała kolejna aplikacja komputerowa, pozwalająca uzyskać rozwiązanie w bardzo krótkim czasie, co umożliwi stosowanie tej metody w trybie on-line. Metoda wymaga jedynie 2-3 iteracji (w każdej wyznaczany jest rozpyw mocy wg metody dokładnej np. Newtona Raphsona) oraz rozwiązania zadania programowania liniowego dla niewielkiej liczby zmiennych. Dokładność jej odpowiada natomiast algorytmowi redukcji mocy generowanej wykorzystującemu metodę optymalizacji nieliniowej



Rys. 6.1. Schemat blokowy algorytmu do likwidacji przekroczeń dopuszczalnej obciążalności linii

## 6.2. Wyniki wyznaczania zredukowanej mocy źródeł metodą iteracyjnego śledzenia przepływów mocy

W Tab. 6.1, Tab. 6.2 przedstawiono wyniki optymalizacji metodą krokowego śledzenia przepływów mocy dla stanu normalnego badanej sieci – bez wyłączeń. Stan normalny charakteryzował się przeciążaniem czterech linii

110 kV w badanym obszarze sieci. Są to linie oznaczone w Tab. 4.4 jako C214-(SDL121-SDM121), C244-(SDM111-SDP111), W105A-(KMT112-PLW112), W101-(PLK112-PLW112). Po wyliczeniu współczynników opisanych wzorem oraz rozwiązaniu zadania optymalizacyjnego opisanego wzorem okazało się, że konieczne jest zmniejszenie wartości mocy czynnej generowanej przez farmę wiatrową Klementowice o 16 MW oraz Wólka Dobryńska o 29 MW. Zmniejszenie wartości mocy w tych farmach o 45 MW łącznie wiązało się ze zwiększeniem wartości mocy generowanej w elektrowniach klasycznych (w celu utrzymania bilansu w KSE), podlegających regulacji, o taką samą wartość. Obliczenia rozplływowe przy takim układzie generacji wiatrowej wykazały przeciążenia dwóch linii 110 kV w analizowanym obszarze sieci. Są to linie oznaczone w Tab. 4.4 jako C244-(SDM111-SDP111), W105A-(KMT112-PLW112). Obliczenia optymalizacyjne w drugim kroku wykazały konieczność zmniejszenia wartości mocy czynnej generowanej w farmie wiatrowej Klementowice o 5 MW, Wólka Dobryńska o 11 MW oraz Ryki o 6 MW. Obliczenia rozplływowe przy takim układzie generacji wiatrowej wykazały brak przeciążeń w rozpatrywanym obszarze sieci.

Na podstawie uzyskanych wyników można powiedzieć, że wszystkie uwzględniane ograniczenia sieciowe zostały spełnione. Moc została ograniczona w farmach: Klementowice z wartości 60 MW do wartości 39 MW, Ryki z wartości 68 MW do wartości 62 MW oraz Wólka Dobryńska z wartości 50 MW do wartości 10 MW. Sumaryczna wartość mocy generowanych w farmach zmniejszyła się z wartości 422 MW do wartości 355 MW. W Tab. 6.3, Tab. 6.4, Tab. 6.5, Tab. 6.6, Tab. 6.7 przedstawiono wyniki optymalnej redukcji mocy dla stanów  $N_B(i)-1$ . W stanach awaryjnych ograniczenia mocy w farmach są już większe. W największym stopniu ograniczone zostały: farma Klementowice z wartości 60 MW do wartości 33 MW oraz Wólka Dobryńska z wartości 50 MW do wartości 10 MW. Ograniczeniu uległa także wartość mocy generowanej w farmie Ryki z wartości 68 MW do wartości 61 MW.

Zaletą tej metody jest szybka reakcja na powstałe zagrożenia w postaci przekroczeń prądowych/mocowych gałęzi sieci.

**Tab. 6.1.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą iteracyjnego śledzenia przepływów mocy (stan normalny) (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	39	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	62	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	10	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	355	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 6.2.** Stopień obciążenia elementów sieci po wprowadzeniu ograniczeń generacji iteracyjnego śledzenia przepływów

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n$ (A/MVA)	$I/S$ (A/MVA)	$I/I_n$ (S/S <sub>n</sub> )	Rodzaj gałęzi
1	C733	ADM111	SMT111	205	117	0.57	linia
2	C703	ADM121	BPO121	550	92	0.17	linia
3	C705	BPO111	HAI111	205	71	0.34	linia
4	C241A	KTU121	XSA111	320	60	0.19	linia
5	C203	LUK111	STL121	320	32	0.1	linia
6	149	LUK121	MDC112	205	46	0.22	linia
7	159	LUK121	RAN112	205	105	0.51	linia
8	C240A	MIN121	XMI111	320	58	0.18	linia
9	C204A	MRO111	XSN111	320	48	0.15	linia
10	C702	NAR121	BPO111	550	144	0.26	linia
11	C020	SDL111	SMT121	205	188	0.92	linia
12	C209	SDL111	SOK111	350	212	0.61	linia
13	C214	SDL121	SDM121	550	514	0.93	linia
14	C244	SDM111	SDP111	550	549	1	linia
15	138	SDP121	KOZ112	550	269	0.49	linia
16	150	SDP121	LSC112	570	377	0.66	linia
17	144	SOB111	KOZ112	288	86	0.3	linia
18	112	SOB121	RYK112	225	125	0.56	linia



Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
19	162	STL111	KOZ122	288	49	0.17	linia
20	C240B	XMI111	MRO121	320	59	0.18	linia
21	C241B	XSA111	SDL121	320	62	0.19	linia
22	C204B	XSN111	KTU111	320	51	0.16	linia
23	W111	ABR112	BYH112	320	91	0.29	linia
24	W141	ABR112	LEC112	630	400	0.63	linia
25	W103	ABR112	SDK112	320	197	0.62	linia
26	W155	ABR122	BEZ112	270	88	0.33	linia
27	W144	ABR122	LEC112	630	417	0.66	linia
28	W140	ABR122	LUO122	515	128	0.25	linia
29	W003	BCE112	REJ112	320	109	0.34	linia
30	W115	BCE112	SDK112	320	155	0.49	linia
31	W116	BCE112	STE112	320	22	0.07	linia
32	W119	BGD112	LCA112	320	124	0.39	linia
33	W120	BGD112	NRB112	320	66	0.21	linia
34	W117	BGD112	STE112	320	12	0.04	linia
35	W005	BIL112	NIS112	205	22	0.11	linia
36	W207	BIL112	SZN112	205	135	0.66	linia
37	W134	BPS112	BPW112	320	87	0.27	linia
38	W142	BPS112	WDO112	550	332	0.6	linia
39	W153	BPS122	HWC112	550	26	0.05	linia
40	W135	BPS122	LSC112	320	195	0.61	linia
41	W133	BPW112	MDC112	350	28	0.08	linia
42	W146	BUD112	OLE112	320	68	0.21	linia
43	W004	BUD112	ZKL112	270	128	0.47	linia
44	W112	BUD122	BYH112	320	100	0.31	linia
45	W010	CHS112	NRB112	320	58	0.18	linia
46	W201	CHS112	REJ112	205	29	0.14	linia
47	W219	CHS122	MAN112	205	49	0.24	linia
48	W203	CHS122	REJ122	205	28	0.13	linia
49	W102	DBL112	PLW112	205	85	0.41	linia
50	W104	DBL112	RYK112	205	126	0.62	linia
51	W151	HWC112	JPD112	550	223	0.41	linia
52	W150	HWC112	LSC112	550	217	0.39	linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n$ (A/MVA)	I/S(A/MVA)	$I/I_n$ (S/S <sub>n</sub> )	Rodzaj gałęzi
53	W346	JAL112	STW122	320	40	0.13	linia
54	W018	JAL112	ZKK112	320	26	0.08	linia
55	W152	JPD112	WDO112	550	236	0.43	linia
56	W131	KCK112	LBT112	320	153	0.48	linia
57	W132	KCK112	RAN112	320	133	0.42	linia
58	W105B	KMT112	NAL112	205	46	0.22	linia
59	W105A	KMT112	PLW112	205	203	0.99	linia
60	W204	KSW112	REJ122	270	74	0.27	linia
61	W130	LBT112	LSY122	320	149	0.46	linia
62	W118	LCA112	LSY122	320	164	0.51	linia
63	W145	LCB112	LEC122	630	151	0.24	linia
64	W126	LCB112	LUN112	630	101	0.16	linia
65	W125	LEC122	LSY122	630	95	0.15	linia
66	W123	LF1112	LF2112	320	6	0.02	linia
67	W124	LF1112	LUO112	320	41	0.13	linia
68	W122	LHA112	LWS112	320	44	0.14	linia
69	W127	LPN112	LSY112	205	50	0.25	linia
70	W148	LPN112	LSY122	645	47	0.07	linia
71	W128	LPN112	LUC112	630	46	0.07	linia
72	W452	LPS112	ZWO112	415	109	0.26	linia
73	W121	LSY112	LHA112	320	33	0.1	linia
74	W138	LSY112	LUO122	960	43	0.04	linia
75	W136	LSY112	PAR112	320	22	0.07	linia
76	W113	LSY112	SD2112	320	51	0.16	linia
77	W139	LSY122	LUO112	515	45	0.09	linia
78	W230	LUB112	WLO112	320	85	0.27	linia
79	W129	LUC112	LUN112	630	32	0.05	linia
80	W160	LWS112	LF2112	320	6	0.02	linia
81	W220	MAN112	WLO112	205	60	0.29	linia
82	W206	MKR112	SZN112	205	162	0.79	linia
83	W213	MKR122	ZKK112	205	28	0.14	linia
84	W105C	NAL112	PNT112	205	60	0.29	linia
85	W305	NIS112	STW112	205	39	0.19	linia
86	W147	PAR112	WCE112	320	48	0.15	linia

Lp.	Kod gałęzi	Kod węzła początkowego	Kod węzła końcowego	$I_n/S_n(A/MVA)$	$I/S(A/MVA)$	$I/I_n(S/S_n)$	Rodzaj gałęzi
87	W159	PLK112	BRO112	270	197	0.73	linia
88	W101	PLK112	PLW112	270	228	0.84	linia
89	W157	PNE112	OLE112	320	28	0.09	linia
90	W106	PNT112	BEZ112	320	61	0.19	linia
91	W156	PNT112	PNE112	320	16	0.05	linia
92	W401	ROZ112	ZWO112	540	45	0.08	linia
93	W114	SD2112	SDK112	320	18	0.06	linia
94	W365	STW122	ZKL112	205	114	0.55	linia
95	W016	WCE112	LUB112	320	100	0.31	linia
96	W143	WCE112	WDO112	320	20	0.06	linia
97	W001	ZWO112	BRO112	270	182	0.67	linia
98	145	GAR111	KOZ122	225	127	0.56	linia
99	C208	GAR121	PLA121	225	35	0.15	linia
100	C205	MIN111	PLA111	225	34	0.15	linia
101	W137	ABR122	LWS112	320	94	0.29	linia
102	W205A	KSR112	KSW112	270	21	0.08	linia
103	W205B	KSR112	MKR122	270	83	0.31	linia
104	NAR-A1	NAR411	NAR111	330	209	0.63	transformator
105	ABR-A1	ABR212	ABR122	160	40	0.25	transformator
106	CHS-A1	CHS212	CHS112	160	45	0.28	transformator
107	KOZ-A1	KOZ212	KOZ112	160	40	0.25	transformator
108	LSY-T1	LSY412	LSY112	250	52	0.21	transformator
109	MKR-A1	MKR212	MKR122	160	56	0.35	transformator
110	STW-A1	STW212	STW112	160	40	0.25	transformator

**Tab. 6.3.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą iteracyjnego śledzenia przepływów mocy przy wyłączeniu linii Siedlce-Łosice (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	33	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	23	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	368	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 6.4.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą iteracyjnego śledzenia przepływów mocy przy wyłączeniu linii Łuków-Radzyń Podlaski (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	37	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	17	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	366	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 6.5.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą iteracyjnego śledzenia przepływów mocy przy wyłączeniu linii Abramowice-Bychawa (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów

4	37	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	66	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	10	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	357	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 6.6.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą iteracyjnego śledzenia przepływów mocy przy wyłączeniu linii Biała Podlaska Sitnicka-Wólka Dobryńska (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	37	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	68	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	36	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	385	110	W całym analizowanym obszarze	

**Tab. 6.7.** Wynik redukcji generacji w farmach wiatrowych metodą iteracyjnego śledzenia przepływów mocy przy wyłączeniu linii Klementowice-Puławy (moc przed redukcją 422 MW)

Lp.	Pg, MW	Un, kV	Kod stacji	Nazwa farmy
1	48	110	BUD112	Budzyń
2	48	110	BYH112	Bychawa
3	48	110	GRB112	Garbów
4	43	110	KMT112	Klementowice
5	70	110	LBT112	Lubartów
6	61	110	RYK112	Ryki
7	30	110	WCE112	Wisznice
8	12	110	WDO112	Wólka Dobryńska
Razem	360	110	W całym analizowanym obszarze	

Zmodyfikowana (przez proces iteracyjny) metoda śledzenia przepływów daje wyniki bardzo zbliżone do metody optymalizacji nieliniowej (symulowanego wyżarzania). Łączy ona w sobie zalety podejścia nieliniowego (współczynniki udziałowe wyznaczone są na podstawie obliczeń rozptylowych wykonywanych metodą Newtona) oraz liniowego (podział procedury na kroki iteracyjne, metoda liniowa rozdziału mocy do redukcji). Tym samym zaprezentowana metoda, z uwagi na właściwości (niewielka złożoność, szybkość działania i dokładność) jest przez autora rozprawy rekomendowana do stosowania praktycznego. Autor traktuje ją jako osiągnięcie rozprawy i element swojego twórczego dorobku, gdyż nie ma ona, według wiedzy autora, odpowiednika w literaturze.

Poniżej zestawiono wyniki sumaryczne redukcji mocy uzyskane za pomocą poszczególnych metod, potwierdzające ich ocenę dokonaną uprzednio.

**Tab. 6.8.** Zestawienie sumarycznych wartości mocy generowanej w rozpatrywanych farmach wiatrowych w stanie normalnym oraz stanach  $N_B(i)-1$  z podziałem na cztery proponowane metody

Lp.	Stan sieci	Metoda redukcji proporcjonalnej	Metoda programowania liniowego	Metoda symulowanego wyżarzania	Metoda iteracyjnego śledzenia przepływów mocy
1	normalny	292	399	359	355
2	wyłączona linia Siedlce-Łosice	280	371	380	368
3	wyłączona linia Łuków-Radzyń Podlaski	301	399	368	366
4	wyłączona linia Abramowice-Bychawa	300	396	360	357
5	wyłączona linia Biała Podlaska Sitnicka-Wólka Dobryńska	301	385	387	385
6	wyłączona linia Klementowice-Puławy	300	405	363	360

## **7. Koncepcja praktycznego wykorzystania proponowanych metod**

### **7.1. Uwagi wstępne**

Współczesne systemy elektroenergetyczne (SEE) są złożonymi układami technologicznymi zawierającymi w sobie podsystem wytwarzania oraz bardzo rozległe w sensie terenowym podsystemy przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Sterowanie i kierowanie pracą takiego systemu jest trudne z uwagi na zróżnicowanie, a z drugiej strony jednoczesność zachodzących w nim procesów. Głównym zadaniem „prowadzenia” systemu elektroenergetycznego jest ciągłe równoważenie mocy generowanych w źródłach oraz odbieranych przez urządzenia przyłączane do instalacji odbiorczych. W znacznej części proces bilansowania systemu jest zautomatyzowany, ale jest to możliwe tylko wtedy, gdy istnieją warunki techniczne do zapewnienia jego zrównoważonej pracy. Pamiętać bowiem należy, że procesowi przesyłu mocy od źródeł do odbiorów towarzyszy szereg ograniczeń (najbardziej znane to ograniczenia termiczne możliwości przesyłowych elementów). Na wielu etapach kierowania pracą SEE występuje konieczność sprawdzania, czy przewidywany (w dłuższej lub krótszej perspektywie) stan systemu możliwy jest do osiągnięcia.

Obciążenie w węzłach odbiorczych sieci zmienia się nieustannie, zgodnie z dobową (tygodniową, miesięczną, roczną) krzywą zapotrzebowania. Moc generowana musi równoważyć w każdym momencie to zapotrzebowanie i straty mocy w sieci. W rezultacie zmian obciążenia i generacji zmienia się obraz rozptyłowy systemu – co oznacza, że zmieniają się prądy płynące w jego gałęziach (liniach, transformatorach) oraz napięcia w jego węzłach (stacjach i innych charakterystycznych punktach). Analityczne odwzorowanie wszystkich wielkości opisujących dany stan systemu nazywa się rozwiązaniem zadania rozptyłowego. Rozwiązanie zadania rozptywo-

wego jest podstawowym problemem związanym z analizą SEE i sprowadza się, mówiąc ogólnie, do uzyskania jego „obrazu napięciowo – prądowego” (w praktyce częściej „napięciowo – mocowego”) dla zdefiniowanego stanu ustalonego.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej za pomocą sieci o napięciu wyższym niż 110 kV mają obowiązek publikowania informacji o wielkości mocy przyłączeniowej dostępnej w stacjach SEE, a także planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych kilku lat. Także i w tym przypadku podstawowym narzędziem wspomagającym proces szacowania możliwości przyłączeniowych są obliczenia rozplływowe. Ogromna liczba wariantów rozkładu mocy przyłączanych, które należy poddać analizie, wyklucza jednak osiągnięcie celu w wyniku zastosowania podejścia bazującego wyłącznie na intuicji i wiedzy eksperckiej. Dlatego konieczne staje się opracowanie metody (metod) obliczeniowej wyznaczającej jednoznacznie maksymalne możliwości przyłączeniowe SEE. Obliczenia rozplływowe będą stanowiły dla tej metody (metod) zasadniczy element sprawdzający spełnienie ograniczeń sieciowych, a z uwagi na ich wielokrotne powtarzanie czas niezbędny do rozwiązania pojedynczego zadania rozplwowego jest bardzo istotnym elementem określającym jakość zastosowanego algorytmu obliczeniowego.

## **7.2. Ocena możliwości przyłączeniowych sieci na etapie planowania jej rozwoju**

Określanie możliwości przyłączeniowych sieci na etapie planowania jej rozwoju, w warunkach coraz większego udziału generacji rozproszonej (GR), w tym farm wiatrowych (FW) w bilansie mocy obszaru, nie jest zadaniem łatwym. Tym bardziej, że jednostki te są planowane do przyłączenia w różnych miejscach sieci i mają różne wartości mocy znamionowej. Konieczne staje się spełnienie odpowiednich ograniczeń sieciowych, wynikających z prawidłowej pracy sieci, nie tylko w stanach normalnych, ale również z uwzględnieniem stanów awaryjnych i remontowych.

Planowanie rozwoju sieci z uwzględnieniem farm wiatrowych wiąże się z koniecznością rozwiązania wielu problemów, takich jak:

- odpowiednia i optymalna, z punktu widzenia wykorzystania sieci, lokalizacja farm wiatrowych;
- minimalne koszty wytwarzania ze źródeł wiatrowych;
- nadwyżka mocy związana z generacją wiatrową.



Pierwsze próby rozwiązania powyższych problemów podjęto w pracy [59]. Powstały dwa algorytmy, których wadą jest założenie całkowitej konsumpcji produkowanej energii. Nadwyżka generowanej mocy powoduje zmniejszenie generacji w elektrowniach klasycznych. W przypadku, gdy elektrownie z możliwością regulacji mocy osiągną własne minimum techniczne, ze względu na bezpieczeństwo systemu nie mogą zostać wyłączone i pozostała nadwyżka mocy jest pobierana przez węzeł bilansujący co nie odzwierciedla rzeczywistego układu pracy sieci. Ponadto znaczny wzrost generacji w danym obszarze sieci oznacza wzrost wartości napięcia w lokalnych stacjach elektroenergetycznych, oraz sieciach terenowych [54], pogorszenie jakości napięcia, zwiększenie strat przesyłowych oraz może powodować zmianę kierunku przepływu mocy [47].

Wyróżnić można dwie metody służące do poprawy i utrzymania prawidłowych parametrów pracy systemu elektroenergetycznego (SEE). Pierwsza z nich to zastosowanie filozofii „instaluj i zapomnij” (ang. *fit-and-forget*) [66]. Wadą tego podejścia są znaczne koszty dostosowania systemu do pracy w warunkach dużej generacji ze źródeł rozproszonych. Drugim podejściem jest aktywne zarządzanie systemem elektroenergetycznym (ang. *Active Network Management* - ANM) co zostało opisane między innymi w pracy [53].

Innym problemem jest przeciążanie się istniejącej infrastruktury sieciowej. Modernizacja sieci najczęściej nie idzie w parze z przyłączaniem nowych obiektów, dlatego zachodzi konieczność szukania nowych sposobów na wyeliminowanie tych przeciążeń. W niniejszej pracy podjęto próby rozwiązania tego problemu. Do metod pozwalających rozwiązać ten problem można zaliczyć metodę programowania liniowego opisaną w rozdziale 5.5 oraz metodę optymalizacji heurystycznej, która została opisana w rozdziale 5.6. obydwie metody pozwalają na znalezienie takiego wektora mocy generowanych w poszczególnych farmach wiatrowych, aby wyeliminować powstałe przeciążenia elementów sieci zarówno w stanach normalnych jak i w stanach awaryjnych ( $N_B(i)-1$ ).

Można się jednak obawiać, że w przypadku źródeł o stochastycznym rozkładzie generacji, pojęcie „wystarczalności sieci” w rozumieniu jej właściwej pracy zarówno w układach normalnych jak i w stanach awaryjnych (zasada  $N_B(i)-1$ ) wiązać się będzie ze zbyt dużymi i nieracjonalnymi nakładami inwestycyjnymi na modernizację sieci.

Uwzględniając farmy wiatrowe na etapie planowania rozwoju sieci należy liczyć się z występowaniem technicznych barier zwiększania udziału tych źródeł w ogólnym bilansie wytwarzania mocy [23, 68, 67, 30], takich jak:

- bariera związana z utrzymaniem bilansu mocy;
- bariera związana ze zmiennością wytwarzania mocy w farmach wiatrowych;
- bariera związana z ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi elementów sieci;
- bariera związana z zachowaniem odpowiedniej niezawodności systemu elektroenergetycznego.

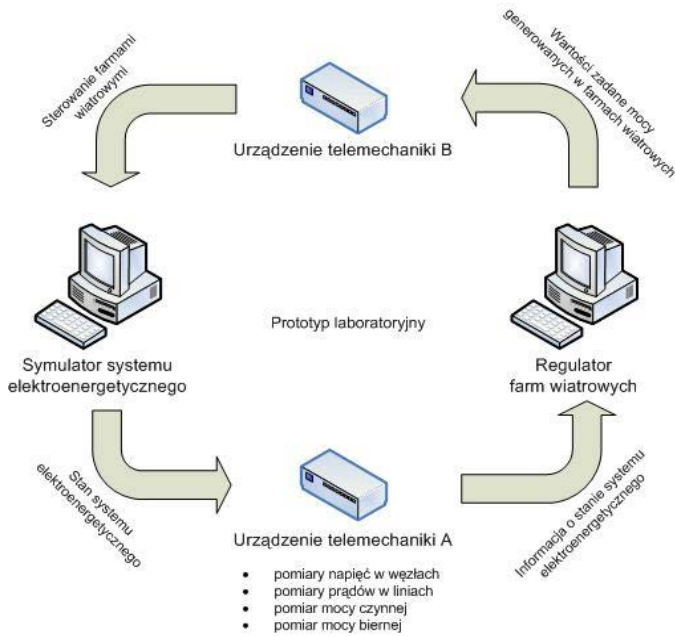
Niewątpliwie dobrym sposobem i przede wszystkim skutecznym, jest zastosowanie optymalizacji w planowaniu lokalizacji i wytwarzania ze źródeł rozproszonych (w tym farm wiatrowych). Można użyć do tego celu optymalizacji jednokryterialnej [52] lub wielokryterialnej [51, 41]. Wyniki uzyskane drogą obliczeń spełniają oczywiście wszystkie uwzględniane ograniczenia.

Metody zaproponowane przez autora rozprawy (optymalizacji nieliniowej – heurystycznej oraz programowania liniowego) mogą być także przydatne do udzielania odpowiedzi na pytanie ile mocy można przyłączyć bez potrzeby stosowania ograniczeń lub jak wydatkować posiadane środki na modernizację, aby uzyskać maksymalny przyrost możliwości przyłączeniowych. Jednak jak już stwierdzono, główny cel prac autora był związany z operacyjnym ograniczaniem generacji i pod tym kątem oceniane były właściwości poszczególnych metod.

### **7.3. Dopasowanie poziomu generacji do aktualnych możliwości przesyłowych sieci w trybie on-line**

Dopasowanie poziomu generacji, w wybranych źródłach wytwórczych, do możliwości przesyłowych sieci w trybie rzeczywistym, wymaga stosowania metod pozwalających uzyskać rozwiązanie w stosunkowo krótkim czasie, rzędu sekund czy ich ułamków. Do metod szybkich, umożliwiających likwidowanie przeciążeń w trybie on-line, autor zaliczył: metodę programowania liniowego, krokową metodę śledzenia przepływów mocy oraz metodę redukcji proporcjonalnej. Wymienione sposoby działają w oparciu o dany stan sieci (normalny lub powstały nieoczekiwanie stan awaryjny). Pozwalają tym samym na szybką reakcję w przypadku zaistnienia zagrożenia (przekroczenia dopuszczalnych przepustowości gałęzi, przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach SEE) i jego niezwłoczne usunięcie. Dowodem na to, że praca takiego układu jest możliwa w rzeczywistości, może być stanowisko laboratoryjne stworzone w Katedrze Sieci

Elektrycznych i Zabezpieczeń w ramach **projektu badawczo-rozwojowego** [B5]. Celem projektu było opracowanie komputerowego układu regulacyjnego, który dla farm wiatrowych zlokalizowanych na obszarze objętym zdalną kontrolą określa cyklicznie taką dopuszczalną wartość chwilową mocy generowanej dla każdej z farm, która odpowiada aktualnym możliwościom przesyłowym sieci danego obszaru. Układ regulacyjny, po zidentyfikowaniu stanu systemu określa dla każdej z nadzorowanych farm zadany poziom mocy generowanej. Sumaryczny efekt ograniczenia mocy zostaje zminimalizowany, a możliwości przesyłowe sieci wykorzystane w sposób pełny. Do określania wartości mocy generowanej przez poszczególne źródła może być użyta jedna z metod wymienionych powyżej, przy czym zgodnie z przeprowadzonymi badaniami i analizami, jako najkorzystniejszą uznano opracowaną przez autora rozprawy iteracyjną metodę śledzenia przepływów. Układ będący przedmiotem projektu będzie układem gotowym do zintegrowania z pracującymi w polskiej energetyce systemami sterowania i nadzoru sieci elektroenergetycznych 110 kV. Układ regulacyjny będzie mógł potencjalnie być wykorzystany u każdego z krajowych operatorów sieci 110 kV (OSD) oraz u operatora sieci przesyłowej PSE Operator S.A. Zaproponowana metoda optymalnej redukcji generacji może być wykorzystana także w innych krajach o słabo rozwiniętej infrastrukturze sieciowej i rozwijającej się obecnie generacji wiatrowej. Schemat opisanego układu regulacyjnego pokazano na Rys. 7.1 [B5], a na Rys. 7.2 zdjęcie modelu laboratoryjnego, w którym do wyznaczenia wektora mocy zredukowanych zastosowano, opracowaną przez autora rozprawy **iteracyjną metodę śledzenia przepływów**.

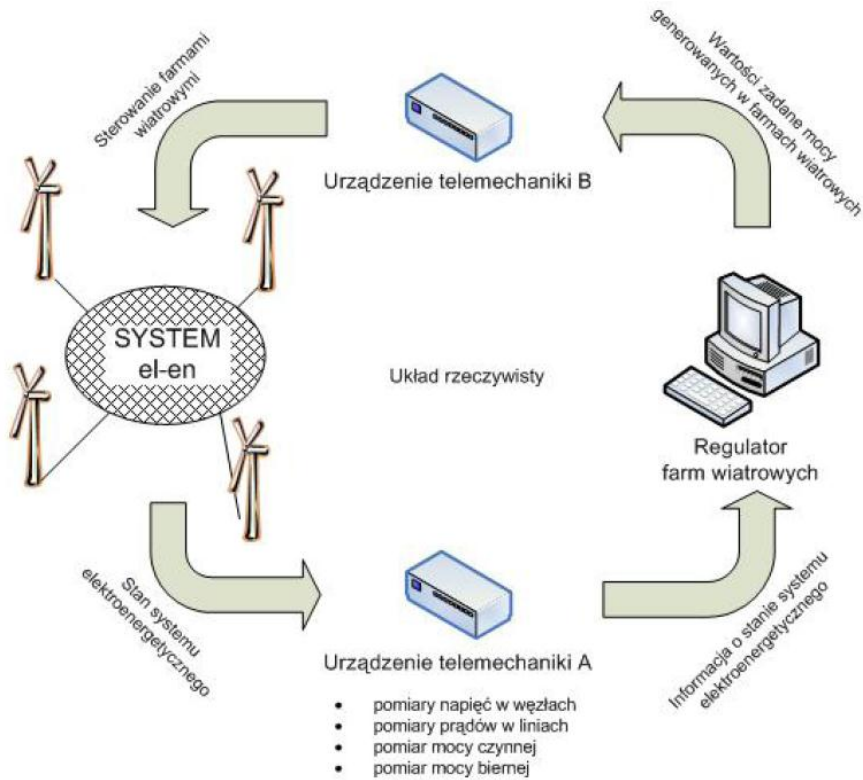


Rys. 7.1. Wzajemne powiązanie zadań i koncepcja układu regulacyjnego farm wiatrowych



Rys. 7.2. Model laboratoryjny układu regulacji mocy farm wiatrowych wraz z symulatorem systemu oraz układem telemechaniki (opracowano w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń w ramach projektu [B5], wyznaczenie wektora mocy zredukowanych przyporządkowanych poszczególnym farmom jest realizowane zgodnie z opracowaną przez autora iteracyjną metodą śledzenia przepływów)

Na Rys. 7.3 [B5] pokazano koncepcję układu rzeczywistego współpracującego z SEE.



Rys. 7.3. Realizacja układu rzeczywistego, współpracującego z systemem elektroenergetycznym i pracującymi farmami wiatrowymi

Działanie układu przedstawionego na powyższych rysunkach przebiega w następujących etapach:

- pobranie, przez urządzenie telemechaniki A, informacji o stanie systemu z komputera – symulatora (w praktycznej aplikacji będą to dane z systemu rzeczywistego) i udostępnienie ich komputerowemu układowi regulacyjnemu, stanowiącemu jądro i główny przedmiot projektu,
- odczyt danych pomiarowych opisujących stan systemu elektroenergetycznego z urządzenia telemechaniki A wraz z uwzględnieniem procesu estymacji stanu systemu eliminującego ewentualne błędy transmisji, wraz z kontrolą stanu obciążenia linii przesyłowych,

- wyznaczenie w „optymalizatorze” (komputerowy regulator farm wiatrowych) wektora mocy zadanych farm wiatrowych, zapewniających utrzymanie dopuszczalnego poziomu obciążenia linii – wykorzystanie iteracyjnej metody śledzenia przepływów,
- przekazanie wartości mocy zadanych farm wiatrowych do urządzenia telemechaniki B,
- pobranie przez urządzenie telemechaniki B danych dotyczących zadanych wartości mocy generowanych w farm wiatrowych z komputera – regulatora i udostępnienie ich komputerowi, w którym symulowany jest stan systemu elektroenergetycznego.

Cały obieg powtarzany jest w sposób cykliczny, w trybie rzeczywistym.

Opisany układ po wdrożeniu w jednostkach energetyki może ułatwić budowę farm wiatrowych i ich integrację z systemem elektroenergetycznym oraz złagodzi i zracjonalizuje związane z tymi inwestycjami zadania modernizacyjne dotyczące sieci 110 kV. Opisana i uznana za najlepszą iteracyjna metoda śledzenia przepływów pozwala na szybkie i zbliżone do optymalnego wyznaczenie wartości mocy zredukowanych zapewniających bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego.

## 8. Podsumowanie

### 8.1. Udowodnienie tezy rozprawy

Porównując cztery metody obliczeniowe – intuicyjną o dużym stopniu uproszczenia, optymalizacji liniowej i nieliniowej bazujące na podstawach naukowych, ale obciążone typowymi wadami (nie dokładności związane z linearyzacją zadania *versus* złożony charakter obliczeń i ich długi czas), autor przedstawił ostatecznie iteracyjną metodę śledzenia przepływów, która łączy w sobie zalety rozwiązania nieliniowego (dokładność) z szybkością metod programowania liniowego. Funkcja celu dobrana w sposób zapewniający minimalną wartość mocy zredukowanej zapewnia uprzywilejowaną pozycję farm wiatrowych. Zarówno testy obliczeniowe prowadzone dla sieci wybranej spółki dystrybucyjnej, jak też testy przeprowadzone na modelu laboratoryjnym układu regulacyjnego farm wiatrowych prowadzone w ramach projektu [B5] potwierdziły korzystne właściwości proponowanej metody oraz możliwość jej praktycznego wykorzystania. Tym samym została udowodniona teza rozprawy.

### 8.2. Osiągnięcia rozprawy

Jak już wspomniano w rozprawie przedstawiono cztery metody wyznaczenia minimalnych wartości redukcji mocy w wybranych źródłach oraz przykład praktycznego wykorzystania zaproponowanych metod w układzie grupowej, optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych. Przeprowadzone obliczenia dla stanu normalnego sieci oraz wybranych stanów  $N_B(i)-1$  potwierdziły skuteczność proponowanych metod, przy czym do praktycznego zastosowania autor rekomenduje iteracyjną metodę śledzenia przepływów.

Do oryginalnych osiągnięć rozprawy autor zalicza:

- przeprowadzenie pogłębionych studiów nad określaniem wpływu generacji mocy w wybranych źródłach wytwórczych na obciążanie się linii elektroenergetycznych;
- opracowanie czterech metod pozwalających na wyznaczenie optymalnych wartości mocy generowanych w źródłach wytwórczych, w taki sposób, aby wyeliminować powstałe przekroczenia dopuszczalnych przepustowości linii;
- opracowanie algorytmów i aplikacji komputerowych pozwalających na praktyczne rozwiązywanie zadań zaliczanych do OPF oraz SCOPF dla modeli rozległych systemów elektroenergetycznych (sieć Polski 400, 220 i 110 kV wraz z odwzorowaniem sieci zagranicznych);
- zastosowanie opracowanych metod do optymalizacji pracy sieci rzeczywistej (opisanej w rozdziale 4) w stanie normalnym oraz w wybranych stanach  $N_B(i)$ -1;
- alternatywne zastosowanie opracowanych metod także na etapie planowania i rozwoju sieci (wdrożenie metody optymalizacji heurystycznej - symulowanego wyżarzania - u Operatora Systemu Przesyłowego – PSE Operator S.A. – praca [E41]) oraz w trybie on-line (układ grupowej regulacji mocy farm wiatrowych opisany w rozdziale 7.3 realizowany w ramach projektu [B5]).
- wykazanie możliwości zastosowania metody optymalizacji heurystycznej oraz metody programowania liniowego do rozwiązania zadania optymalizacyjnego z ograniczeniami z inną funkcją celu, np. redukcja kąta załączenia wyłącznika wybranej linii do wymaganej wartości z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych [P10, P11], minimalizacja różnic pomiędzy wartościami prądów płynących w liniach elektroenergetycznych a ich dopuszczalnymi obciążalnościami i w efekcie ocena możliwości przyłączeniowych SEE, czyli zastosowanie metody programowania celowego, itp.



## 9. Kierunki dalszych badań

Praktyczne wdrożenie proponowanego układu optymalnej, grupowej regulacji mocy generowanej w farmach wiatrowych (opartego na metodach przedstawionych w niniejszej rozprawie) powinno być poprzedzone badaniami rzeczywistego układu sieci elektroenergetycznej. Otrzymane wyniki należy jeszcze zweryfikować z wynikami otrzymanymi z układu pracującego w trybie on-line (autor rozprawy nie miał dostępu do wyników takich pomiarów). Omawiany układ może być uzupełniony o możliwość uwzględniania dynamicznej obciążalności prądowej linii elektroenergetycznych. Warunkiem tego jest wyposażenie każdej analizowanej linii w monitoring warunków atmosferycznych na całej jej długości.

W sieci elektroenergetycznej mogą, choć nie muszą, pojawiać się elementy stosunkowo słabo reagujące prądowo/mocowo na zmiany poziomu mocy generowanej w wybranych źródłach sieci. Wynikać to może z ich specyficznego usytuowania w topologii SEE. W takim przypadku konieczne staje się zastosowanie metod bardziej doraźnych typu np. przełączenia dyspozytorskie (załączanie lub wyłączanie sprzęgieł, zmiana konfiguracji sieci – przełączenie wybranej gałęzi na inny system szyn) lub wyłączanie mniej ważnych odbiorów (ang. *load shedding*). Aby uniknąć zbędnych obliczeń i skrócić czas reakcji na powstałe zagrożenie, należałoby rozwinąć proponowane w pracy metody o możliwość identyfikacji takich elementów przed obliczeniami i wobec nich zastosować inny algorytm postępowania. Zamiast dokonywać wyłączeń i przełączeń elementów sieci można pokusić się o regulację wartości mocy czynnej niektórych, wybranych odbiorów, które należałoby uprzednio wytypować.

Kolejnym tematem do dalszych badań może być, prowadzona równoległe do regulacji mocy czynnej, regulacja mocy biernej, która również, choć w mniejszym stopniu, wpływa na przepływy mocy w gałęziach systemu elektroenergetycznego. Generalnie biorąc, zaproponowane algorytmy, po zmianie funkcji celu mogą być wykorzystywane także do optymalnej regulacji napięć (za pomocą wybranych generatorów i przekładni transformato-

rów sprzęgających sieci przesyłowe) jak też do optymalnego wyboru lokalizacji urządzeń kompensacyjnych. Aktualnie autor rozprawy bierze udział w pracy dotyczącej tak określonej tematyki, koordynowanej przez PTPiREE oraz Politechnikę Wrocławską. Wyniki wstępnych badań przedstawione w [P7, P8] wskazują na istotne znaczenie generacji wiatrowej w rozwiązywaniu problemów napięciowych sieci.

Wymagane przez ustawę Prawo energetyczne określanie zdolności przyłączeniowych sieci 110 kV może być także polem do zastosowania proponowanych w rozprawie metod. Prace w tym kierunku autor prowadzi współdziałając z przedsiębiorstwem Energoprojekt Kraków S.A.

Tym samym autor określa możliwości prowadzenia dalszych prac wykorzystujących opracowane w ramach pracy algorytmy OPF jako perspektywiczne i atrakcyjne, zarówno z teoretycznego jak i praktycznego punktu widzenia.

## 10. Literatura

### 10.1. Książki, artykuły, referaty konferencyjne, materiały firmowe

1. Abur A., Exposito G.A.: *Power System State Estimation. Theory and Implementation*. Marcel Dekker, Inc. New York 2004.
2. Amborski K.: *Podstawy metod optymalizacji*. WNT, Warszawa 2009.
3. Argasińska H.: *Monitoring obciążalności prądowej oraz parametrów linii napowietrznej*. Biuletyn Techniczny Energoprojekt Kraków, Nr 2/2002, str. 44-48.
4. Bajor M.: *Bezpieczna praca systemu o ograniczeniach zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej*. XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa: Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Gdańsk-Jurata, 8-10 czerwca 2011r., Tom IV, str. 11-15.
5. Białek J.W.: *Tracing the flow of electricity*. IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib., vol. 143, July 1996, s. 313-320.
6. Białek J.W.: *Allocation of generation and transmission cost of electrical energy using electricity tracing*. Proc. 4th Conf. Electrical Energy Market REE '97, Kazimierz Dolny, 24-25 April 1997, s. 135-144.
7. Białek J.W., Kattuman P., Abi-Samra N.: *Electricity trading and co-operative game theory*. 13 th PSSC in Trondheim, 1999.
8. Białek J.W., Tam D.B.: *Tracing the generators output*. Proc. IEEInt. Conf Opportunities and Advances in Int. Electric Power Generation, Durham, 18-20 March 1996, s. 133-136.
9. Białek J.W., Ziemianek S.: *Śledzenie rozplywów mocy czynnej i biernej jako narzędzie w procesie rozdzielania cen energii elektrycznej na poszczególne składniki*. Konferencja: Aktualne problemy Elektroenergetyki APE'01, t. III, Jurata, 6-8 czerwca 2001, s. 179-186.

10. Boczar T.: *Energetyka wiatrowa: aktualne możliwości wykorzystania*. Wyd. Pomiar Automatyka Kontrola. Warszawa 2008.
11. Buchta F., Jaroń M., Morkisz J., Gąszczak B.: *O potencjale technicznym przyłączenia elektrowni wiatrowych do krajowego systemu elektroenergetycznego*. Rynek Energii, Nr II (IV) – 2010, str. 1-6.
12. Carpinelli G., Celli G., Mocci S., Pilo F., Proto D., Russo A.: *Multi-objective programming for the optimal sizing and siting of power-electronic interfaced dispersed generators*. In: Proceedings of the 2007 IEEE power tech conference; 2007.
13. Carpinelli G., Celli G., Mocci S., Pilo F., Russo A.: *Optimization of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method*. IEE Proceedings Generation Transmission & Distribution 2005;152(July (4)).
14. Castillo E., Conejo A.J., Pruneda R.E., Solares C.: *Observability Analysis in State Estimation A Unified Numerical Approach*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, May 2006.
15. Celli G., Ghiani E., Mocci S., Pilo F.: *A multi-objective formulation for the optimal sizing and siting of embedded generation in distribution networks*. In: Power tech conference proceedings, 2003 IEEE, vol. 1; 2003.
16. Costa A.S., Lourenco E.M., Clements K.A.: *Power System Topological Observability Analysis Including Switching Branches*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 2, May 2002.
17. Deb K.: *An efficient constraint handling method for genetic algorithms*. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, Vol. 186 (2000), pp. 311-338.
18. Dommel H.W., Tinney W.F.: *Optimal power flow solution*. IEEE Trans. On PAS. October 1968, s. 1866-1876.
19. Douglass D. A., Lawry D. C., Edris Abdel-Aty, Bascon E. C.: *Dynamic thermal rating realize circuit load limits*. IEEE Computer Applications in Power. January 2000, p. 38-44.
20. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego I Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
21. ELECTRA No. 144, 1992. *The thermal behaviour of overhead conductors. Section 1 and 2*.
22. ELECTRA No. 174, 1997. *The thermal behaviour of overhead conductors. Section 3*.

23. Estanqueiro A.I, de Jesus J.M.F, Ricardo J., dos Santos A., Lopes J.A.P.: *Barriers (and solutions.) to very high wind penetration in power systems*. In: Proceedings of the 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, Florida, USA, 2007. p. 2103-2109.
24. Findeisen W., Szymanowski J., Wierzbicki A.: *Teoria i metody obliczeniowe optymalizacji*. WNT, Warszawa 1977.
25. Glover J.D., Sarma M.: *Power System Analysis and Design*, PWS Publishing Company, 1999.
26. Goldberg D.E.: *Algorytmy genetyczne i ich zastosowania*. WNT, Warszawa 2003.
27. <http://www.digsilent.de/>.
28. <http://www.powerworld.com/>.
29. <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>.
30. IEC 61400-21:2001 *Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*, IEC Standard, 2001.
31. IEEE Std 738-1993 (*IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*).
32. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Informacje internetowe spółek dystrybucyjnych, stan na początek 2010 roku.
33. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Informacje OSP <http://www.pse-operator.pl>.
34. Judin D.B., Golsztejn E.G.: *Metody programowania liniowego*, Wydawnictwo Naukowo-techniczne, Warszawa 1964 r.
35. Kacejko P., Machowski J.: *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 2002.
36. Kacejko P.: *Inżynieria elektryczna i informatyczna w nowych technologiach elektroenergetycznych*. Lublin 2010; w druku.
37. Kahl T.: *Sieci elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa 1984.
38. Kim J.O., Nam S.W., Park S.K., Singh C.: *Dispersed generation planning using improved Hereford Ranch Algorithm*. Electric Power Systems Research 1998;47(October (1)):47-55.
39. Korab R. *Zdolności przyłączeniowe krajowej sieci 400 i 220 kV*. Rynek Energii, Nr 2 (87), 2010, str. 66-71.

40. Kremens Z., Sobierajski M.: *Analiza systemów elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 1996.
41. Kwang Y.L., El-Sharkawi M.A.: *Modern heuristic optimization techniques with applications to power systems*. IEEE Power Engineering Society (02TP160); 2002.
42. Lubośny Z.: *Elektrownie wiatrowe w Systemie Elektroenergetycznym*. WNT, Warszawa 2007.
43. Machowski J.: *Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
44. Materiały firmy PSE Operator.
45. Materiały firmy The Valley Group, INC USA ([www.cat-1.com](http://www.cat-1.com)).
46. Matlab r2008b. *Optimization Toolbox User's Guide*. October 2008 ([www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)).
47. Mendez V.H., Rivier J., De la Fuente JI, Gomez T., Arceluz J., Marin J.: *Impact of distributed generation on distribution investment deferral*. International Journal of Electrical Power and Energy Systems 2006;28(May (4)):244–52.
48. Michalewicz Z., Fogel D. B.: *Jak to rozwiązać czyli nowoczesna heurystyka*. WNT, Warszawa 2006.
49. Ministerstwo Gospodarki (<http://www.mg.gov.pl/node/11137>). Krajowy Plan Działania w Zakresie Energii ze Źródeł Odnawialnych. Warszawa 2010.
50. Momoh J. A.: *Electric Power System Applications of Optimization*. CRC Press, 2009.
51. Nara K., and Song, Y.H.: *Modern heuristics application to distribution system optimization*. Proc. IEEE Power Eng. Society Winter Meeting, 2002, pp. 826–832.
52. Narayan S, Rau S.M, Yih-heu Wan M.: *Optimum location of resources in distribution planning*. IEEE Transactions on Power Systems 1994;9(November (4)).
53. Pecas Lopes J.A., Hatziagyriou N, Mutale J., Djapic P, Jenkins N.: *Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities*. Electric Power Systems Research 2007;77(July (9)):1189–203.
54. Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W.: *Distributed generation: definition, benefits and issues*. Energy Policy 2005;33(April (6)):787–98.

55. Poradnik inżyniera elektryka. Tom 3. WNT, Warszawa 2005.
56. Przepisy Budowy Urządzeń Elektroenergetycznych. *Dobór przewodów i kabli elektroenergetycznych do obciążeń prądem elektrycznym*. Zarządzenie nr 29 Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 17 lipca 1974r. w sprawie doboru przewodów i kabli elektroenergetycznych do obciążeń prądem elektrycznym.
57. Przygodzki M.: *Możliwości oceny zdolności przyłączeniowych w krajowym systemie elektroenergetycznym*. Rynek Energii, Nr 4 (89) – 2010.
58. Rogalska D.: *Programowanie liniowe. Algorytmy i zadania*. Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego 1999.
59. Roy S.: *Optimal planning of wind energy conversion systems over an energy scenario, IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 12, pp. 248–254, Sept. 1997.
60. Sadat H.: *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1999.
61. Seidler J., Badach A., Molisz W.: *Metody rozwiązywania zadań optymalizacji*. WNT, Warszawa 1980.
62. Sobierajski M., Rojewski W., Słabosz S.: *Metoda liniowej optymalizacji dopuszczalnej generacji wiatrowej w węzłach sieci przesyłowej*. XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa: Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Gdańsk-Jurata, 8-10 czerwca 2011r., Tom I, str. 183-192.
63. Song YH, Irving MR.: *Optimization techniques for electrical power systems— part 2 heuristic optimization methods*. Power Engineering Journal 2001; 15(June (3)).
64. Stachurski A., Wierzbiński A. P.: *Podstawy optymalizacji*. WNT, Warszawa 2001.
65. Stadnicki J.: *Teoria i praktyka rozwiązywania zadań optymalizacji*. WNT, Warszawa 2006.
66. Strbac G., Ramsay C., Pudjianto D.: *Integration of Distributed Generation into the UK Power System*. Summary Report. DTI Centre for Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy; March 2007.
67. Sucena Paiva, J.P.; J.M. Ferreira de Jesus; Rui Castro; Pedro Correia; João Ricardo; A. Reis Rodrigues; João Moreira and Bruno Nunes: *Transient stability study of the Portuguese transmission network with a high share of wind power*, XI ERIAC CIGRÉ – Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, Paraguay, May 2005.
68. Thong V.V.: *Impact of Distributed Generation on Power System Operation and Control*. PhD thesis. Katholieke Universiteti Leuven, Leuven, Belgium; May 2006.

69. Tinney W.F., Hart C. E.: *Power Flow Solution by Newton's Method*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-86, pp. 1444-1460, Nov. 1967.
70. Trojanowski K.: *Metaheurystyki praktycznie*. Warszawa 2005.
71. Ustawa z dnia 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997r. (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.) oraz niektórych innych ustaw.
72. Wang C, Hashem M.: *Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems*. IEEE Transactions on Power Systems 2004;19(November (4)).
73. Zajczyk R.: *Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów nieustalonych i procesów regulacyjnych*. Wyd. Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2003.
74. Zdun Z.: *Algorytmy podstawowych obliczeń systemów elektroenergetycznych*. Wydawnictwo Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1979.
75. Ziemianek S.: *Modele matematyczne alokacji strat przesyłu mocy metodami śledzenia przepływów mocy czynnej i biernej*. Politechnika Warszawska, Prace Naukowe, elektryka z. 127. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2003.
76. Żurowski J.: *Dynamiczna obciążalność linii jako narzędzie do prowadzenia ruchu sieci przy zwiększonej obciążalności prądowej*. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 07/2010, str. 27-31.

## **10.2. Wykaz prac z zakresu analizy sieci elektroenergetycznych, które powstały przy współudziale autora rozprawy**

### **10.2.1. Artykuły i referaty**

- P1. Pijarski P., Kacejko P.: „Ocena wpływu czynników atmosferycznych na obciążalność prądową elektroenergetycznych linii napowietrznych w świetle dokumentów IEEE i CIGRE”. Materiały VII Seminarium Doktorantów, Lublin 2005.
- P2. Kacejko P., Pijarski P.: *Dynamiczna obciążalność termiczna linii przesyłowych w działalności operatorów sieciowych*, Energetyka, zeszyt tematyczny nr VIII, str. 136-138., konferencja APE'06 Południe, Wisła 1-2 czerwca 2006 r.



- P3. Kacejko P., Pijarski P.: „Obciążalność cieplna linii napowietrznych – pytania, perspektywy, zagrożenia”. *Automatyka Elektroenergetyczna*, nr 3/2007(56)., s. 26-32.
- P4. Kacejko P., Pijarski P.: „Algorytm dynamicznego dopasowania poziomu mocy generowanej do możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznej”. *Przegląd Elektrotechniczny*, R.84 NR 5/2008, s. 80-83.
- P5. Kacejko P., Pijarski P., Miller P.: *Optymalizacja rozdziału ograniczeń mocy źródeł przyłączonych do sieci zamkniętej w warunkach przekroczenia obciążalności jej elementów*, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Sieci Elektroenergetyczne w Przemśle i Energetyce” (SIECI 2008), Szklarska Poręba, 10-12 września 2008 r., ss. 289-294.
- P6. Kacejko P., Pijarski P.: „Przylączenie farm wiatrowych – ograniczenia zamiast przewymiarowanych inwestycji”. *Rynek Energii* nr 1 (80), luty 2009 r., ss.10-15.
- P7. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P.: *Ocena oddziaływania generacji rozproszonej na statyczne wskaźniki jakości napięcia w terenowych sieciach rozdzielczych*. Materiały XIV Międzynarodowej Konferencji Naukowej Aktualne Problemy w Elektroenergetyce (APE'09) Tom IV, Jurata, 3 – 5 czerwca 2009.
- P8. Kacejko P., Pijarski P.: „Ocena możliwości farm wiatrowych w zakresie oddziaływania na poziom napięcia w rozległym obszarze sieciowym 110 kV”. *Energetyka* (zeszyt tematyczny nr XX), czerwiec 2010 r., ss.36-41.
- P9. Kacejko P., Pijarski P.: *Możliwości podziału kosztów modernizacji na jednostki wytwórcze ubiegające się o przyłączenie*. Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna INVENTION'11, Ustroń 13-14 października, 2011.
- P10. Kacejko P., Machowski J., Pijarski P.: *Przywracanie zdolności przesyłowej sieci po ruchowym lub awaryjnym odstawieniu linii*. *Elektroenergetyka, współczesność i rozwój*, nr. 3 (9) 2011, s. 25-45.
- P11. Kacejko P., Machowski J., Pijarski P.: *Redukcja kąta załączenia w operacjach łączeniowych sieci przesyłowej*. *Rynek Energii* nr 5(96)-2011r., ss. 24-35.

#### 10.2.2. Raporty z prac badawczych (niepublikowane) wykonane z udziałem autora rozprawy

- B1. Kacejko P. (kierownik pracy), Wancerz M., Adamek S., Pijarski P.: *Identyfikacja stanu istniejącego i kierunków rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce, z uwzględnieniem wrażliwości jednostek wytwórczych na warunki awaryjne systemu elektroenergetycznego*. Raport z realizacji: Zadanie: 5 Podzadanie 5.1 PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2007.

- B2. Kacejko P. (kierownik pracy), Wancerz M., Miller P., Adamek S., Pijarski P., Podziemski T., Bałut H., Prasalek K.: *Technologie, rozmieszczenie oraz struktura własnościowa źródeł energii elektrycznej z uwzględnieniem wytwarzania rozproszonego i zasobników energii*. Raport z realizacji: Zadanie: 5.1 Podzadanie 5.1.4 Podzadanie 5.1.6 Podzadanie 5.1.9 PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2008.
- B3. Kacejko P. (kierownik pracy), Wancerz M., Adamek S., Pijarski P.: *Symulacje quasi ustalonych stanów nienormalnych i awaryjnych*. Raport z realizacji: Zadanie: 6.1 Podzadanie 6.1.9 PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ – MEiN – 1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2008.
- B4. Kacejko P. (kierownik pracy), Wydra M., Adamek S., Pijarski P.: *Symulacja lokalnych deficytów mocy w sieciach rozdzielczych w różnych horyzontach czasowych*. Raport z realizacji: Zadanie: 6.1 Podzadanie 6.1.2C Podzadanie 6.1.2D PROJEKT BADAWCZY ZAMAWIANY Nr PBZ – MEiN – 1/2/2006 „BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE KRAJU” Gdańsk 2008.
- B5. Kacejko P. (kierownik projektu), Wancerz M., Miller P., Jędrychowski R., Adamek S., Wydra M., Pijarski P., Rzepecki A.: *Układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych w warunkach ograniczonych możliwości przesyłowych sieci elektroenergetycznych*. Raport z realizacji projektu badawczo-rozwojowego nr NR01 0021 06. Lublin 2009-2012.

### 10.2.3. Analizy i prace dla podmiotów gospodarczych (niepublikowane) dotyczące problematyki przyłączeniowej farm wiatrowych i innych źródeł wykonane z udziałem autora rozprawy

- E1. Kacejko P., Wancerz M., Adamek S., Pijarski P.: *Analiza wpływu modernizacji stacji 110 kV Zbąszynek na system elektroenergetyczny*. Praca wykonana we współpracy z ABB Sp. z o.o. na zamówienie firmy Swedwood Poland S.A., Lublin 2005.
- E2. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P.: *Instrukcja wydzielenia „wyspy” EC Ostrołęka A oraz podania napięcia i mocy rozruchowej do Elektrociepłowni Siekierki i Elektrociepłowni Żerań*. Praca wykonywana na zamówienie firmy PSE – Operator SA, Lublin 2004 – 2005.
- E3. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P.: *Badanie warunków rozptylowych współpracy bloku o mocy 215 MW zainstalowanego w Elektrowni Bierzowskiej z polskim systemem elektroenergetycznym*. Praca wykonana na zamówienie przedsiębiorstwa Heat Engineering Poland, sp. z o.o., Lublin 2005.

- E4. Kacejko P., Wyszatkiewicz A., Pijarski P.: *Analiza stanu wybranych linii 110 kV zlokalizowanych na terenie ZEW-T pod kątem zwiększenia ich przepustowości*. Praca wykonana na zamówienie przedsiębiorstwa Annacond Enterprises sp. z o.o, Lublin 2005.
- E5. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P.: *Techniczna i ekonomiczna ocena współczesnych metod zwiększania przepustowości linii napowietrznych 110 kV*. Praca wykonana na zamówienie przedsiębiorstwa Annacond Enterprises sp. z o.o, Lublin 2005.
- E6. Kacejko P., Miller P., Wancerz M., Adamek S., Pijarski P.: *Ekspertyza wpływu przyłączenia jednostki wytwórczej 50 MW do szyn 110 kV stacji 110/6 kV Bogdanka na system elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zamówienie przedsiębiorstwa Łęczyńska Energetyka” Sp. z o.o. w Bogdanie, Lublin 2006.
- E7. Kacejko P., Pijarski P., Miller P.: *Ekspertyza wpływu układu sieci 110 kV zasilającego Zakłady Swedwood Poland w Wielbarku na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*. Praca wykonana na zamówienie firmy Swedwood Poland S.A., Lublin 2006.
- E8. Kacejko P., Miller P., Pijarski P., Adamek S.: *Opracowanie założeń dla analiz systemowych automatyki przeciwkołysaniowej (APKO) w SE Pątnów*. Praca wykonana na zlecenie PSE S.A. w Warszawie 2008.
- E9. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Wykonanie ekspertyzy oceniającej wpływ na System Elektroenergetyczny farmy wiatrowej WYSOKA k/Łańcuta*. Praca wykonana na zlecenie ABB Sp. z o.o. w Warszawie 2008.
- E10. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Wykonanie ekspertyzy oceniającej wpływ na System Elektroenergetyczny farmy wiatrowej 20 MW KOLNISZKI w miejscowości Kolniszki, gm. Gołdap*. Praca wykonana na zlecenie „Energetyka Wiatrowa Gołdap” Sp. z o.o. w Białymstoku 2008.
- E11. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Wykonanie ekspertyzy oceniającej wpływ na System Elektroenergetyczny farmy wiatrowej 20 MW SZYDŁOWIEC*. Praca wykonana na zlecenie PON-THERM Farma Szydłowiec Sp. z o.o. Lublin 2008.
- E12. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ocena możliwości przyłączeniowych w zakresie generacji wiatrowej sieci elektroenergetycznej w rejonie Radom – Szydłowiec*. Praca wykonana na zlecenie Molen Wind Sp. z o.o. w Radomiu, Lublin 2008.
- E13. Kacejko P., Pijarski P.: *Ocena możliwości przyłączeniowych w zakresie generacji wiatrowej północnej części sieci 110 kV PGE Lubzel Dystrybucja, ze szczególnym uwzględnieniem węzła Radzyń Podlaski*. Praca wykonana na zlecenie Nordex Polska, Lublin 2008.

- E14. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wólka Dobryńska na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E15. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Lichy na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E16. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wyryki na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E17. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu przyłączenia dwóch jednostek wytwórczych o mocy 13,5 MW każda, zainstalowanych w PGE Elektrociepłownia Rzeszów SA na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie PGE Elektrociepłownia Rzeszów SA. Lublin 2009.
- E18. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wisznice na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E19. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Iłża III na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E20. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Ciepłówek na System Elektroenergetyczny*. Lublin 2009.
- E21. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Lipsko na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E22. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Tczów na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E23. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Zwolen na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E24. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Bełżyce na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E25. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wyszczółkowo na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.

- E26. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Wymysłów System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E27. Kacejko P., Pijarski P., Wancerz M., Adamek S.: Miller P.: *Analiza wyprowadzenia mocy z bloku 858 MW PGE Elektrowni Bełchatów S.A. do krajowego systemu elektroenergetycznego wraz z oceną układu zabezpieczeń*. Praca wykonana na zlecenie PGE Elektrowni Bełchatów S.A. Lublin 2009.
- E28. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Sietesz na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E29. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Biskupie na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E30. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Szpaki na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E31. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Juniewiczze na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E32. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Olszanka na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2009.
- E33. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Staszów na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.
- E34. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Bełżyce Zastawie na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.
- E35. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu przyłączanej jednostki wytwórczej 77 MW do szyn 110 kV stacji 110/6 kV Bogdanka na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.
- E36. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Jędrzejów IV na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.
- E37. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Mirów-Mirzec na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.

- E38. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Sędziszów na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.
- E39. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Skarżysko Kościelne na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2010.
- E40. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Okragłe II na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok. Lublin 2010.
- E41. Kacejko P., Pijarski P., Miller P.: *Oszacowanie wielkości mocy źródeł energii elektrycznej możliwych do przyłączenia do węzłów w Krajowym Systemie Przesyłowym. Część 3: Opracowanie nieliniowego modelu szacowania dopuszczalnej mocy źródeł w węzłach sieci 400/220/110kV z uwzględnieniem przeciążeń elementów w stanach  $N_B(i)-1$  oraz minimum technicznego generacji KSE. Opracowanie aplikacji OPT\_AC do wyznaczania możliwości przyłączeniowych metodą optymalizacji nieliniowej. Testowe obliczenia z wykorzystaniem modeli KSE dla lat 2010, 2015 i 2020 na modelu nieliniowym*. Praca wykonana na zlecenie PSE Operator S.A pod kierownictwem prof. M. Sobierajskiego. Lublin 2010.
- E42. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Weryfikacja parametrów zwarciovych urządzeń w stacjach (węzłach sieciowych) znajdujących się w ciągach liniowych rejonu GPZ Duszniki*. Praca wykonana na zlecenie inwestora. Lublin 2011.
- E43. Kacejko P., Pijarski P., Wydra M.: *Koreferat potwierdzający zasadność rozbudowy sieci przesyłowej na północy kraju określonej w oparciu o ekspertyzy przyłączeniowe opracowane dla przyłączenia farm wiatrowych do KSP*. Praca wykonana na zlecenie PSE Operator S.A.. Lublin 2011.
- E44. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Śniepie na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok. Lublin 2011.
- E45. Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wydra M., Miller P.: *Ekspertyza wpływu FW Rajgród na System Elektroenergetyczny*. Praca wykonana na zlecenie PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok. Lublin 2011.



## **Algorytm dynamicznego dopasowania poziomu mocy generowanej do możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznych**

**Słowa kluczowe:** sieć elektroenergetyczna, farma wiatrowa, optymalizacja w elektroenergetyce, heurystyka, sterowanie mocą farm wiatrowych

### **Streszczenie**

W rozprawie przedstawione zostały cztery metody obliczeniowe – intuicyjna o dużym stopniu uproszczenia, optymalizacji liniowej i nieliniowej bazujące na podstawach naukowych, ale obciążone typowymi wadami (niedokładności związane z linearyzacją zadania *versus* złożony charakter obliczeń i ich długi czas), oraz iteracyjna metoda śledzenia przepływów, która łączy w sobie zalety rozwiązania nieliniowego (dokładność) z szybkością metod programowania liniowego. Funkcja celu dobrana w sposób zapewniający minimalną wartość mocy redukowanej zapewnia uprzywilejowaną pozycję farm wiatrowych. Zarówno testy obliczeniowe prowadzone dla sieci wybranej spółki dystrybucyjnej, jak też testy przeprowadzone na modelu laboratoryjnym układu regulacyjnego farm wiatrowych prowadzone w ramach projektu badawczo-rozwojowego (nr NR01 0021 06: „*Układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych w warunkach ograniczonych możliwości przesyłowych sieci elektroenergetycznych*”) realizowanego w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń potwierdziły korzystne właściwości proponowanej metody oraz możliwość jej praktycznego wykorzystania.

## **Dynamic Fitting of Generation Level to Transmission Capacity of Overhead Lines**

Keywords: : power grid, wind power generation, optimization in power engineering, heuristics, wind farm power control

### **Abstract**

The dissertation presents four calculation methods: the first intuitive one is characterized by comparatively high level of simplification; the second and third ones of linear and nonlinear optimization are scientifically based but they are encumbered with typical faults (inaccuracies related to the linearization of the task vs. complex character of calculations and long time of their realization); the fourth iterative one of flow tracing combines accuracy of the nonlinear solution with the fastness of linear programming methods. Objective function that is selected so that to ensure minimal value of the reduced power settles privileged position of wind farms in the power system. Calculation tests performed for a network of a selected power distribution company as well as testing performed on a laboratory model of a wind farm control system have been realized by the team of the Power Systems Department within the framework of the research project No NR01 0021 06: "A system of optimal wind farm power control in the conditions of limited transmission potential of power networks". Results of the tests have confirmed advantageous characteristics of the proposed method as well as its practical applicability.