

Mariusz ROGULSKI, Eugeniusz TOCZYŁOWSKI
Politechnika Warszawska

ALGORYTM POPRAWY DOKŁADNOŚCI ZINTEGROWANEGO BILANSOWANIA ENERGII I REZERW

Streszczenie. W artykule przedstawiono algorytm poprawy dokładności zintegrowanego bilansowania ilościowego energii i rezerw mocy z uwzględnieniem rezerw przesyłowych w systemie elektroenergetycznym. Model bilansowania energii i rezerw uwzględnia rozpływy mocy dla planowanego zapotrzebowania odbiorców a także sytuacje rozpływów mocy przy zmiennym wykorzystaniu rezerw mocy przez odbiorców. Zaproponowany algorytm poprawy umożliwia skuteczne i szybkie rozwiązywanie przedstawionego problemu.

PRECISION IMPROVEMENT ALGORITHM APPLIED TO JOINT DISPATCH OF ELECTRIC POWER AND REGULATION RESERVES

Summary. In this paper is presented a precision improvement algorithm applied to joint dispatch of electric power, regulation reserves and transmission reserves in the transmission network. The balancing model considers power flows for the planned loads under multiple scenarios of usage of regulation reserves. The proposed algorithm provides efficient and fast solutions for the balancing problem.

1. Wprowadzenie

Energia elektryczna jest podstawowym towarem na rynku energii. Oprócz niej w systemie elektroenergetycznym (SE) istnieją inne towary i usługi potrzebne do jego sprawnego i bezpiecznego działania. Jednym z towarów są regulacyjne usługi systemowe i wchodzące w ich skład systemowe rezerwy mocy. Służą one m.in. zapewnieniu bezpieczeństwa pracy SE oraz zabezpieczeniu odbiorców przed nieprzewidywalnością rzeczywistego zapotrzebowania na energię. Dzięki istnieniu rezerw mocy możliwa jest zmiana generacji podczas bilansowania SE w czasie rzeczywistym w sytuacjach zmniejszonego oraz zwiększonego zapotrzebowania odbiorców w stosunku do prognozy zapotrzebowania poprzez wykorzystanie odpowiednio: rezerwy dolnej i górnej. Aby umożliwić przesył liniami przesyłowymi mocy pochodzącej z rezerw należy zarezerwować część przepustowości linii przesyłowych. Zarezerwowana część pasm będzie nazywana *rezerwą przesyłową*.

Istotnym problemem jest właściwe bilansowanie towarów na etapie planowania, tak aby było ono zgodne z mechanizmami rynkowymi. Zintegrowane bilansowanie energii i rezerw regulacyjnych wymaga zastosowania złożonego modelu zawierającego ograniczenia przesyłowe oraz specyfikę rozptywu mocy w sieci przesyłowej.

Wiele informacji o funkcjonowaniu mechanizmów rynkowych można znaleźć w [4]. Prezentowana jest tam problematyka projektowania optymalnych mechanizmów rynkowych w systemach, w których konkuruje ze sobą wiele autonomicznych jednostek. Opracowany model rynkowy uwzględnia obrót wielu towarów przy różnorodnych ograniczeniach zasobowych. Przedstawiono możliwość zastosowania opracowanej metodologii do poprawy konkurencyjności i decentralizacji rynku energii elektrycznej.

Niniejsza praca dotyczy modelu zintegrowanego bilansowania ilościowego energii i rezerw regulacyjnych, z uwzględnieniem rezerw przesyłowych w SE. Przedstawiony model uwzględnia: wzajemne powiązanie energii i rezerw mocy, ograniczoną ilość zasobów w systemie, specyfikę rozptywów mocy, możliwość dostarczenia energii i kombinacji rezerw, bezpieczeństwo systemu. Sformułowany model jest rozszerzeniem klasycznego modelu OPF [1]. Zaproponowany algorytm poprawy umożliwi skuteczną i szybką rozwiązywanie przedstawionego problemu.

2. Zintegrowane bilansowanie energii i rezerw

W przypadku rynku lokalnego lub rynku „miedzianej płyty” jednoczesne bilansowanie energii i rezerw polega na tym, iż ważne jest jedynie obszarowe pokrycie zapotrzebowania na rezerwy. Operator systemu (OS) określa obszary SE (zwykle jest to jeden obszar obejmujący cały SE), na których od jednostek wytwórczych musi zostać zakupiona określona ilość rezerw mocy. Wymagana jest tylko gotowość wprowadzenia mocy z rezerw do systemu, natomiast pomijana jest kwestia możliwości jej fizycznego dostarczenia do odbiorców przez sieć przesyłową.

W przypadku rynku regionalnego odbiorcy lub OS określają zapotrzebowanie na rezerwy w węzłach sieci. Rolą OS jest zapewnienie w SE warunków niezbędnych do dostarczenia towarów do węzłów. W dalszej części pracy właśnie na tym podejściu skupiamy naszą uwagę.

Przedstawiamy model, który uwzględnia rozptywy mocy dla planowanego zapotrzebowania odbiorców, a także uwzględnia sytuacje rozptywów mocy przy zmiennym wykorzystaniu rezerw mocy przez odbiorców. Sformułowany model bierze pod uwagę rozptywy „ekstremalne” zarówno, jeśli chodzi o zmniejszenie zapotrzebowania, jak i o zwiększenie tak, aby wyznaczone rozptywy nominalne i „ekstremalne” nie naruszały żadnych ograniczeń.

Jako przypadków rozptywów „ekstremalnych” niestety nie można wykorzystać sytuacji jednoczesnego maksymalnie zwiększonego oraz maksymalnie zmniejszonego odbioru energii w ramach rezerw (górną i dolną) przez odbiorców. Maksymalny lub minimalny przepływ mocy daną linią przesyłową może wystąpić dla zróżnicowanej kombinacji maksymalnie zmniejszonych i maksymalnie zwiększonych odbiorów mocy z rezerw u odbiorców. Tym samym rozptywy „ekstremalne” na pewno

uwzględnia model zawierający wszystkie możliwe kombinacje maksymalnego wykorzystania rezerw górnych i dolnych przez odbiorców. Pojedynczą kombinację maksymalnego wykorzystania rezerw przez odbiorców nazywamy *scenariuszem*. Scenariusze oznaczamy jako: $f, f \in F^0$, gdzie F^0 to zbiór wszystkich scenariuszy.

W określonym scenariuszu zapotrzebowanie na energię w węźle odbiorczym jest parametrem. Jest ono równe: zapotrzebowaniu nominalnemu plus wartość wymaganej rezerwy górnej lub minus wymagana wartość rezerwy dolnej, zależnie od typu wykorzystywanej rezerwy. Scenariusz, w którym zakładamy zerowe wykorzystanie rezerw przez odbiorców nazywamy *scenariuszem nominalnym*. Przez *scenariusz ekstremalny* rozumiemy scenariusz, który powoduje maksymalny przepływ (co do wartości bezwzględnej) przez co najmniej jedną linię przesyłową.

Model zintegrowanego bilansowania ilościowego energii i rezerw regulacyjnych z uwzględnieniem rezerw przesyłowych w oparciu o wariant DC problemu OPF można zapisać w postaci następującego zadania programowania liniowego (model RES_SC):

$$\min \sum_{a \in N} (\sum_{f \in F^0} \alpha_f K_a(p_a^f) + K_a^{R+}(p_a^{R+}) + K_a^{R-}(p_a^{R-})) \quad (1)$$

$$\sum_{h=1}^N P_{ab}^f - p_a^f + D_a^f = 0, \quad \forall a \in N, \forall f \in F^0 \quad (2)$$

$$p_a^f - p_a^{f_0} \leq p_a^{R+} \quad \forall a \in N, \forall f \in F^0 \quad (3)$$

$$p_a^{f_0} - p_a^f \leq p_a^{R-} \quad \forall a \in N, \forall f \in F^0 \quad (4)$$

$$P_{ab}^f = V_a V_b Y_{ab} (\theta_a^f - \theta_b^f) \quad \forall (a, b) \in E, \forall f \in F^0 \quad (5)$$

$$\sum_{a=1}^N s_a \theta_a^f = 0 \quad \forall f \in F^0 \quad (6)$$

$$p_a^{R-} \leq p_a^{f_0} \leq p_a^{\max} - p_a^{R+} \quad \forall a \in N \quad (7)$$

$$0 \leq p_a^{R-} \leq p_a^{\max R-} \quad \forall a \in N \quad (8)$$

$$0 \leq p_a^{R+} \leq p_a^{\max R+} \quad \forall a \in N \quad (9)$$

$$-S_{ab} \leq P_{ab}^f \leq S_{ab} \quad \forall (a, b) \in E, \forall f \in F^0 \quad (10)$$

Zmienne: p_a^f – moc wprowadzana do SE w węźle a w scenariuszu f , P_{ab}^f – moc przepływająca linią przesyłową między węzłami a i b w scenariuszu f , p_a^k – wykorzystywana rezerwa typu k ($k \in \{R+, R-\}$, gdzie $R+$ to rezerwa górna, $R-$ to rezerwa dolna) w węźle a , θ_a^f – przesunięcie fazowe w węźle a w scenariuszu f liczone względem węzła odniesienia.

Parametry: D_a^f – zapotrzebowanie na energię w węźle a w scenariuszu f , V_a – napięcie w węźle a , Y_{ab} – admitancja linii przesyłowej łączącej węzły a i b , p_a^{\max} – maksymalna ilość mocy oferowanej w węźle a , $p_a^{\max R+}$ ($p_a^{\max R-}$) – maksymalna ilość rezerwy górnej (dolnej) oferowanej w węźle a , s_a – wartość 1 na pozycji a oznacza indeks węzła odniesienia, wszystkie pozostałe elementy równe zero, S_{ab} – przepustowość linii przesyłowej łączącej a i b , N – zbiór węzłów.

Funkcja celu (1) minimalizuje koszt bilansowania systemu, czyli zakupu wymaganej ilości energii i rezerw mocy. Składa się ze składników: $K_a(p_a^f)$ – koszt zakupu energii w węźle a w scenariuszu f ; $\sum_{f \in F^0} \alpha_f = 1$; $K_a^{R+}(K_a^{R-})$ – koszt zakupu rezerwy górnej (dolnej) w węźle a .

Ograniczenie (2) wyznacza bilans węzła dla energii w scenariuszu f . Wykorzystanie rezerw od wytwórców może zmieniać się wraz ze zmianą scenariusza, więc konieczny jest zakup takiej ilości rezerw, aby możliwe było jej dostarczenie niezależnie od konfiguracji zapotrzebowań odbiorców. Dlatego wprowadzono ograniczenia (3) i (4), które określają ilość zakupionych rezerw (górnej i dolnej) w węźle a jako wartość maksymalną spośród wszystkich scenariuszy. Ograniczenie (5) określa przepływ mocy linią przesyłową w f -tym scenariuszu. Ograniczenie (6) ustawia przesunięcie fazowe w wybranym węźle na wartość zero. Ograniczenie (7) określa zależność między ilością mocy wprowadzanej do SE w węźle a , przyjętymi wartościami rezerw i dostępną mocą maksymalną w węźle a . Ograniczenia (8) i (9) określają dostępną ilość rezerwy dolnej i górnej w węźle a . Ograniczenie (10) to ograniczenie na przepustowość linii przesyłowych.

Rozwiązując proponowany model otrzymamy rozprędy nominalne, przyjęte oferty na energię i rezerwy, rozprędy dla poszczególnych scenariuszy oraz wartości rezerw przesyłowych dla poszczególnych linii.

Model RES_SC uwzględniający wszystkie scenariusze daje pewność, że w SE będzie istnieć fizyczna możliwość dostarczenia dodatkowej energii w ramach rezerwy górnej lub zmniejszenie generacji w ramach rezerwy dolnej. Przyjmując do scenariuszy kombinacje maksymalnego wykorzystania rezerw górnych i dolnych otrzymamy 2^r możliwych scenariuszy, gdzie r jest liczbą węzłów, w których występuje zapotrzebowanie odbiorców na rezerwy. Przy dużej wartości r problem jest trudny do rozwiązania. Aby móc zastosować opisywany model w praktyce, konieczna jest redukcja zbioru scenariuszy.

W ramach prowadzonych badań sformułowano kilka heurystycznych algorytmów redukcji zbioru scenariuszy. Ich szczegółowy opis można znaleźć w [2, 3]. W dalszej części zostanie przedstawiony heurystyczny algorytm poprawy.

3. Algorytm poprawy

Pierwszym krokiem algorytmu poprawy jest wyznaczenie początkowego podzbioru scenariuszy F^T (np. w wyniku zastosowania dowolnego z algorytmów przedstawionych w [2, 3] lub w wyniku przyjęcia tylko trzech scenariuszy: nominalnego, maksymalnego wykorzystania rezerw górnych oraz dolnych). Następnie wykonywanych jest szereg iteracji, aż do osiągnięcia warunku stopu.

W pojedynczej iteracji dla aktualnie wyznaczonego podzbioru scenariuszy jest rozwiązywane zadanie RES_SC. W wyniku rozwiązania są wyznaczone przyjęte ilości energii i rezerw w węzłach wytwórczych. Następnie dla każdego przekroju sieci (oznaczanego jako E^r , przekrojem sieci może być pojedyncza linia przesyłowa) jest rozwiązywane pomocnicze zadanie MAX_FLOW, w którym dla przyjętych ofert na energię i rezerwy jest maksymalizowana bezwzględna wartość przepływu mocy przez przekrój sieci. Na podstawie rozwiązania dla kolejnych węzłów, w których odbiorcy

wymagają dostarczenia rezerw, jest ustalany typ wykorzystywanej rezerwy zgodnie z regułą: jeśli wyznaczony odbiór d_a w węźle a jest mniejszy niż zapotrzebowanie nominalne, to przyjmowane jest wykorzystanie rezerwy dolnej, w przeciwnym przypadku przyjmowane jest wykorzystanie rezerwy górnej. Dla każdego przekroju sieci powstaje w ten sposób jeden scenariusz. Jeśli utworzony scenariusz nie występuje w zbiorze F^T , to jest on do niego dodawany. Otrzymywane scenariusze nie muszą być scenariuszami ekstremalnymi.

Warunkiem stopu jest sytuacja, w której w wyniku rozwiązania pomocniczych zadań MAX_FLOW nie udało się uzyskać ani jednego scenariusza, który nie występowałby wcześniej w zbiorze F^T .

Pomocniczy model MAX_FLOW wygląda następująco:

$$\max \sum_{(a,b) \in E'} P_{ab} \qquad \min \sum_{(a,b) \in E'} P_{ab} \qquad (11)$$

$$\sum_{b=1}^N P_{ab} - p_a + d_a = 0, \qquad \forall a \in N \qquad (12)$$

$$P_{ab} = V_a V_b Y_{ab} (\theta_a - \theta_b) \qquad \forall (a,b) \in E \qquad (13)$$

$$\sum_{a=1}^N s_a \theta_a = 0 \qquad (14)$$

$$p_a^0 - p_a^{R^-} \leq p_a \leq p_a^0 + p_a^{R^+} \qquad \forall a \in N \qquad (15)$$

$$D_a^0 - R_a^- \leq d_a \leq D_a^0 + R_a^+ \qquad \forall a \in N \qquad (16)$$

$$-S_{ab} \leq P_{ab} \leq S_{ab} \qquad \forall (a,b) \in E \qquad (17)$$

Zmienne: p_a – moc wprowadzana do SE w węźle a , d_a – moc odbierana z SE w węźle a , P_{ab} – moc przepływająca linią przesyłową między węzłami a i b , θ_a – przesunięcie fazowe w węźle a .

Parametry: D_a^0 – zapotrzebowanie nominalne w węźle a , R_a^- (R_a^+) – zakres wymaganej rezerwy dolnej (górnej) w węźle odbiorczym a , p_a^0 – dostępna ilość mocy w węźle wytwórczym a , $p_a^{R^-}$ ($p_a^{R^+}$) – dostępna ilość rezerwy dolnej (górnej) w węźle wytwórczym a . Znaczenie parametrów V_a , Y_{ab} , s_a , S_{ab} , N jest zgodne z podanym przy opisie modelu RES_SC. Wartości parametrów p_a^0 , $p_a^{R^-}$, $p_a^{R^+}$ pochodzą z rozwiązania zadania RES_SC.

Dla każdego przekroju sieci podzadanie MAX_FLOW jest rozwiązywane dwukrotnie – raz z funkcją celu maksymalizującą, raz z funkcją celu minimalizującą przepływ mocy przez przekrój sieci. Powodem tego jest fakt, iż nie jest znany kierunek przepływu mocy, a więc zmienne P_{ab} mogą przyjmować wartości ujemne oznaczające przepływ mocy z węzła b do węzła a . Maksymalizując wartość przepływu maksymalizujemy przepływ z a do b , natomiast minimalizując – maksymalizujemy przepływ z b do a . Scenariusz jest tworzony dla rozwiązania, dla którego uzyskano większą wartość bezwzględną przepływu.

4. Eksperymenty obliczeniowe

W celu przetestowania algorytmu wygenerowano kilka topologii sieci charakteryzujących się różną liczbą wierzchołków oraz linii przesyłowych. Eksperymenty obliczeniowe były prowadzone na komputerze z procesorem Pentium 4, 2.8 GHz, 1 GB RAM za pomocą pakietu CPLEX 9.1.

Rozwiązania uzyskiwane za pomocą proponowanego algorytmu poprawy będą porównywane z rozwiązaniami wyznaczonymi za pomocą modelu RES_SC ze wszystkimi scenariuszami (model pełny) oraz z rozwiązaniami uzyskanymi za pomocą modelu obszarowego (z jednym obszarem). Jako punkt startowy dla algorytmu poprawy jest przyjmowany zbiór F^T zawierający scenariusze: maksymalnego wykorzystania rezerw górnych, dolnych oraz scenariusz nominalny. Jako przekroje sieci przyjmowano pojedyncze linie przesyłowe.

Rozwiązanie uzyskane za pomocą pełnego modelu RES_SC gwarantuje pełną realizację każdego scenariusza. Rozwiązania uzyskane za pomocą proponowanego algorytmu mogą być rozwiązaniami przybliżonymi. Ocena działania algorytmu poprawy będzie dokonywana na podstawie: czasu wyznaczania rozwiązania optymalnego (T [s]), różnicy między wartością funkcji celu dla modelu pełnego a wartością funkcji celu dla modelu ze zredukowanym zbiorem scenariuszy (GAP [%]), minimalnej skuteczności kierunkowej (ρ^{\min}), średniej skuteczności kierunkowej (ρ^{sr}) oraz prawdopodobieństwie, że dostępna generacja wraz z rezerwami nie będzie w stanie pokryć zapotrzebowania w określonym scenariuszu ($LOLP$ – loss-of-load probability). Dla proponowanego algorytmu poprawy jest podawana liczba scenariuszy uwzględnianych w poszczególnych iteracjach.

Przez *skuteczność kierunkową* będziemy rozumieć możliwość zmian poborów energii przez odbiorców w kierunku odchyżeń od punktów nominalnych określonych przez typy rezerw wykorzystywanych przez odbiorców w danym scenariuszu.

Parametry danych testowych są przedstawione w tabeli 1.

Tabela 1

Parametry danych testowych

| Lp. | Liczba węzłów | Liczba linii | Liczba węzłów z wytwórcami | Liczba węzłów z odbiorcami |
|-----|---------------|--------------|----------------------------|----------------------------|
| 1 | 24 | 38 | 10 | 11 |
| 2 | 25 | 60 | 8 | 12 |
| 3 | 30 | 72 | 9 | 13 |

Wyniki eksperymentów obliczeniowych są przedstawione w tabelach 2-4.

Tabela 2

Wyniki dla zestawu danych nr 1

| Model obszarowy | | | | Algorytm poprawy | | | | | | Model pełny | |
|-----------------|--------------|---------|-----|------------------|-----------|-------------|--------------|---------|------|-------------|-----|
| ρ^{av} | ρ^{min} | LOLP | T | Iteracja | Lba scen. | ρ^{av} | ρ^{min} | LOLP | GAP | T | T |
| 0.974023 | 0.710149 | 0.15917 | 0.1 | 1 | 2 | 0.993871 | 0.83153 | 0.11914 | 0.16 | 0.14 | 151 |
| — | — | — | — | 2 | 27 | 0.996329 | 0.885911 | 0.09766 | 0.16 | 1.62 | — |
| — | — | — | — | 3 | 42 | 0.997471 | 0.907926 | 0.08008 | 0.11 | 3.48 | — |
| — | — | — | — | 4 | 48 | 0.998297 | 0.93718 | 0.06348 | 0.11 | 5.48 | — |
| — | — | — | — | 5 | 51 | 0.998297 | 0.93718 | 0.06348 | 0.11 | 7.59 | — |

Tabela 3

Wyniki dla zestawu danych nr 2

| Model obszarowy | | | | Algorytm poprawy | | | | | | Model pełny | |
|-----------------|--------------|---------|-----|------------------|-----------|-------------|--------------|---------|------|-------------|------|
| ρ^{av} | ρ^{min} | LOLP | T | Iteracja | Lba scen. | ρ^{av} | ρ^{min} | LOLP | GAP | T | T |
| 0.927655 | 0.558687 | 0.27319 | 0.1 | 1 | 2 | 0.901722 | 0.456943 | 0.25 | 0.95 | 0.14 | 6778 |
| — | — | — | — | 2 | 53 | 0.999857 | 0.879007 | 0.00586 | 0.81 | 2.79 | — |
| — | — | — | — | 3 | 77 | 0.999902 | 0.879006 | 0.00293 | 0.77 | 6.59 | — |
| — | — | — | — | 4 | 77 | 0.999902 | 0.879006 | 0.00293 | 0.77 | 10.4 | — |

Tabela 4

Wyniki dla zestawu danych nr 3

| Model obszarowy | | | | Algorytm poprawy | | | | | | Model pełny | |
|-----------------|--------------|---------|-----|------------------|-----------|-------------|--------------|---------|------|-------------|--------|
| ρ^{av} | ρ^{min} | LOLP | T | Iteracja | Lba scen. | ρ^{av} | ρ^{min} | LOLP | GAP | T | T |
| 0.946993 | 0.511583 | 0.39770 | 0.1 | 1 | 2 | 0.966391 | 0.522468 | 0.21069 | 0.16 | 0.14 | 26 433 |
| — | — | — | — | 2 | 69 | 0.988262 | 0.642326 | 0.1189 | 0.14 | 4.89 | — |
| — | — | — | — | 3 | 83 | 0.999386 | 0.844275 | 0.01306 | 0.10 | 10.2 | — |
| — | — | — | — | 4 | 95 | 0.999842 | 0.883181 | 0.00378 | 0.09 | 16.8 | — |
| — | — | — | — | 5 | 99 | 0.999842 | 0.883181 | 0.00378 | 0.09 | 23.7 | — |

Przedstawione wyniki pokazują dużą skuteczność proponowanego algorytmu. Co prawda nie udało się wyznaczyć rozwiązania umożliwiającego realizację każdego scenariusza, ale skuteczność średnia i minimalna są bardzo wysokie, znacznie wyższe niż te uzyskane dla modelu uproszczonego. Poprawę skuteczności widać głównie dla skuteczności minimalnej. Aby był spełniony warunek stopu, zazwyczaj istnieje potrzeba wykonania kilku iteracji algorytmu.

Czas oczekiwania na rozwiązanie wyznaczane przez algorytm poprawy jest dłuższy niż dla modelu obszarowego ale znacznie krótszy niż dla modelu pełnego. Na rozwiązanie trzeba czekać kilkadziesiąt sekund, co jest wartością do zaakceptowania. Czas rozwiązywania modelu pełnego bardzo szybko rośnie wraz ze wzrostem liczby węzłów z zapotrzebowaniem na rezerwy. Dla 11 wynosi kilka minut, dla 12 węzłów prawie 2 godziny, dla 13 i więcej węzłów – wielokrotnie dłużej.

5. Podsumowanie

W artykule został przedstawiony algorytm poprawy dokładności zintegrowanego bilansowania energii i rezerw mocy w SE z uwzględnieniem rezerw przesyłowych. Do zintegrowanego bilansowania służy model wyboru ofert na energię i rezerwy mocy umożliwiający dostarczenie od wytwórców do odbiorców energii nominalnej oraz energii z rezerw mocy. Jest on rozszerzeniem standardowego modelu

problemu ekonomicznego rozdziału obciążeń w wersji DC. Przedstawiony model jest trudny do rozwiązania, ponieważ uwzględnia wszystkie kombinacje wykorzystania rezerw mocy przez odbiorców. Zaproponowany algorytm poprawy służy uproszczeniu przedstawionego modelu, oferując przy tym dużą szybkość i skuteczność wyznaczanych rozwiązań. Jego wydajność została przetestowana na kilku różnych topologiach sieci.

Praca naukowa finansowana ze środków na naukę w roku 2006 jako projekt badawczy.

LITERATURA

1. Dommel H. W., Tinney W. F.: Optimal Power Flow Solutions. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, October 1968.
2. Rogulski M.: The Problem of Lines Power Flow Changes Caused by Using Reserves. IWCIT, Ostrava 2005.
3. Rogulski M., Toczyłowski E.: Zapewnienie warunków bezpieczeństwa w systemie elektroenergetycznym przez łączne bilansowanie rezerw regulacyjnych i przesyłowych. Konferencja „Optymalizacja w Elektroenergetyce”, Jachranka 2005.
4. Toczyłowski E.: Optymalizacja procesów rynkowych przy ograniczeniach. Akademicka Oficyna Wydawnicza „Exit”, 2003.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Tadeusz Puchałka

Abstract

In this paper the precision improvement algorithm applied to joint dispatch of electric power, regulation reserves and transmission reserves in the transmission network is developed. To joint dispatch is used the model of choosing bids for energy and reserves which considers power flows for the planned loads under multiple scenarios of usage of regulation reserves. The balancing problem is based on a DC-OPF problem formulation with network constraints and is difficult to be solved. The proposed precision improvement algorithm serves reducing the dimensionality of this model and offers efficient and fast solutions. Working of this algorithm is illustrated by results of numerical experiments.