

Franciszek BUCHTA

Henryk KOCOT

UWZGLĘDNIENIE ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWEJ SIECI W MODULE NIECIĄGŁOŚCI ZASILANIA SYSTEMU KOMPUTEROWEGO ROZWÓJ

Streszczenie. System komputerowy ROZWÓJ jest narzędziem planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV opracowanym na zlecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA przez Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej przy współpracy wielu innych ośrodków naukowo-badawczych. System ten jest wdrożony tylko w Sekcji Rozwoju Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice (PSE SA). W niniejszym artykule przedstawiono ostatnio wprowadzony do tego systemu moduł odciążania sieci spowodowanego jej niewystarczającą zdolnością przesyłową. Krótko opisano metodykę zrealizowaną w tym module oraz przedstawiono niektóre wyniki uzyskane za pomocą tego modułu w analizie rzeczywistych sieci.

GRID TRANSMISSION CAPACITY TAKING INTO CONSIDERATION IN THE SUPPLY NON-CONTINUITY MODULE OF THE ROZWÓJ COMPUTER SYSTEM

Summary. ROZWÓJ computer system is a tool for the development planning of the transmission and 110 kV grids. It has been developed under a contract with Polish Power Grid Company (PPGC) by Institute of the Power Systems and Control of the Silesian Technical University in co-operation with several other research centres. The system is implemented only in Development Section of the PPGC - Katowice Branch. The recently introduced into the system module of grid unloading - caused by non-sufficient transmission capacity - is presented in the paper. The methodology applied in the module is briefly described and some results achieved by the module during the analysis of the existing networks are shown.

1. WPROWADZENIE

System komputerowy ROZWÓJ jest narzędziem służącym do optymalizacji rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Został opracowany na zlecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA przez Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów (IE iSU) Politechniki

Śląskiej przy współpracy wielu innych ośrodków naukowo-badawczych. System ten jest wdrożony w Sekcji Rozwoju Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej (OESP) Katowice. Za jego pomocą wykonano już wiele analiz optymalizacyjnych rozwoju rzeczywistych sieci [6, 7, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19]. Wzrastające zainteresowanie PSE SA i spółek dystrybucyjnych wynikami analiz optymalizacyjnych łącznego rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV najlepiej świadczy o dużym znaczeniu praktycznym tego systemu.

Mimo że system ROZWÓJ jest już narzędziem szeroko wykorzystywanym w praktyce, prowadzone są dalsze prace nad jego udoskonalaniem. Złożoność analizy optymalizacyjnej rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV wywołuje bowiem potrzebę ciągłego rozwijania narzędzi w miarę zwiększających się możliwości informatycznych i ich dostępności oraz powstawania algorytmów bardziej efektywnych, dokładniejszych i lepiej odwzorowujących zjawiska elektroenergetyczne.

Ostatnie najważniejsze udoskonalenia systemu ROZWÓJ obejmują wprowadzenie następujących modułów:

- ekonomicznego rozdziału obciążenia (ERO) uwzględniającego zdolność przesyłową sieci,
- odciążania sieci wynikającego z niewystarczającej zdolności przesyłowej w stanach awaryjnych,
- analizy w strefach rocznej krzywej obciążenia,
- nieciągłości zasilania wynikającej z niewystarczającej zdolności przesyłowej sieci,
- wizualizacji wyników analizy na schemacie układu sieciowego.

Powyższe moduły zostały szczegółowo opisane w instrukcji użytkowania systemu ROZWÓJ [15] i krótko omówione w pracy [5]. W niniejszym artykule przedstawiono ogólnie metodykę i niektóre wyniki analizy nieciągłości zasilania, wykonanej za pomocą nowych modułów.

2. POSTAĆ FUNKCJI KRYTERIALNEJ W SYSTEMIE ROZWÓJ

Koncepcja metodyczna systemu ROZWÓJ została szczegółowo opisana w pracy [8] oraz ogólnie przedstawiona w publikacjach [1, 2, 3, 4, 5, 6], natomiast instrukcja użytkowania tego systemu obejmująca najnowsze zmiany - w pracy [13]. W tym miejscu wystarczające jest przypomnienie postaci funkcji kryterialnej.

Kryterium optymalizacji rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV, zrealizowane w systemie ROZWÓJ, wyraża się następującym wzorem:

$$K = \min \left\{ \sum_{t=1}^N [K_i(t) + K_e(t) + K_r(t) + K_{ERO}(t) + K_q(t) + K_l(t)] - W(N) \right\} \quad (1)$$

gdzie:

- K - koszt optymalnego rozwoju sieci (zdyskontowany na rok poprzedzający pierwszy rok analizy)
- $K_i(t)$ - koszt inwestycyjny obiektów przekazywanych do eksploatacji w roku t ,
- $K_e(t)$ - roczny koszt eksploatacyjny stały,
- $K_r(t)$ - roczny koszt eksploatacyjny zmienny,

- $K_{ERO}(t)$ - roczny koszt odejścia od ERO,
 $K_q(t)$ - roczny koszt nieciągłości zasilania,
 $K_l(t)$ - koszt wynikający z likwidacji obiektu w roku t ,
 $W(N)$ - wartość inwestycyjna obiektu w roku końcowym analizy,
 N - okres analizy,
 t - rok analizy.

Zadanie optymalizacyjne określone wzorem (1) polega na wyznaczeniu strategii rozwoju sieci, zapewniającej minimum kosztu rozwoju sieci w analizowanym okresie przy jednoczesnym spełnieniu postawionych ograniczeń technicznych. Przez strategię rozwoju sieci rozumiane są zmiany układu sieciowego w poszczególnych latach analizy. Ograniczenia techniczne obejmują:

- obciążalności długotrwałe i wytrzymałości zwarciove elementów sieciowych,
- dopuszczalne poziomy napięć w węzłach sieci przesyłowej i 110 kV,
- wymagany poziom pewności zasilania; reguła $n - 1$, wskaźniki nieciągłości zasilania,
- wymagany zapas stabilności lokalnej.

3. KONCEPCJA METODYCZNA WYZNACZANIA WSKAŹNIKÓW NIECIĄGŁOŚCI ZASILANIA

Dotychczas w systemie ROZWÓJ wskaźniki nieciągłości zasilania z poszczególnych węzłów sieciowych obejmowały tylko tzw. nieciągłość strukturalną. Oznaczało to, że wyznaczone wskaźniki charakteryzowały jedynie przypadki przzerwania dróg zasilania węzłów sieciowych i nie obejmowały przypadków ograniczania mocy odbiorów spowodowanego przekroczeniami obciążalności długotrwałej elementów sieciowych znajdujących się w ich drogach zasilania. Sposób wyznaczania wskaźników strukturalnej nieciągłości zasilania jest omówiony szczegółowo w pracy [8].

Obecnie, wskaźniki q nieciągłości zasilania wyznaczane są jako sumy dwóch składników, z których pierwszy określa nieciągłość strukturalną natomiast drugi uwzględnia wpływ ograniczonej zdolności przesyłowej elementów sieciowych. Wzór określający wskaźnik q_w nieciągłości zasilania węzła w ma następującą postać:

$$q_w = \frac{\lambda_w t_w}{T} + \frac{1}{E_w} \sum_{s=1}^s \sum_{j=1}^j Pog_{wq} \lambda_j \frac{T_j}{T} t_j, \quad (2)$$

gdzie:

- E_w - roczna energia pobierana z węzła w ,
 Pog_{wq} - ograniczenie mocy węzła w w strefie s spowodowane wyłączeniem elementu j ,
 λ_w - przeciętna roczna liczba wyłączeń węzła w ,
 t_w - przeciętny roczny czas wyłączeń węzła w ,

- λ_j - przeciętna roczna liczba wyłączeń elementu j ,
 t_j - przeciętny roczny czas wyłączenia elementu j ,
 T - roczny czas pracy układu sieciowego,
 T_S - czas trwania strefy s ,
 S - liczba stref,
 J - liczba wyłączanych elementów sieciowych.

Koszt $K_q(t)$ nieciągłości zasilania obliczany jest wtedy jako:

$$K_q(t) = d^{-t} k_a \sum_{w=1}^W q_w E_w, \quad (3)$$

gdzie k_a jest jednostkowym kosztem nieciągłości zasilania, natomiast d jest współczynnikiem dyskonta.

Moce Pog_{wj} uzyskuje się z rozwiązania:

$$\min_{Pog_{wj}(t)} \sum_{w=1}^W \frac{Pog_{wj}(t)}{1 - \left[\frac{\partial \Delta P_{js}(t)}{\partial P_{ws}(t)} - \frac{\partial \Delta P_s(t)}{\partial P_{ws}(t)} \right]}, \quad (4)$$

gdzie:

$\frac{\partial \Delta P_{js}(t)}{\partial P_{ws}(t)}$ - pochodna strat mocy czynnej w sieci po wyłączeniu elementu j względem mocy $P_{ws}(t)$ węzła w w strefie s ,

$\frac{\partial \Delta P_s(t)}{\partial P_{ws}(t)}$ - pochodna strat mocy czynnej w sieci bez wyłączeń względem mocy $P_{ws}(t)$ węzła w w strefie s ,

W - liczba węzłów odbiorczych.

Według powyższej zależności, ograniczenia mocy odbiorczych Pog_{wj} w stanach $n-1$ uzależnione są od różnic pochodnych strat mocy w sieci w stanie $n-1$ i w stanie normalnym. Wykorzystano w tej zależności istniejącą korelację parametrów elementów sieciowych i ich zdolności przesyłowej. Inaczej mówiąc, tam gdzie występują przeciążenia wynikające z wyłączenia elementu sieciowego, wystąpią również duże różnice strat sieciowych w porównaniu do stanu normalnego. Minimalizacja funkcji (4) uwzględniającej różnice pochodnych tych strat względem mocy odbiorczych $P_{ws}(t)$ umożliwia określenie ograniczeń mocy Pog_{wj} . Moduł realizujący tę funkcję nazwano modulem odciążania sieci.

Rozpływ mocy w zamkniętym układzie sieciowym jest uzależniony nie tylko od mocy odbiorczych, ale również od rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Ewentualne przeciążenia elementów sieciowych w stanach awaryjnych można zatem próbować usunąć lub ograniczyć przez zmianę rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Jeśli założyć, że w układzie normalnym jest realizowany ekonomiczny rozdział obciążenia, to staje się oczywiste, że zmiana tego rozdziału będzie prowadzić do zwiększenia kosztu wytwarzania energii. Zwiększenie tego kosztu przynosi jednak znacznie mniejsze straty ekonomiczne i społeczne niż ograniczenie lub wyłączenie mocy odbiorczych.

W systemie ROZWÓJ, w przypadku stwierdzenia przekroczenia obciążalności długotrwałej elementów sieciowych podejmowana jest w pierwszej kolejności próba wyeliminowania bądź ograniczenia przeciążeń przez zmianę rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Dokonuje się tego rozwiązując zadanie analogiczne do zadania (4), lecz obejmujące węzły wytwórcze. Zadanie to można wyrazić następującym wzorem:

$$\min_{P_{is}(t)} \sum_{i=1}^I \frac{P_{is}(t)k_i}{1 - \left[\frac{\partial \Delta P_{js}(t)}{\partial P_{is}(t)} - \frac{\partial \Delta P_{is}(t)}{\partial P_{is}(t)} \right]} \quad (5)$$

gdzie:

$P_{is}(t)$ - moc bloku i po wyłączeniu elementu j w strefie s ,

k_i - jednostkowy koszt produkcji energii w bloku i ,

$\frac{\partial \Delta P_{js}(t)}{\partial P_{is}(t)}$ - pochodna strat mocy czynnej w sieci po wyłączeniu elementu j względem mocy $P_{is}(t)$ bloku i w strefie s ,

$\frac{\partial \Delta P_{is}(t)}{\partial P_{is}(t)}$ - pochodna strat mocy czynnej w sieci bez wyłączeń względem mocy $P_{is}(t)$ bloku i w strefie s ,

I - liczba węzłów wytwórczych.

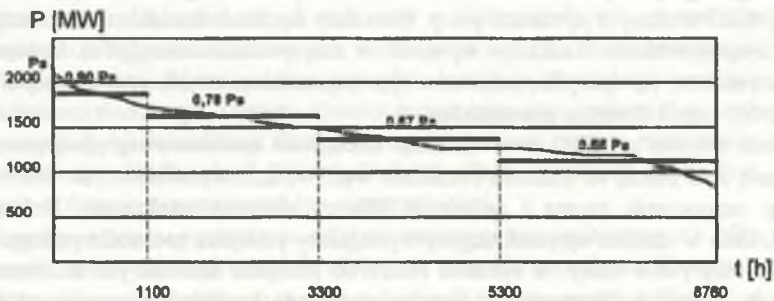
Moduł realizujący tę funkcję nazwano modulem zmiany rozdziału obciążenia (ZRO). Zwiększenie kosztu produkcji energii wynikające z odejścia od ERO jest wprowadzane do funkcji kryterialnej w postaci $K_{ERO}(t)$.

Jeśli zmiana rozdziału obciążenia nie wyeliminuje istniejących przeciążeń, następuje odciążanie sieci. Do funkcji kryterialnej wprowadzany jest wtedy koszt $K_q(t)$ uwzględniający ograniczenia mocy w węzłach odbiorczych i ewentualnie koszt $K_{ERO}(t)$, jeśli odejście od ERO zmniejszyło występujące przeciążenia. W tym miejscu należy podkreślić, że celem omówionego algorytmu jest ocena zdolności sieci do nieprzerwanego zasilania odbiorców oraz realizacji ERO w różnych jej stanach pracy. Nie należy się zatem doszukiwać tu rzeczywistych działań dyspozytorskich. Realizacja wyłączeń w rzeczywistości uwzględnia bowiem wiele innych czynników, np. specyfikę odbiorców i jest poprzedzona zwykle przełączeniami w sieci, które bardzo często eliminują przeciążenia.

Koszt odejścia od ERO oraz wskaźniki nieciągłości zasilania uwzględniające zdolność przesyłową sieci zależą od poziomu i rozkładu węzłowych mocy odbiorczych. Istotne zatem stają się: sezonowość roczna i zmienność dobowa obciążeń węzłowych. Dokładne ich uwzględnienie w analizie optymalizacyjnej wymagałoby podejścia probabilistycznego do wyznaczania rozpyłów mocy. W systemie ROZWÓJ podejście takie nie jest stosowane z powodu braku znajomości krzywych dobowych obciążenia i ich rozkładów prawdopodobieństwa w okresie analizy (np. 20 lat) we wszystkich węzłach odbiorczych (do węzłów odbiorczych zaliczane są stacje 110/SN oraz stacje wielkich odbiorców podłączonych do sieci przesyłowej) oraz z powodu niedopuszczalnego praktycznie zwiększenia czasu realizacji obliczeń komputerowych. Wykorzystywana jest jednak znajomość obciążeń węzłowych określanych w tzw. dniach pomiarowych. Zwykle są to obciążenia z godz. 3⁰⁰, 11⁰⁰ i 20⁰⁰ w wybranych

dniach roboczych i świątecznych grudnia, marca, września i lipca. W spółkach dystrybucyjnych dni i godziny pomiarowe nie są przyjmowane jednakowo. Znajomość tych pomiarów z kilku lat wykorzystywana jest w systemie ROZWÓJ do podzielenia rocznej krzywej obciążenia na strefy czasowe. Algorytm postępowania jest następujący.

Na podstawie dostępnych pomiarów określone są charakterystyczne krzywe dobowe obciążenia we wszystkich węzłach odbiorczych w dniach roboczych i świątecznych poszczególnych sezonów roku. Tymi sezonami mogą być np.: zima, wiosna+jesień oraz lato. Następnie dla poszczególnych sezonów dokonywany jest podział węzłów odbiorczych na obszary sieciowe charakteryzujące się podobną zmiennością dobową obciążenia (z dokładnością przyjętych przedziałów obciążeń wprowadzanych jako dane wejściowe). Charakterystyczne krzywe dobowe obciążenia węzłów w poszczególnych obszarach sieciowych i sezonach roku są podstawą oszacowania rocznej uporządkowanej krzywej obciążenia na obszarze analizy. Krzywa ta jest następnie dzielona na zadaną przez użytkownika liczbę stref czasowych. Algorytm taki umożliwia, chociaż w sposób uproszczony i szacunkowy, uwzględnienie w analizie optymalizacyjnej zarówno sezonowości rocznej, jak i zmienności dobowej obciążenia. Dla potrzeb planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV, wobec wielu innych danych przyjmowanych szacunkowo, uproszczenia te wydają się dopuszczalne. Jest to bowiem znaczący postęp w porównaniu do dotychczasowego sposobu prowadzenia analiz optymalizacyjnych rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Jak istotne jest wykonywanie analizy w strefach czasowych rocznej krzywej obciążenia systemu elektroenergetycznego, świadczą wyniki uzyskane w pracy [14], w której stwierdzono na podstawie danych pomiarowych, że szczyty obciążenia wielu linii międzyobszarowych nie pokrywają się ze szczytem obciążenia systemu elektroenergetycznego, a w wielu przypadkach szczyty te występują wręcz w dolinie obciążenia systemu elektroenergetycznego. Ograniczanie się do analizy jedynie w strefie szczytowej, najczęściej występującej w tego typu analizach optymalizacyjnych, mogło zatem prowadzić do błędnych wniosków. Należy dodać, że również za granicą analizy optymalizacyjne rozwoju sieci prowadzone są w strefach czasowych. Przykładem może być praca [10] wykonana przez Electricité de France.



Rys.1. Przykład podziału na strefy czasowe wykresu uporządkowanego mocy zapotrzebowanej w 1995 r. przez GZE SA

Fig. 1. An example of dividing for the time periods 1995 annual load duration curve of GZE SA

Przykład podziału rocznej uporządkowanej krzywej obciążenia dla obszaru Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego (GZE) SA, przyjęty na podstawie powyższego algorytmu w analizie [17,18] wykonywanej obecnie przez Sekcję Rozwoju OESP Katowice, pokazano na rys. 1. Podział ten przedstawiono na tle uporządkowanej krzywej obciążenia uzyskanej dla 1994 r. w pracy [14].

4. PRZYKŁAD DZIAŁANIA PROCEDURY ZRO I ODCIĄŻANIA SIECI

Działanie procedury ZRO i odciażania sieci przedstawiono na przykładzie analizy pięciu najgroźniejszych pojedynczych wyłączeń elementów sieciowych na terenie Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice dla minionego szczytu obciążenia 1994/95. Najgroźniejsze wyłączenia to takie, po których następują największe przekroczenia obciążalności długotrwałej linii lub mocy znamionowej transformatorów. Wykaz tych przekroczeń przedstawiono w tabl. 1.

Tablica 1

Przekroczenia obciążalności długotrwałych linii i mocy znamionowych transformatorów po wyłączeniu pojedynczych elementów sieciowych

Element wyłączony	Element z przekroczeniem	Stopień przekroczenia [%]
E401	WRZ-A3	36
	ANI-A1	30
	S103	16
ANI-A1	WRZ-A3	33
3101	WRZ-A3	33
ROK-A1	BLA-A1	30
	KED-A1	25
WRZ-A3	ANI-A1	28

W tablicy 1 poszczególne elementy sieciowe oznaczają:

- ANI - A1 - autotransformator nr 1, 220/110 kV, 160 MVA w stacji ANIOŁÓW,
- WRZ - A3 - autotransformator nr 3, 220/110 kV, 160 MVA w stacji WRZOSOWA,
- E401 - linia 400 kV ROGOWIEC - TRĘBACZEW,
- 3101 - linia 220 kV ANIOŁÓW - JOACHIMÓW,
- S103 - linia 110 kV KAWODRZA - KŁOBUCK.

Wyniki działania procedury ZRO i odciażania sieci dla pięciu analizowanych pojedynczych wyłączeń elementów sieciowych podano w tabl. 2. W pierwszym etapie likwidacji przekroczeń obciążalności długotrwałej, o czym była już mowa wcześniej, jest realizowana

procedura zmiany rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Wielkość Δk_E jest procentowym zwiększeniem kosztu produkcji energii elektrycznej wynikającym z takiej zmiany obciążenia w porównaniu do kosztu produkcji ponoszonym w pełnym układzie sieciowym (bez wyłączeń) z ekonomicznym rozdziałem obciążenia. Brak wartości liczbowej w kolumnie określającej to zwiększenie kosztu oznacza brak możliwości zmniejszenia istniejących przekroczeń obciążalności długotrwałych elementów sieciowych poprzez zmianę rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Brak kodów węzłów i ograniczeń mocy w przypadku wyłączenia autotransformatora w Rokitnicy oznacza natomiast, że wykonana zmiana rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze zlikwidowała istniejące przekroczenia obciążalności długotrwałej i ograniczenia mocy w węzłach odbiorczych stały się zbyteczne.

Wpływ uwzględnienia zdolności przesyłowej sieci na wartości wskaźników nieciągłości zasilania pokazano w tabl. 3. Wskaźnik λ_{ogr} oznacza przeciętną roczną liczbę ograniczeń mocy, uwzględniającą także całkowite wyłączenia węzła. Wyłączenia takie powstają w wyniku przerwania wszystkich dróg zasilania węzła (nieciągłość strukturalna) oraz w wyniku działania procedury odciążania sieci, jeśli ograniczenie mocy obejmuje całą moc pobieraną w węźle.

Tablica 2

Wyniki działania procedury ZRO i odciążania sieci

Element wyłączony	Δk_E [%]	Węzeł	Pog [MW]
E401	5,5	KAW113	50
		KOS113	20
		RUD113	10
ANI-A1	-	KAW113	60
		HCW113	30
		HCM113	10
		RUD113	10
3101	-	KAW113	60
		HCW113	30
		HCM113	10
		RUD113	10
ROK-A1	0,4	-	-
WRZ-A3	-	HCM113	30
		HCW113	30
		RED113	20
		SIK113	10

Uwaga: Δk_E oznacza procentowe zwiększenie kosztu produkcji energii elektrycznej wynikające z odejścia od ERO spowodowanego niewystarczającą zdolnością przesyłową sieci.

W tablicy 2 poszczególne kody węzłów oznaczają:

HCM113	- HUTA CZĘSTOCHOWA MIRÓW
HCW113	- HUTA CZĘSTOCHOWA WALCOWNIA
KAW113	- KAWODRZA
KOS113	- KOSTÓW
RED113	- RĘDZINY
RUD113	- RUDNIKI
SIK113	- SIKORSKIEGO

Tablica 3

Wskaźniki nieciągłości zasilania strukturalnej oraz uwzględniające zdolność przesyłową sieci

Węzeł	Nieciągłość strukturalna		Nieciągłość z uwzględnieniem zdolności przesyłowej	
	I [wył./rok]	$q \cdot 10^{-6}$	λ_{ogr} [ogr./rok]	$q \cdot 10^{-6}$
HCM113	0,047	4,96	0,141	74,7
HCW113	0,045	5,71	0,139	123,2
KAW113	0,124	8,37	0,231	148,7
RED113	0,035	4,16	0,073	66,2
RUD113	0,052	5,30	0,159	139,4
SIK113	0,041	5,56	0,079	28,1

5. ZAKOŃCZENIE

Uwzględnienie zdolności przesyłowej sieci w analizie nieciągłości zasilania wymagało opracowania algorytmów: zmiany rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze likwidującej bądź ograniczającej istniejące przekroczenia obciążalności długotrwałej elementów sieciowych, ograniczania mocy w węzłach odbiorczych eliminującego występujące jeszcze, po zmianie rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze, przekroczenia obciążalności długotrwałej oraz podziału rocznej uporządkowanej krzywej obciążenia na strefy czasowe. Moduły realizujące powyższe algorytmy są użyteczne nie tylko w analizie nieciągłości zasilania.

Procedura ZRO wchodzi w skład modułu ERO uwzględniającego zdolność przesyłową sieci, wykorzystywanego do rozdziału na węzły wytwórcze zmieniającego się obciążenia w poszczególnych latach okresu analizy. Podział krzywej obciążenia na strefy czasowe jest wykorzystywany również do określania kosztu strat sieciowych (wartości strat energii i jednostkowego kosztu energii w poszczególnych strefach) bez posługiwania się, budzącym duże wątpliwości, czasem maksymalnych strat.

Istotność wprowadzonych powyższych udoskonaleń do systemu ROZWÓJ dla wyników optymalizacji strategii rozwoju sieci będzie możliwa do oceny dopiero po wykonaniu realizowanych obecnie prac [16, 17, 18, 19]. Wyniki przedstawione w niniejszym artykule świadczą już o tym, że ocena nieciągłości zasilania ograniczająca się jedynie do części strukturalnej nie może być uznana za wystarczającą. Należy podkreślić, że zaprezentowane wyniki zostały uzyskane dla istniejącego układu sieciowego, którego zdolność przesyłowa jest stosunkowo dobra. Podczas analizy efektywności ekonomicznej rozbudowy układu sieciowego w latach następnych, w których istniejąca zdolność przesyłowa będzie się wyczerpywać, ocena nieciągłości zasilania uwzględniająca zdolność przesyłową sieci będzie miała dużo większe znaczenie.

Wprowadzenie do systemu ROZWÓJ przedstawionych w niniejszym artykule modułów nie kończy prac w tym zakresie. Do zauważonych już problemów wymagających szybkiego rozwiązania można zaliczyć znaczące zwiększenie czasu obliczeń komputerowych mimo ograniczenia się do analizy tylko stanów $n-1$ w czterech strefach czasowych. Z problemów metodycznych można wymienić wykorzystywanie węzła bilansującego do zmiany wytwarzania mocy wynikającej z odciążania sieci, mogące prowadzić w niektórych przypadkach do zmniejszenia efektywności odciążania sieci. Znaczenie systemu komputerowego ROZWÓJ jako narzędzia planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV jest coraz większe i to gwarantuje prowadzenie dalszych prac metodycznych i udoskalających jego wartości użytkowe.

LITERATURA

1. Buchta F., Kocot H.: System mikrokomputerowy ROZWÓJ jako narzędzie planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Materiały konferencji "Aktualne problemy w elektroenergetyce". Gliwice-Kozubnik 1993.
2. Buchta F., Kocot H.: Miejsce systemu komputerowego ROZWÓJ w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Elektryka z. 137, 1994.
3. Buchta F., Lubicki W.: Zakres prognozy zapotrzebowania mocy i energii elektrycznej dla potrzeb planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Materiały sympozjum "Prognozowanie w elektroenergetyce". Częstochowa 1994.
4. Buchta F., Lubicki W., Turczak R.: Racjonalizacja kosztu rozwoju sieci na przykładzie Zakładu Energetycznego Opole SA. Materiały konferencji "Rynek Energii Elektrycznej: Systemy Rozliczeń i Taryfy", Kazimierz Dolny 1995.
5. Buchta F., Lubicki W.: Ostatnio wprowadzone zmiany do systemu komputerowego ROZWÓJ. Materiały konferencji "Optymalizacja w elektroenergetyce" (OPE'95), Jachranka 1995.
6. Chodakowska S., Kołakowski T., Buchta F.: Analiza przewidywanego rozwoju sieci 110 kV na obszarze Zakładu Energetycznego Opole. Energetyka nr 11, 1992.
7. Praca zbiorowa: Analiza wyboru układu stacji 220/110 kV Blachownia (po awarii zaistniałej w dniu 20.09.1991r.). Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1991 (praca nie publikowana).

8. Praca zbiorowa: Koncepcja metodyczna programu mikrokomputerowego ROZWÓJ. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1992 (praca nie publikowana).
9. Praca zbiorowa: Analiza techniczno - ekonomiczna wariantów rozwoju sieci 110 kV na wybranych obszarach Zakładu Energetycznego Opole. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1992 (praca nie publikowana).
10. Praca zbiorowa: Studium rozbudowy polskich sieci elektroenergetycznych. Raport końcowy. Electricite de France, lipiec 1993 (praca nie publikowana, dostępna w PSE SA Katowice).
11. Praca zbiorowa: Optymalizacja rozwoju sieci przesyłowej na terenie Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice z uwzględnieniem sieci 110 kV. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1994 (praca nie publikowana).
12. Praca zbiorowa: Łączna optymalizacja rozwoju sieci przesyłowej na terenie Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice i sieci 110 kV na terenie Zakładu Energetycznego Opole SA. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1994 (praca nie publikowana).
13. Praca zbiorowa: Instrukcja użytkownika systemu komputerowego ROZWÓJ wersja 4.0. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1995 (praca nie publikowana).
14. Praca zbiorowa: Prognoza zapotrzebowania mocy i energii elektrycznej dla woj. katowickiego do 2020 r. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1995 (praca nie publikowana).
15. Praca zbiorowa: Raport z analizy techniczno-ekonomicznej warunków zasilania nowych pieców Huty Częstochowa. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice sierpień 1995 (praca nie publikowana).
16. Praca zbiorowa: Raport z wyprowadzenia mocy z Elektrowni Jaworzno II. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1995 (praca w toku, nie publikowana).
17. Praca zbiorowa: Optymalizacja rozwoju sieci przesyłowej OESP Katowice w okolicy Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1995 (praca w toku, praca nie publikowana).
18. Praca zbiorowa: Optymalizacja rozwoju sieci 110 kV Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA z uwzględnieniem sieci przesyłowej. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1995 (praca w toku, praca nie publikowana).
19. Praca zbiorowa: Optymalizacja rozwoju krajowej sieci przesyłowej jako podsystemu w docelowej sieci europejskiej. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1996 (projekt zamawiany KBN - praca w toku).

Recenzent: Doc. dr inż. Stefan Sobieszczański

Wpłynęło do Redakcji dnia 15 czerwca 1995 r.

Abstract

Currently one of the main problems of the Polish Power Sector is to prepare and to conduct within a relatively short period a huge program of modernisation and investments. Irremissible condition for the realisation of that task is preparation and continuous updating of the integrated development programme.

Essential element of the programme is joint development planning of the transmission network (220 and 400 kV) and 110 kV network at the whole country scale. It ought to be noticed that in Poland 110 kV network operates as a closed one and parallel to the transmission network.

For some years under the contact with the Polish Power Grid Co. (PPGC), in the Institute of the Power Systems and Control of the Silesian Technical University in co-operation with several other research centres the works are being conducted connected with the creating the tool for joint development planning of the transmission and 110 kV grids - ROZWÓJ computer system. A methodological concept of the system is described in details in [8], in general it is presented in [1, 2, 3, 4, 5, 6] and operation manual of the system containing the newest changes is presented in [13].

An optimisation criterion realised in ROZWÓJ system is expressed by formula (1) in which:

- K - optimal grid development costs (discounted for the one year before first year of analysis),
- $K_i(t)$ - investment cost of objects commissioned in t year,
- $K_o(t)$ - operation fixed costs per year,
- $K_v(t)$ - operation variable costs per year.
- $K_{ERO}(t)$ - costs of abandoning of generation in power plant designated for the energy generation according to the economic load sharing,
- $K_n(t)$ - costs of the supply non-continuity per year,
- $K_d(t)$ - costs of the object dismantling in t year,
- $W(N)$ - investment value of the object in last year of the analysis,
- N - analysis period,
- t - year of analysis.

The optimisation task expressed by formula (1) is defined by the grid development strategy, which gives in analysed period minimum costs of grid development, meeting all given technical restrictions. Under the development strategy one understands changes in grid system in particular years of the analysis. Technical restriction comprises:

- durable load abilities and short-circuit strengths of grid elements,
- admissible voltage levels in nodes of the transmission and 110 kV grids,
- required level of the supply reliability; the $n - 1$ rule, indices of the supply non-continuity,
- required reserve of the local stability.

ROZWÓJ computer system currently is being implemented in Development Section of the PPGC - Katowice Branch. With its aid several optimisation analysis of the existing real networks have been conducted.

In the paper is briefly described the method, realised in recently introduced new modules - economic load sharing and grid unloading modules. A way of determining of the operation variable costs for particular zones of the year loading curve of the power system, as well as supply non-continuity indices taking into consideration the transmission capacity of the grid are presented.

Supply non-continuity indices for the particular grid nodes are calculated as sums of two elements; the first one expresses structural non-continuity and the second one takes into consideration influence of the limited transmission capacity of grid elements. These indices are calculated with the aid of formula (2). Load limitations in node w within the zone s caused by outage of the element j are achieved from task (4) solution.

Procedure operation of the economic load sharing and grid unloading is presented in an example of the analysis of five most dangerous single outages of the grid elements in the operating region of the PPGC - Katowice Branch for the load peak 1994/1995. The most dangerous outages means the ones, after which the greatest exceedings of the line durable load or transformer rated load occur. List of these exceedings presents table 1.

In table 2 operation results of the economic load sharing and grid unloading procedure are presented whereas table 3 shows the influence of taking into consideration transmission capacity of the grid on the supply non-continuity indices.