

Koszty wykorzystania elementów *SEE* w powiązaniu ze stanami pracy *SEE* – właściwości podejścia opartego na idei wpływu

Streszczenie. Po doświadczeniach w zmianach jakie zostały wprowadzone w innych gałęziach przemysłu tj. w sektorze komunikacyjnym, gazowym czy lotniczym zwrócono również uwagę na konieczność restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego w celu zapewnienia większej wydajności oraz zapobieżenie zbytniemu wzrostowi cen energii elektrycznej. Sytuacja taka przekłada się również na stosowane metody oraz podejścia w rozliczeniach za wykorzystanie elementów systemu elektroenergetycznego.

Abstract. Following the experiences with the changes that were introduced in other industries, ie. communication, gas or aviation sector, attention has also been paid to the need of restructuring electricity sector in order to ensure greater efficiency and lower energy costs prices. That situation also translates into the methods and approaches applied in the settlements of accounts for the use of power system elements. (**Costs of the use of electric power system elements in relation to the power system working states – characteristics of the approach based on the idea of influence**).

Słowa kluczowe: metoda znaczka pocztowego, metoda MW-mile, system przesyłowy.

Keywords: postage stamp method, MW-mile method, transmission power system.

Wstęp

Od kilkudziesięciu lat na całym świecie przemysł elektroenergetyczny ulegał procesom przemian jakie zaszły w sektorze (demopolizacja, „deregulacja”, wprowadzenie wolnej konkurencji oraz dostęp stron trzecich). Po doświadczeniach w przeobrażeniach jakie zostały wprowadzone w innych gałęziach przemysłu np. w sektorze komunikacyjnym, gazowym czy lotniczym zwrócono też uwagę na konieczność restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego w celu zapewnienia większej wydajności oraz obniżenia tempa wzrostu cen energii elektrycznej. Trwająca przez dziesięciolecia rządowa ochrona i regulacja sektora elektroenergetycznego oraz stosowane narzędzia do jego zarządzania zostały skrytykowane jako nieefektywne oraz uznane za monopolistyczne [14].

W wyniku restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego zostały wyodrębnione cztery gałęzie: wytwarzanie, przesył, dystrybucja oraz obrót energią elektryczną. Dalsze współdziałanie pomiędzy tymi wydziałowymi podsektorami powinno odbywać się na zasadach czysto komercyjnych z uwzględnieniem zarówno praw technicznych jak i praw natury ekonomicznej [19].

Sens tych przemian oznacza konieczność pełnego otwarcia systemu jako *SEE* w pełni otwartego i dostępnego dla podmiotów konkurencyjnych. Poprzez systemową konkurencję – generalnie – można osiągać cele strategiczne i bieżące oraz zapewnić wysoką jakość energii elektrycznej i świadczonych usług.

Podejście związane ze sposobem w jaki należy ustalać opłaty związane z przesyłem energii elektrycznej powinno spełniać dobrze przemyślane warunki. Powinno charakteryzować się: podnoszeniem wydajności ekonomicznej, zwiężłością i przejrzystością, odzyskiwaniem całkowitej rekompensaty za prowadzone usługi przesyłowe i dystrybucyjne dla właścicieli majątku sieciowego, całkowitym zwrotem zainwestowanych nakładów finansowych, utrzymaniu właściwej niezawodności sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, niezawodnością działania *SEE*, sprawiedliwą (przejrzystą) alokacją kosztów przesyłowych i dystrybucyjnych wśród wszystkich użytkowników biorących udział w transakcjach, uczciwością i akceptacją przyjętych rozwiązań – z punktu widzenia – uczestników usług przesyłowych i dystrybucyjnych, a także niezależność wytwórców i konsumentów.

Istnieje wiele różnych metod na przykład do kształtowania opłat przesyłowych, a także podejść

(stworzonych na ich podstawie). W większości z nich głównymi (podstawowymi) wielkościami pomiarowymi w oparciu o które dokonuje się kalkulacji (np. wspomnianych opłat przesyłowych) jest poziom wykorzystywania zdolności przesyłowych urządzeń oraz jednostkowe koszty przypisane tym zdolnościom przesyłowym.

Opłaty przesyłowe – generalnie – mogą być kalkulowane według następujących metod: kosztów wbudowanych (*Embedded Cost*) [9], [10], kosztów przyrostowych (dodatkowych) (*Incremental Cost*), kosztów krańcowych (*Marginal Cost*) [17], [18] – (kosztów przyrostowych związanych z ostatnim – przy planowaniu stanów pracy – wziętym do pracy urządzeniem).

Z pośród wyżej wymienionych metod – metody oparte na kosztach wbudowanych (*Embedded Cost Method*) stanowią grupę najczęściej wybieranych i stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne na całym świecie. Do grupy tej należą następujące podejścia: metoda znaczka pocztowego – *Postage Stamp Method*, metoda ścieżki kontraktu – *Contract Path Method* oraz różne odmiany i podejścia metody MW-mile – *MW-mile Method*.

Metody te charakteryzują się wieloma zaletami takimi jak: łatwość praktycznego zastosowania, transparentność, łatwość pozyskania pomiarów oraz możliwość zapewnienia adekwatnego pokrycia finansowego za korzystanie z poszczególnych części systemu przesyłowego.

Jednak pomimo posiadanych zalet metody te mają również liczne wady do których można zaliczyć brak możliwości odzwierciedlenia stopnia wykorzystania elementów systemu oraz nie zapewniania efektywnych (przejrzystych) możliwości lokowania kapitału na rozwój w miejscach w których występują „wąskie gardła” zdolności przesyłowych [19].

W metodach opartych na kosztach wbudowanych system przesyłowy traktowany jest jako jeden zintegrowany obiekt, a wszystkie koszty jakie muszą zostać odzyskane z tytułu jego funkcjonowania rozkładane są na wszystkich użytkowników.

Oprócz metod wymienionych wyżej istnieje wiele innych technik do alokacji kosztów tego typu w których uwzględnia się rzeczywiste działanie systemu przesyłowego i kalkulacje ilościowego wykorzystania gałęzi przesyłowych. Są to m.in.: metoda udziałów marginalnych (krańcowych) (*Marginal Participation MP*) [17] – idea metody ma zastosowanie w podejściach opartych również na innych metodach, metoda śledzenia przepływów mocy [3] [20], klasyczna metoda współczynników dystrybucji [18], metody gier

kooperatywnych (*Cooperative Games Methods*) [11], metoda macierzy impedancyjnej węzłowej (*Z-bus*) [4] [5], metoda odpowiednika wymian dwustronnych (*Equivalent Bilateral Exchanges – EBEs*) [6].

Obecnie na świecie w rozliczeniach za wykorzystanie elementów SEE najczęściej stosowane są różne odmiany i modyfikacje cen (kosztów) brane w ujęciu marginalnym, co często prowadzi do sygnalizowanych w literaturze komplikacji.

W warunkach idealnej konkurencji ceny (koszty) jednostkowe mają tendencję do zbliżania się do cen (kosztów) marginalnych. Konkurencja na rynkach energii elektrycznej nie jest idealna, stosuje się więc różne modyfikacje, które zbliżają sposób postępowania oparty na *wpływie* do sposobu postępowania opartego na idei *udziału*. Można zatem powiedzieć, że realne formy funkcjonowania rynków energii elektrycznej pozwalają przypisywać określone koszty dobrom, usługom (tutaj np. energii elektrycznej (czy jej składnika w postaci kosztów wykorzystania elementów systemu)), lecz w tym przypadku, z racji olbrzymiej złożoności technicznej systemu, połączonej z organizacją rynku nastawioną na obsłużenie potrzeb natury głównie pierwszoplanowej, raczej ukrywają szczegóły naturalnych składników kosztów, niż je wyświetlają. Może to powiększać stopień niepewności i fluktuacje cen/kosztów ponad usprawiedliwioną potrzebę (a w warunkach złożonych struktur własnościowych proste rozwiązania mogą być trudne do przyjęcia).

Można zastosować klasyczne podejście analizy wpływu (czyli podejście przyrostowe), używając odpowiednich macierzy Jacobiego, które stanowią podstawę macierzy wrażliwości. Mały przyrost mocy (np. pobieranej) wywołuje swoiste (w sensie skali) mikroprzepływy (przepływy niewielkomocowe) w gałęziach sieci, zmienia straty mocy i stopień wykorzystania elementów sieci, więc może służyć za *sygnał próbkujący* wielkość i rozległość reakcji (w sensie stopnia wykorzystania) sieci. Stopień reakcji można przełożyć na składnik kosztów, a otrzymywane w ten sposób koszty, związane z marginalnymi, mogą stanowić silny sygnał natury ekonomicznej dla uczestników rynku energii elektrycznej, właścicieli infrastruktury sieciowej czy nawet potencjalnych inwestorów.

Wadą takiego podejścia jest to, iż nieliniowość opisu stanów pracy systemu elektroenergetycznego powoduje, że tradycyjne podejście do określania relacji ekonomicznych z wykorzystaniem idei wpływu (co – jak wspomniano – od strony matematycznej wiąże się z podejściem przyrostowym) przekłada się na składniki kosztów związanych z marginalnymi. Otrzymywane zatem współczynniki wpływu stanowią wprawdzie silny sygnał natury ekonomicznej dla uczestników rynku energii elektrycznej, lecz suma tych składników najczęściej nie pokrywa się z oczekiwaniami addytywności w tym zakresie. Dlatego składniki te poddaje się procesom skalowania albo traktuje jako dodatkowy zysk, albo znajduje się dla tej nieaddytywności inne wytłumaczenie. Czyli deprecjonuje znaczenie transparentności.

Większość metod do wyznaczania strumieni przepływów pieniężnych (rat kapitałowych) za wykorzystanie elementów SEE dotyczy przypadków zbiorczego potraktowania gałęzi/stacji. W przypadku złożonej struktury własnościowej metody te nie sprawdzają się.

W części nowszych metod można wyznaczać koszty stałe w ujęciu: na gałąź z uwzględnieniem pól liniowych w stacjach oraz na stację elektroenergetyczną stanowiącą część wspólną z której korzystają wszystkie odbiory, *rozbite* na stopień obciążenia godziny.

Koszty stałe wyznacza się najczęściej w trybie *ex-post* gdyż wtedy znamy wszystkich „udziałowców” w zajmowaniu przekrojów przesyłowych. Pozwala to uzyskiwać zwrot tej opłaty stałej praktycznie pokrywający oczekiwaną wysokość rat kapitałowych. W tym ujęciu gałęzie *nie konkurują*.

W części metod bardziej szczegółowego wyznaczania kosztów stałych rozróżnia się oddzielne podejścia do podstawowej części przekroju (zajętej przez przesył) oraz osobno do części stanowiącej zapas przepustowości. Część ta gra rolę w stanach nieustalonych (zakłóceń). Z uwagi na trudności w szacowaniu kosztów stałych z tego tytułu będzie to w prezentowanym w dalszej części artykułu przykładzie potraktowane w sposób bardzo uproszczony – wszystkie podmioty „łożą” na zapas przepustowości akceptując metodę znaczka pocztowego dla tej części przepustowości.

Skoncentrujemy się na kilku wybranych metodach.

Metoda znaczka pocztowego – *Postage Stamp Method*

Jedną z metod stosowaną do alokacji kosztów stałych sieci jest metoda *znaczka pocztowego – Postage Stamp Method*. Czynnikiem decydującym o wysokości opłaty, kalkulowanej według tej metody, jest „mocowy” stopień zaangażowania węzła w wykorzystanie sieci przesyłowej, określany jest on zwykle w szczycie obciążenia sieci (bez współczynnika jednoczesności wystąpienia obciążenia) lub jest wielkością maksymalną mocy węzła, jaka występuje w danym okresie rozliczeniowym.

Za przesył przez sieć określonej ilości energii elektrycznej pobierana jest stała opłata za jej jednostkę (MW, MWh) niezależnie od odległości i poziomu napięcia. Zatem jednostkowy koszt przesyłu ma taką samą wartość niezależnie od miejsca dokąd energia jest w sieci dostarczana czy skąd z sieci jest pobierana, a wysokość tego kosztu jest wprost proporcjonalna do mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej.

W metodzie tej koszt C_{di}^t w ramach transakcji t jest obliczany według zależności (1).

$$(1) \quad C_{di}^t = C_S \frac{P_{di}^t}{P_D}$$

(Przyjmuje się, że każdy odbiór pobierający energię w danym roku jest uwzględniany w powyższym wzorze).

Głównym powodem stosowania tej metody jest jej prostota w powiązaniu z postrzeganiem całości systemu jako zintegrowanego i obsługiwanego centralnie. Jednak w metodzie tej dokonuje się uśrednianie kosztów przesyłu, a uproszczenia jakie są w niej stosowane powodują, że nie jest brany pod uwagę bieżący stan pracy sieci wobec czego istnieje silne prawdopodobieństwo do wysyłania zdeformowanych – z punktu widzenia ekonomicznego – sygnałów do użytkowników korzystających z SEE. Działania takie nie stanowią zachęty dla poszczególnych użytkowników. Jedynie Operatorzy Systemów Przesyłowych dążą, lub powinni dążyć, do efektywnego wykorzystania sieci przesyłowej.

Metoda znaczka pocztowego pomimo swojej skuteczności i odzyskiwania w całości kosztów stałych funkcjonowania systemu powoduje, że w wyniku jej działania trudno jest odzwierciedlić zaangażowanie użytkowników w aktualne wykorzystanie systemu, co z kolei powoduje, że opłata za przesyły (transakcje), które powodują w systemie elektroenergetycznym przeciążenia (*zatlaczenia*) jest taka sama jak w przypadku braku ograniczeń.

Może to nieść ze sobą niewłaściwe rozliczanie kosztów pomiędzy poszczególnymi obiektami (tzw. *cross subsidy*), polegające na tym, że koszty powstające w jednych

miejscach są zawyżone, a w innych zaniżone w stosunku do przypisania kosztów na podstawie bardziej szczegółowo przeprowadzonych analiz. Działanie takie przekłada się na użytkowników korzystających z sieci przesyłowych powodując wzajemne subsydiowanie, wzbudzając wątpliwości co do stopnia transparentności metody [15], [16].

W metodzie tej transakcje w których źródła i odbiory zlokalizowane są blisko siebie (przez co powodują niewielkie wykorzystanie systemu) mogą brać udział i dotować transakcje w których system wykorzystywany jest w stopniu znacznym.

Metoda ta nie stwarza zachęt np. do instalowania nowych źródeł w obszarach ze zwiększonym zużyciem energii.

Podstawową zaletą metody jest bardzo prosty sposób nakładania opłat wobec czego metoda ta jest często stosowana przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne.

Metoda MW – mile oparta na przyrostach mocy

W metodzie tej wyznaczanie udziałów poszczególnych węzłów (z odbiorami i generacjami) w przepływach gałęziowych realizowane jest poprzez wykorzystanie zmian w przepływach gałęziowych wywołanych zmianami mocy w węzłach. Podejście to w sposób bardziej przejrzysty odzwierciedla aktualne (rzeczywiste) użycie systemu przesyłowego. Według tej metody opłaty za przesył określonej ilości mocy (energii elektrycznej) przypisywane są do poszczególnych użytkowników systemu w oparciu o stopień wykorzystania przez nich urządzeń przesyłowych systemu. Następnie opłaty te są sumowane po wszystkich urządzeniach przesyłowych w celu określenia opłaty całkowitej.

W metodzie tej wykorzystuje się najczęściej *stałoprądowe* rozprawy mocy. Natomiast opłaty stałe z tytułu korzystania z infrastruktury sieciowej kalkulowane i przydzielane są do poszczególnych użytkowników sieci w oparciu o wielkość mocy danej transakcji oraz odległość pomiędzy punktem wprowadzenia mocy do sieci, a punktem jej odbioru. Podejście takie odzwierciedla stopień zaangażowania użytkowników korzystających z sieci w wykorzystanie poszczególnych urządzeń sieciowych. Metoda ta zapewnia całkowite odzyskanie kosztów poniesionych na infrastrukturę systemu oraz odzwierciedla w pewnym stopniu zakres korzystania z systemu przesyłowego.

W przeciwieństwie do metody znaczka pocztowego metoda MW–mile oparta na przyrostach mocy bierze pod uwagę zmiany spowodowane przepływami we wszystkich liniach przesyłowych OSP oraz długości linii w kilometrach (milach).

Wyznaczanie opłaty stałej na podstawie przepływu gałęziowego (bez podziału na zajętą część przepustowości i część zapasową (rezerwową) dla indywidualnego użytkownika, C_{di}^t w ramach transakcji t odbywa się według poniższej zależności 2:

$$(2) \quad C_{di}^t = \sum_{l=1}^M \frac{L_l F_l P_l^t}{P_l}$$

Natomiast z zależności 3 (poniżej) korzystamy w przypadku wyznaczania opłaty stałej oddzielnie dla zajętej części przepustowości (pierwszy człon równania) i dla części zapasowej (drugi człon równania).

$$(3) \quad C_{di}^t = \sum_{l=1}^M \frac{L_l F_l P_l^t}{P_l^c} + \frac{\Delta C_s P_{di}^t}{P_D}$$

Z uwagi na możliwość wystąpienia zmian w przepływach gałęziowych, których powodem nie musi być jedynie zmiana wartości mocy ale również zmiana kierunku jej przepływu (zwrotu) występują trzy alternatywne podejścia w kalkulowaniu opłat przesyłowych w zależności od kierunku przepływu mocy (zgodnie z przepływem mocy) w gałęziach sieci.

Tylko dodatnia zmiana MW–mile

Wszystkie przypadki ujemnych wartości składowych przepływów mocy P_l^t w gałęziach są pomijane. Ten sposób podejścia stosowany jest przy założeniu w którym narzucony jest tylko jeden kierunek przepływu mocy na podstawie którego kalkulowane są opłaty za wykorzystanie elementów systemu. Jednakże rozwiązanie to znajduje zastosowanie w określaniu opłat, odpowiadającym kosztom funkcjonowania sieci. Stan ten ma miejsce przy rozliczaniu opłat szczególnie na granicy obszarów lub stref.

Uwzględnienie także ujemnych zmian MW–mile

Uwzględnienie kierunków przepływów gałęziowych odwzorowuje zmienność warunków pracy sieci, a następnie ich wpływ na wysokość opłat. Bierzemy udział w wynikowym przepływie mocy, jeśli udział jest przeciwny (ze zwrotem odwrotnym) to odbiór go wywołujący może otrzymać nawet zwrot opłaty stałej, ale wszystkie udziały są traktowane z użyciem sumowania algebraicznego (większość odbiorów będzie jednak *łożyć* na tę ratę kapitałową).

Powodem takiego stanu rzeczy jest fakt, że przepływy mocy w kierunku przeciwnym niż moc płynąca zmniejszają obciążenie gałęzi oraz ew. stopień jej *zatłoczenia* [7], [15].

Wartości bezwzględne dodatnich i ujemnych zmian MW–mile

W podejściu tym do obliczeń brane są pod uwagę bezwzględne zmiany wartości przepływów mocy P_l^t w gałęziach, czego skutkiem są jedynie dodatnie opłaty. Ideą tego sposobu jest założenie, że sieć jest wykorzystywana niezależnie od kierunku przepływu, wobec czego przyrosty przepływów gałęziowych są sumowane jako wartości bezwzględne niezależnie od znaku. W ten sposób podwyższa się (lub tylko zwiększa liczbę) elementarnych wpłat.

Każde z przedstawionych podejść metody MW-mile posiada swoje niedoskonałości wynikające z różnego sposobu traktowania użytkowników korzystających z sieci oraz właścicieli urządzeń przesyłowych.

Podejście w którym pod uwagę brane są bezwzględne wartości dodatnich i ujemnych zmian MW-mile preferuje właścicieli urządzeń przesyłowych, natomiast w podejściu w którym uwzględniana jest ujemna zmiana MW-mile w pozycji bardziej uprzywilejowanej znajdują się użytkownicy sieci powodujący przepływy ujemne.

Podejście wykorzystujące wartość bezwzględną przepływów mocy zwiększa liczbę wpłat. Użytkownicy korzystający z sieci muszą wносить opłaty za każdy składowy przepływ mocy jaki powodują w sieci.

Podejście tylko z dodatnią zmianą MW-mile może być uważane za *hybrydę* podejścia uwzględniającego ujemne zmiany MW-mile i podejścia wykorzystującego wartości bezwzględne dodatnich i ujemnych zmian MW-mile. W podejściu tym jednak ani użytkownicy sieci ani właściciele urządzeń przesyłowych nie otrzymują zapłaty z tytułu *ujemnych przepływów*, co oznacza, że użytkownicy powodujący *ujemne przepływy* nie otrzymują korzyści jak w przypadku podejścia uwzględniającego również ujemne zmiany MW-mile. Podejście to wydaje się nie być korzystne ani dla właścicieli urządzeń przesyłowych ani dla użytkowników korzystających z sieci, jednak w

rzeczywistości korzystają i jedni i drudzy ponieważ użytkownicy sieci powodujący przepływy ujemne nie muszą płacić jak w podejściu z wartością bezwzględną przepływów, z kolei właściciele urządzeń przesyłowych nie muszą płacić użytkownikom powodującym przepływy ujemne jak w podejściu uwzględniającym ujemne zmiany MW-mile.

Dla potrzeb niniejszego artykułu obliczenia wykonano dla podejścia tylko z dodatnią zmianą MW-mile jako wydającego się najbardziej kompromisowym oraz dla porównania podejścia uwzględniającego również ujemne zmiany MW-mile. Natomiast trzeba zauważyć, że generalnie istnieje dowolność, co do wyboru metody i stosowanych podejść.

Z uwagi na nieliniowość opisu można natknąć się na nie sumowanie się „nachyleń” należności – mnożonych przez wolumen przesyłu – do pełnej sumy należności stricte.

Przyjęto, że „wpływy” (mnożone przez wolumen przesyłu) – związane z nachyleniem należności – składają się na pełną należność (co w specyficzny sposób zaznacza rolę udziału).

Zakłada się, że wszyscy odbiorcy dołączeni są do sieci na stałe, zawsze pobierają moc (energię) więc płacą ratę kapitałową (w zł/MWh) mnożoną przez wolumen pobranej mocy (energii).

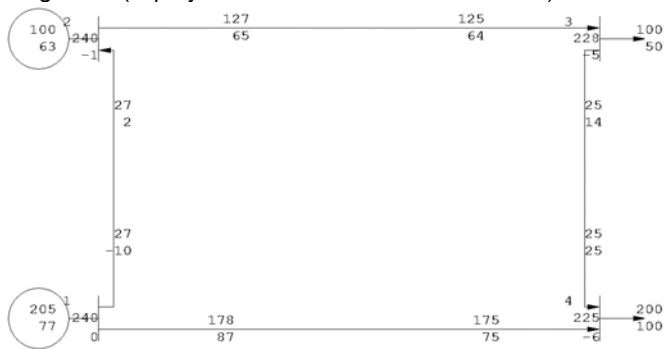
Dalsza część artykułu zawiera przykład obliczeniowy w którym wyznaczone zostały koszty wykorzystania elementów SEE (przykład testowy – rysunek 1) w oparciu o ideę wpływu przy wykorzystaniu analizy wrażliwości oraz opisanych wyżej metod: MW-mile i znaczka pocztowego.

Ze względu na prostotę przykładu w obliczeniach zostały przyjęte trzy charakterystyczne poziomy obciążenia (okresy zimowy, wiosenno-jesienny i letni) – tak samo można wyznaczyć koszty stałe w ujęciu np. na godzinę, 15 minut lub inny przedział czasu.

Pominięte zostały w obliczeniach współczynniki dyskontowe – określające zmianę wartości pieniądza w czasie.

Przykład 4x4n

Poniżej na (rysunku 1) przedstawiono prosty układ przesyłowy o nazwie 4x4n składający się z czterech węzłów z których dwa stanowią węzły generatorowe (1 i 2) oraz dwa – węzły odbiorcze (3 i 4). Węzły połączone są napowietrznymi liniami przesyłowymi o napięciu 220 kV i długości L (w przykładzie każda linia ma $L = 84$ km).



Rys. 1. Schemat prostego układu przesyłowego 4x4n w normalnym stanie pracy z mocami węzłowymi stanowiącymi 100% obciążenia - okres zimowy

Dla takiego układu zostaną wyznaczone przepływy finansowe (koszty) z tytułu wykorzystania majątku sieciowego, przyjmijmy, że gałęzi (linii, transformatorów) przez użytkowników systemu. W przykładzie założono, że tylko odbiory będą pokrywać koszty wykorzystania elementów systemu, zatem z węzłów pobierających moce P_{d3} i P_{d4} (węzły odbiorcze) do właścicieli gałęzi będą płynąć

strumienie pieniężne. Wielkości strumieni wyznaczone zostaną w oparciu o ideę wpływu (podejście przyrostowe) poprzez wykorzystanie odpowiednich macierzy wrażliwości oraz metodę MW-mile i metodę znaczka pocztowego.

Koszty wykorzystania majątku sieciowego wyznaczone zostaną w trzech wariantach. Wariant 1 – w którym całkowite koszty wykorzystania elementów systemu będą podzielone na odbiorców w stosunku do mocy odbieranej – kalkulacja przy wykorzystaniu macierzy wrażliwości i metody MW-mile, podejście tylko z dodatnią zmianą MW-mile.

Natomiast w wariantach 2 i 3 – koszty wykorzystania elementów systemu przesyłowego będą wynikały z dwóch składników: pierwszej wynikającej z przepływów mocy i aktualnie zajętej części przepustowości gałęzi wyznaczonej jak dla wariantu 1 oraz drugiej odzwierciedlającej niewykorzystaną (rezerwową) część przepustowości gałęzi, której koszt będzie kalkulowany i przypisywany do odbiorców według metody znaczka pocztowego. Różnica pomiędzy wariantem 2 i 3 będzie wynikała z zastosowanego podejścia MW-mile. Wariant 2 podejście tylko z dodatnią zmianą MW-mile, wariant 3 – podejście uwzględniające również ujemne zmiany MW-mile.

Dla potrzeb przykładu przyjęto, że koszt inwestycyjny budowy napowietrznej linii przesyłowej o napięciu 220 kV można oszacować na poziomie 750 tys. zł/km.

Uwzględniając długość linii przesyłowej (84 km każda) koszt inwestycyjny każdej z linii wyniesie 63 mln zł.

Rozpatrując godzinowe koszty wykorzystania majątku sieciowego można przyjąć, że w ciągu roku wykorzystanie elementów systemu wynosi 8760 h. Z uwagi na występującą w ciągu roku zmienność obciążeń dla uproszczenia (na potrzeby przykładu) można rozpatrzeć trzy okresy: zimowy, wiosenno-jesienny i letni, którym można przyporządkować odpowiednio godzinowe wykorzystanie majątku sieciowego: okres zimowy - przyjęto 2190 h, okres wiosenno-jesienny - 4380 h oraz okres letni - 2190 h.

Z uwagi na fakt, że maksymalne obciążenie systemu (zazwyczaj) występuje w szczycie zimowym przyjmujemy, że 100% obciążenia systemu (dla mocy generowanych i odbieranych) odpowiada okresowi zimowemu. Dla kolejnych okresów można przyjąć odpowiednio: dla okresu wiosenno-jesiennego (w przybliżeniu) 80%, a dla okresu letniego 60% (w przybliżeniu) obciążenia szczytowego systemu.

Przyjmując 40 - letni okres eksploatacji linii oraz powyższe założenia otrzymujemy, że zgłaszany (oczekiwany) koszt godzinowy za wykorzystanie każdej z gałęzi dla układu jak na rysunku 1 w całym okresie wynosi 179,8 zł/h (przyjęto stały koszt na godzinę, dla uproszczenia rachunkowego pominięto też współczynniki sprowadzające koszty np. do roku początkowego (pominięto współczynniki dyskontowe) - nie ma przeszkód w uwzględnieniu innych ustaleń w tym względzie).

Ważnego znaczenia w obliczeniach nabiera macierz wrażliwości S_{WD}^P obrazująca współczynniki przyrostów mocy czynnych gałęziowych wywołanych przyrostami mocy odbieranych (np. dla poszczególnych transakcji). Macierze S_{WD}^P dla poszczególnych okresów roku przedstawiają się następująco:

– okres zimowy, 100% obciążenia,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{12} \\ \Delta P_{23} \\ \Delta P_{34} \\ \Delta P_{41} \\ \Delta P_{21} \\ \Delta P_{32} \\ \Delta P_{43} \\ \Delta P_{14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0.765 & 0.526 & 0.262 \\ 0 & -0.238 & 0.524 & 0.261 \\ 0 & -0.233 & -0.487 & 0.255 \\ 0 & -0.232 & -0.485 & -0.746 \\ 0 & -0.762 & -0.524 & -0.261 \\ 0 & 0.233 & -0.512 & -0.255 \\ 0 & 0.232 & 0.485 & -0.254 \\ 0 & 0.239 & 0.500 & 0.769 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 100 \\ 200 \end{bmatrix}$$

– okres wiosenno – jesienny, 80% obciążenia,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{12} \\ \Delta P_{23} \\ \Delta P_{34} \\ \Delta P_{41} \\ \Delta P_{21} \\ \Delta P_{32} \\ \Delta P_{43} \\ \Delta P_{14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0.761 & 0.512 & 0.259 \\ 0 & -0.241 & 0.518 & 0.258 \\ 0 & -0.237 & -0.491 & 0.254 \\ 0 & -0.237 & -0.489 & -0.747 \\ 0 & -0.759 & -0.518 & -0.258 \\ 0 & 0.237 & -0.509 & -0.254 \\ 0 & 0.237 & 0.489 & -0.253 \\ 0 & 0.242 & 0.501 & 0.765 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 80 \\ 160 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

– okres letni, 60% obciążenia,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{12} \\ \Delta P_{23} \\ \Delta P_{34} \\ \Delta P_{41} \\ \Delta P_{21} \\ \Delta P_{32} \\ \Delta P_{43} \\ \Delta P_{14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0.758 & 0.514 & 0.257 \\ 0 & -0.244 & 0.512 & 0.256 \\ 0 & -0.241 & -0.494 & 0.253 \\ 0 & -0.240 & -0.493 & -0.748 \\ 0 & -0.756 & -0.512 & -0.256 \\ 0 & 0.241 & -0.506 & -0.253 \\ 0 & 0.240 & 0.493 & -0.252 \\ 0 & 0.245 & 0.501 & 0.761 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 60 \\ 120 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Podstawowego znaczenia nabierają trzecia i czwarta kolumna, gdyż w tych węzłach znajdują się odbiory.

Skorzystamy z macierzy wrażliwości. W stanie bazowym mamy:

$$(4) \quad P_G^o = \sum_{i \in G} P_{gi}^o, \quad P_D^o = \sum_{i \in N} P_{di}^o$$

$$(5) \quad P_G^o = P_{g1}^o + \sum_{\substack{i \in G \\ i \neq 1}} P_{gi}^o$$

Dla funkcjonowania rynku energii przyjmijmy, że stosowany jest tryb aukcyjny. Przyjmijmy także, że wzrost mocy odbieranej P_D pokrywany jest przez wzrost mocy w węzłach $i \in G$ w stopniu proporcjonalnym do generacji w stanie bazowym P_G^o .

Przyjmijmy również, że:

$$(6) \quad P_G^o \approx (1 + \xi^o) \cdot P_D^o \text{ oraz}$$

$$(7) \quad P_G^o + \sum_{i \in G} \Delta P_{gi} \approx (1 + \xi^o) \cdot \left(P_D^o + \sum_{i \in N} \Delta P_{di} \right)$$

Korzystając z macierzy wrażliwości – i ograniczając zbiór zmiennych sterujących tylko do mocy czynnych generowanych w węzłach $i \in G$ – mamy:

$$(8) \quad \Delta \mathbf{X} \approx \mathbf{S}_{XE} \cdot \Delta \mathbf{E} + \mathbf{S}_{XD} \cdot \Delta \mathbf{D}$$

Czyli

$$(9) \quad \begin{bmatrix} \Delta X \\ \Delta P_{g1} \\ \vdots \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} \mathbf{S}_{XE} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{g2} \\ \vdots \\ \Delta P_{gG} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{S}_{XD} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{d1} \\ \vdots \\ \Delta P_{dN} \end{bmatrix}$$

czyli około

$$(10) \quad \begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} \mathbf{w}_1^{XE} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{g2} \\ \vdots \\ \Delta P_{gG} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{w}_1^{XD} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{d1} \\ \vdots \\ \Delta P_{dN} \end{bmatrix}$$

Mamy również

$$(11) \quad \Delta \mathbf{W}^P \approx \mathbf{S}_{WE}^P \cdot \Delta \mathbf{E} + \mathbf{S}_{WD}^P \cdot \Delta \mathbf{D}$$

$$(12) \quad \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{W}^P \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} \mathbf{S}_{WE}^P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{g2} \\ \vdots \\ \Delta P_{gG} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{S}_{WD}^P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{d1} \\ \vdots \\ \Delta P_{dN} \end{bmatrix}$$

Powyższy zapis uwzględni orientację dodatnią i ujemną mocy gałęziowych czynnych (wg zwrotu mocy P_{ij}). Z przyjętego wcześniej uproszczenia wynika (w przybliżeniu), że przyrost generacji w węzle $i \in G$ związany z przyrostem mocy odbiorczych będzie następujący:

$$(13) \quad \Delta P_{gi} \approx \frac{P_{gi}^o + \Delta P_{gi}}{(1 + \delta^o) \cdot (P_D^o + \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D)} \cdot (1 + \delta^o) \cdot \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D$$

co można z kolei zapisać

$$(14) \quad \Delta P_{gi} \approx \frac{(P_{gi}^o + \Delta P_{gi}) \cdot (1 + \delta^o) \cdot \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D}{(1 + \delta^o) \cdot P_D^o + (1 + \delta^o) \cdot \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D}$$

lub

$$(15) \quad (P_{gi}^o + \Delta P_{gi}) \cdot (1 + \delta^o) \cdot \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D \approx (1 + \delta^o) \cdot (P_D^o + \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D) \cdot \Delta P_{gi}$$

lub

$$(16) \quad P_{gi}^o \cdot \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D + \Delta P_{gi} \cdot \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D \approx P_D^o \cdot \Delta P_{gi} + \Delta P_{gi} \cdot \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D$$

czyli

$$(17) \quad \Delta P_{gi} \approx \frac{P_{gi}^o}{P_D^o} \cdot \mathbf{1}_- \cdot \Delta \mathbf{P}_D$$

Wynikają z tego następujące wrażliwości w ujęciu węzły-węzły

$$(18) \quad \begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g2}^o / P_D^o \\ \vdots \\ P_{gG}^o / P_D^o \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{w}_1^{XD} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{d1} \\ \vdots \\ \Delta P_{dN} \end{bmatrix}$$

i w układzie gałęzie – węzły

$$(19) \quad \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{W}^P \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g2}^o / P_D^o \\ \vdots \\ P_{gG}^o / P_D^o \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{S}_{WD}^P \end{bmatrix} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{d1} \\ \vdots \\ \Delta P_{dN} \end{bmatrix}$$

Jest to wariant, kiedy udziały (przyrostów mocy w stosunku do mocy gałęziowych) w gałęziach mogą być „+” i/lub „-”. Przyjmuje się, że w każdej gałęzi płynie moc.

Zatem (w przybliżeniu) równanie godzinowego przepływu finansowego przyjmie postać

$$(20) \quad \mathbf{K}^{W^P} = \mathbf{k}_\backslash^{W^P} \tau_o^{W^P} \mathbf{W}_\backslash^{P^o-1} \Delta \mathbf{W}^P$$

Poniżej przedstawione zostały przepływy strumieni pieniężnych od odbiorców do właścicieli poszczególnych gałęzi dla układu przesyłowego jak na rysunku 1 w układzie całego roku dla wariantu 1 i 2. Ze względu na ograniczenia objętości artykułu dla wariantu 3 wyniki przedstawiono tylko w tabeli 1.

Dla wariantu 1 przepływy pieniężne zostały wyznaczone według zależności 2 tj. na podstawie przepływu gałęziowego (bez podziału na zajętą część przepustowości i część zapasową (rezerwową)). Natomiast dla wariantu 2 i 3 przepływy pieniężne wyznaczone przy użyciu zależności 3 oddzielnie dla zajętej części przepustowości i dla części zapasowej (rezerwowej).

Dla wariantu 1 mamy następujące strumienie przepływów pieniężnych

– 100% obciążenia – okres zimowy

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 373529P_{d3} + 20221P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 650\ 501 \\ K_{L23} &= 184894P_{d3} + 208856P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 924\ 499 \\ K_{L34} &= 0P_{d3} + 393750P_{d4} \\ K_{L41} &= 92078P_{d3} + 301672P_{d4} \end{aligned}$$

– 80% obciążenia – okres wiosenno-jesienny

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 755659P_{d3} + 31841P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 35\ 356 \\ K_{L23} &= 369220P_{d3} + 418280P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 3\ 114\ 644 \\ K_{L34} &= -1274528P_{d3} + 2062028P_{d4} \\ K_{L41} &= 185070P_{d3} + 602430P_{d4} \end{aligned}$$

– 60% obciążenia – okres letni

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 381947P_{d3} + 11803P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 15\ 059 \\ K_{L23} &= 184288P_{d3} + 209462P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 1\ 559\ 941 \\ K_{L34} &= -644101P_{d3} + 1037851P_{d4} \\ K_{L41} &= 92941P_{d3} + 300809P_{d4} \end{aligned}$$

oraz dla wariantu 2

– 100% obciążenia – okres zimowy

a. zajęta część przepustowości gałęzi (MW-mile)

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 29415P_{d3} + 1592P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 96\ 106 \\ K_{L23} &= 65486P_{d3} + 73972P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 297\ 634 \\ K_{L34} &= -44488P_{d3} + 72315P_{d4} \\ K_{L41} &= 45694P_{d3} + 149754P_{d4} \end{aligned}$$

b. część rezerwa przepustowości (znaczek pocztowy)

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 120914P_{d3} + 241828P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 393\ 753 \\ K_{L23} &= 84764P_{d3} + 169528P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 787\ 507 \\ K_{L34} &= 121974P_{d3} + 243949P_{d4} \\ K_{L41} &= 66101P_{d3} + 132201P_{d4} \end{aligned}$$

– 80% obciążenia – okres wiosenno-jesienny

a. zajęta część przepustowości gałęzi (MW-mile)

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 58196P_{d3} + 2452P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 191\ 073 \\ K_{L23} &= 130995P_{d3} + 148401P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 596\ 407 \\ K_{L34} &= -90147P_{d3} + 145847P_{d4} \\ K_{L41} &= 92030P_{d3} + 299707P_{d4} \end{aligned}$$

b. część rezerwa przepustowości (znaczek pocztowy)

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 242284P_{d3} + 484568P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 787\ 507 \\ K_{L23} &= 169368P_{d3} + 338736P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 1\ 575\ 013 \\ K_{L34} &= 243933P_{d3} + 487867P_{d4} \\ K_{L41} &= 131921P_{d3} + 263842P_{d4} \end{aligned}$$

60% obciążenia – okres letni

a. zajęta część przepustowości gałęzi (MW-mile)

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 28796P_{d3} + 890P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 94\ 982 \\ K_{L23} &= 65495P_{d3} + 74441P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 298\ 758 \\ K_{L34} &= -45619P_{d3} + 73507P_{d4} \\ K_{L41} &= 46311P_{d3} + 149920P_{d4} \end{aligned}$$

b. część rezerwa przepustowości (znaczek pocztowy)

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 121355P_{d3} + 242709P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 393\ 753 \\ K_{L23} &= 84605P_{d3} + 169209P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 787\ 507 \\ K_{L34} &= 121954P_{d3} + 243908P_{d4} \\ K_{L41} &= 65840P_{d3} + 131680P_{d4} \end{aligned}$$

Podział kosztów wykorzystania majątku sieciowego systemu elektroenergetycznego według wariantów 1, 2 i 3 w *rozbiu* na poszczególnych odbiorców (płatników) na rok został przedstawiony w tabeli 1.

Tabela 1. Podział kosztów wykorzystania majątku sieciowego w ujęciu rocznym w tys. zł

Nr węzła	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
P _{d3}	2 620	2 128	2 076
P _{d4}	3 680	4 172	4 224
suma	6 300	6 300	6 300

Różnica w uzyskanych wynikach pomiędzy wariantem 1, a wariantem 2 i 3 wynika z faktu, że obliczenia dla wariantu 1 wykonane zostały przy wykorzystaniu macierzy wrażliwości i metody MW-mile. Natomiast w wariantach 2 i 3 skorzystano dodatkowo z metody znacznka pocztowego według której podzielono na odbiorców koszty za niewykorzystaną (rezerwową) część przepustowości gałęzi proporcjonalnie do ich mocy odbieranej czego skutkiem jest zmniejszenie dysproporcji w porównaniu z wariantem 1.

Ponadto przedstawione obliczenia nie uwzględniają zmiany wartości pieniądza w czasie oraz zostały wykonane tylko dla jednego roku. Dla uproszczenia (rachunkowego) pominięto wzrost – z roku na rok – średniego zapotrzebowania na energię.

Dodatkowo należy zaznaczyć, że obliczenia zostały wykonane dla trzech charakterystycznych quasi-ustalonych stanów pracy (tj. okresu zimowego, wiosenno-jesiennego oraz letniego).

Przyjęto również, że niewykorzystana (rezerwowa) część przepustowości kalkulowana według metody znacznka pocztowego odgrywa podwójną rolę. Mianowicie pewna jej część stanowi o tzw. poziomie bezpieczeństwa na wypadek wystąpienia krytycznych stanów zakłóceńowych np. dla *N-1*, *N-1-1* itp. Rozpatrzenie i uwzględnienie wszystkich przypadków zakłóceńowych wymagałoby wejścia w szczegółowe przypadki zakłóceń kryterialnych i zakłóceń niezawodnościowych. Zatem ujęcie stanów zakłóceńowych jako związanych z wykorzystaniem pewnej części zapasu przepustowości wydaje się być podejściem uprawnionym w szczególności dla zobrazowania zasady działania metody oraz wygody wykonania samych obliczeń.

W przygotowaniu znajduje się również artykuł rozszerzający ramy prezentowanego powyżej zagadnienia. W artykule tym przedstawiona zostanie metoda do wyznaczania kosztów wykorzystania majątku sieciowego eliminująca główne niedoskonałości prezentowanego powyżej podejścia przyrostowego.

Przedstawione w niniejszym artykule podejście oparte na idei wpływu, wykorzystujące macierze wrażliwości oraz różne odmienne w działaniu podejścia metody MW-mile trzeba uznać za nie w pełni sprawiedliwe dla wszystkich stron procesu przesyłowego. Powodując w mniejszym lub większym stopniu faworyzację jednych oraz pomniejszając znaczenie (rolę) i wpływ na system przesyłowy innych jego uczestników. Deprecjonuje to znaczenie transparentności, powiększając stopień niepewności i fluktuację cen/kosztów często ponad usprawiedliwioną potrzebę. Jak wspomniano – budzi to wątpliwość wśród uczestników rynku energii elektrycznej.

Wnioski

Problem pokrycia przez działające w SEE podmioty kosztów związanych z korzystaniem z sieci przesyłowej czy dystrybucyjnej jest jednym z kluczowych zagadnień funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Szczegółowy podział kosztów powinien odzwierciedlać odpowiedzialność podmiotów za fizyczne i ekonomiczne wykorzystanie majątku sieciowego.

W artykule przedstawiono właściwości kilku wybranych metod wyznaczania kosztów wykorzystania majątku sieciowego i na podstawie prostego przykładu odniesiono się do tych właściwości wskazując na specyfikę podejścia opartego na wpływie (podejścia „przyrostowego”), poszerzonego o oddzielne potraktowanie opłat za niewykorzystaną część przekrojów przesyłowych (zapasów przepustowości). Dla uproszczenia nieakcentowano nieliniowości w użytych modelach, która mogłaby owocować nie sumowaniem się wpływów do wartości wyników.

Artykuł jest powiązany z przygotowywanym zaprezentowaniem podejścia alternatywnego – usuwającego niektóre mankamenty przedstawionych powyżej metod.

Wykaz ważniejszych oznaczeń

C_{di}^t – koszt przesyłu przez sieć określonej ilości mocy (energii) w ciągu roku, przypisany do użytkownika w ramach transakcji t – (składowa kosztu związana z wykorzystaniem majątku sieciowego przez użytkownika),
 C_s – wartość ustalonego całkowitego zwrotu majątku sieciowego w ciągu roku,
 ΔC_s – różnica w wysokości opłaty stałej wymagająca pokrycia za niewykorzystaną (rezerwową) część przepustowości w stosunku do wartości ustalonego całkowitego zwrotu majątku sieciowego w ciągu roku,
 P_{di}^t – moc pobierana przez użytkownika w ramach transakcji t ,
 P_D – całkowite obciążenie wszystkich użytkowników,
 F_l – ustalony jednostkowy koszt gałęzi w zł/km,
 P_l^t – przepływ mocy P w linii l i wywołany transakcją t ,
 P_l – aktualna moc płynąca linią,
 L_l – długości gałęzi l , $l \in M$,
 P_l^c – zdolność przesyłowa linii,
 M – zbiór i liczba linii (gałęzi),
 P_{gi}^0 – moc i -tego węzła generatorowego w stanie bazowym,
 P_G^0 – łączna moc generacji w stanie bazowym,
 P_{di}^0 – moc i -tego odbioru w stanie bazowym,
 P_D^0 – łączna moc odbiorów w stanie bazowym,
 ζ^0 – współczynnik strat mocy w stanie bazowym,
 G – zbiór (i liczba) węzłów generatorowych sieci,
 D – zbiór (i liczba) węzłów odbiorczych sieci,
 T – zbiór (i liczba) transakcji t , $t \in T$
 P_D – wektor mocy węzłowych odbieranych P_{di} ,
 P_G – wektor mocy węzłowych generowanych P_{gi} ,
 S_{XE} – macierz wrażliwości przyrostów zmiennych X na przyrost zmiennych sterowań E ,
 S_{XD} – macierz wrażliwości przyrostów zmiennych X na przyrost zmiennych wymuszeń (mocy węzłów odbieranych) D ,
 S_{WE} – macierz (zespolona) wrażliwości przyrostów zmiennych W na przyrost zmiennych E , macierz zawiera współ. znane jako *PTDF-Power Transfer Distribution Factor*,
 S_{WD} – macierz (zespolona) wrażliwości przyrostów zmiennych W na przyrost zmiennych D , macierz zawiera współ. znane jako *PTDF-Power Transfer Distribution Factor*,
 w_i^{XE} – pierwszy wiersz macierzy wrażliwości S_{XE}
 w_i^{XD} – pierwszy wiersz macierzy wrażliwości S_{XD}
 I – wektor (transponowany) lub macierz wierszowa jedynekowa,
 K^{WP} – potencjalne koszty godzinowe za wykorzystanie gałęzi,
 k_i^{WP} – macierz diagonalna zgłaszanych (oczekiwanych) kosztów godzinowych za wykorzystanie gałęzi,
 τ_o^{WP} – przyjęte dla celów przykładu (w godzinach) czasy pracy systemu w stanach normalnych odpowiadające przyjętym okresom (zimowy i letni – po 2190 h, oraz wiosenno-jesienny 4380 h),
 W^{P0} – macierz diagonalna przepływów (gałęziowych) mocy w gałęzi (wzięta w przybliżeniu, dla mocy czynnych),
 ΔW^{WP} – macierz przyrostów przepływów gałęziowych w ujęciu strukturalnym (w układzie gałęzie – węzły)

LITERATURA

- [1] Bialek J.W., Ziemianek S., Economic Efficiency Transmission Pricing for Cross-border Trades: Marginal Versus Tracing-based Pricing. 37rd International Universities Power Engineering Conference, Stafford, 9-11 September 2002.
- [2] Bialek J.W., Ziemianek S., Tracing-based Transmission Pricing of Cross Border Trades: Elimination of Graph Cycles. IEEE Bologna Power Tech Conference, 23 - 26 June 2003.
- [3] Ciura S., Kocot H., Zmodyfikowana metoda rozdziału kosztów infrastruktury sieci przesyłowych między wytwórców i

- odbiorców energii elektrycznej. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE'95, Lublin/Nałęczów 1996.
- [4] Conejo A. J., Galiana D., Kockar I., Z-Bus Loss Allocation, IEEE Transactions on Power System vol. 16 No.1, February 2001.
 - [5] Conejo A. J., Contreras J., Lima D. A., Padilha-Fetrin A., Zbus Transmission Network Cost Allocation, IEEE Transactions on Power System vol. 22 No.1, February 2007.
 - [6] Galiana F. D., Conejo A. J., Gil H. A., Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges, IEEE Transactions on Power System vol. 18 No.4, November 2003.
 - [7] Gnanadass R., Padhy N.P., A New Approach for Transmission Embedded Cost Allocation in Restructured Power Market. Journal of Energy & Environment, 4, 2005, pp. 37 – 47.
 - [8] Hamada H., Tanaka H., Yokoyama R., Wheeling charge based on identification of transaction paths in deregulated markets. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, pp. 1–5, 1–4 Sept. 2009.
 - [9] Hamada H., Yokoyama R., Wheeling charge reflecting the transmission conditions based on the embedded cost method. Journal of International Council on Electrical Engineering Vol. 1, No.1 pp. 74–78, 2011.
 - [10] Hassan M.Y., Radzi N.H., Abdullah M.P., Hussin F., Majid M.S., Wheeling charge methodology for deregulated electricity markets using tracing-based postage stamp method. International Journal of Integrated Engineering Vol. 3, No.2 pp. 39–46, 2011.
 - [11] Kaleta M., Zastosowanie modeli gier kooperatywnych w problemach rynku energii elektrycznej. Rynek Energii Nr II (IV) 2009.
 - [12] Kocot H., Korab R., Żmuda K.: Koncepcja systemu opłat przesyłowych w Polsce w aspekcie przystąpienia do wspólnego europejskiego rynku energii. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej” REE'03, Kazimierz Dolny 2003.
 - [13] Kocot H., Opłaty przesyłowe węzłowe. Czy nadszedł już czas wdrożenia w Polsce? Rynek Energii, 2014, nr 2 (111).
 - [14] Lee W.J., Lin C.H., Swift L.D Wheeling Charge Under a Deregulated Environment , IEEE Transactions on Industries Applications vol.37 No.1, January/February 2001.
 - [15] Lima J. W. M., Allocation of transmission fixed charges: An Overview. IEEE Transactions on Power System, Vol. 11, No. 3, August 1996, pp. 1409 – 1418.
 - [16] Pan J., Teklu Y., Rahman S., Jun K., Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access. IEEE Transactions on Power System, Vol. 15, No. 4, 10.2000.
 - [17] Rubio-Oderiz F. J., Perez-Arriaga I. J., Marginal Pricing of Transmission Services: a Comparative Analysis of Network Cost Allocation Method” IEEE Transactions on Power System vol. 15 No.1 pp. 448-454 February 2002.
 - [18] Rudnick H., Palma R., Fernandez J. E., Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open Access, IEEE Transactions on Power System vol. 10 No.2 pp. 1125-1131 Maj 1995.
 - [19] Warkad S.B., Khedkar M.K., Dhole G.M., Optimal Electricity Transmission Pricing in a Restructured Electricity Market, International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 1, No. 4, pp. 1793–8163, October, 2009.
 - [20] Ziemianek S., Metody śledzenia przepływów w sieciach elektroenergetycznych w zastosowaniu do analiz techniczno – ekonomicznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2008.
 - [21] Ziemianek S., Śledzenie przepływów mocy w sieciach elektroenergetycznych jako mechanizm na drodze ewolucji opisu SEE. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2013.
 - [22] Żmuda K., Ciura S.Z., Kocot H., Studium taryfowe dla elektroenergetyki polskiej. Wyznaczanie opłat przesyłowych metoda węzłowa. Praca wykonana dla EPRI. Gliwice, wrzesień 1998.

Autor: mgr inż. Daniel Saganek, ul. Jaworowa 34/1, 02-798 Warszawa, E-mail: danielsaganek@wp.pl;