

## KONCEPCJA WYCENY KOSZTÓW ŚWIADCZENIA USŁUGI KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ PRZEZ JEDNOSTKI WYTWÓRCZE

Bogdan CZARNECKI, Rafał MAGULSKI

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 8220 e-mail: bczarnecki@ien.gda.pl  
tel.: 58 349 8211 e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

**Streszczenie:** Rozwój krajowej struktury wytwarzania energii oraz związanej z nią topologii sieci przesyłowej może skutkować w szczególnych przypadkach problemami z utrzymaniem wymaganych poziomów napięć i zwiększonym zapotrzebowaniem na regulację mocy biernej. Zapotrzebowanie na regulację mocy biernej ma charakter lokalny i wobec ograniczonej liczby potencjalnych dostawców, kontraktacja usługi przez OSP na zasadach konkurencyjnych jest trudna do przeprowadzenia. Jednostki wytwórcze zlokalizowane w KSE mają nieodpłatny obowiązek zapewnienia zdolności do generacji mocy biernej w określonym przepisami zakresie. Płatną usługą jest grupowa regulacja napięcia i mocy biernej w systemie ARNE. Obecny katalog usług regulacyjnych nie przewiduje zachęt ekonomicznych do oferowania zwiększonego w stosunku do wymagań zakresu regulacji mocy biernej. Mając na uwadze powyższe względy w referacie przedstawiono koncepcję wynagradzania za gotowość jednostek wytwórczych do udostępnienia szerszego zakresu regulacji mocy biernej, bazującą na wycenie kosztów związanych z utrzymaniem i eksploatacją majątku produkcyjnego zaangażowanego w świadczenie usługi.

**Słowa kluczowe:** regulacja napięcia i mocy biernej, usługi systemowe, koszty świadczenia usług, wymagane przychody.

### 1. WSTĘP

Ograniczenia sieciowe występujące w KSE w znacznym stopniu warunkowane są rozkładem geograficznym przyłączonych jednostek wytwórczych oraz ich technologią wytwarzania. Większość konwencjonalnych elektrowni zawodowych zlokalizowana jest w centralnym lub południowym obszarze Polski i sieci przesyłowe NN rozbudowywane były w taki sposób, aby umożliwić transport energii w kierunku północnym i zasilić odbiorców w tej części kraju, relatywnie słabiej wyposażonej w infrastrukturę wytwórczą. Rozwój energetyki wiatrowej na obszarze północnej Polski wprowadził zmiany do powyższego schematu pracy sieci przesyłowej. W niesprzyjających generacji wiatrowej warunkach meteorologicznych i przy wysokim zapotrzebowaniu na moc odbiorców, przepływ mocy odbywa się w kierunku z południa na północ. W okresach wysokiej generacji wiatrowej, której towarzyszy niskie zapotrzebowanie na moc odbiorców zlokalizowanych w północnej części kraju, produkcja energii z elektrowni wiatrowych jest w stanie pokryć lokalnie dużą część potrzeb tych odbiorców, co wpływa na zmniejszenie obciążenia w liniach 400 kV,

łączyjących północny obszar sieci z częścią centralną. Słabo obciążone linie przesyłowe generują większą moc bierną, która nieskompensowana w odpowiednim stopniu może doprowadzić do nadmiernego wzrostu napięć w systemie przesyłowym, a w konsekwencji również w systemach dystrybucyjnych. Na Pomorzu Środkowym i Zachodnim jest stosunkowo niewiele elektrowni systemowych mogących kompensować wzrost napięć na północy kraju (ESP Żarnowiec, ESP Żydowo, Dolna Odra), jednocześnie ze względu na ryzyko obniżenia niezawodności dostaw wyłączenie części tych linii traktowane jest jako ostateczność. Ograniczenia systemowe występują również w południowej części kraju, gdzie mniejsze zapotrzebowanie na moc z jednostek wytwórczych (przejęte przez farmy wiatrowe) skutkuje redukcją obciążenia linii przesyłowych i zwiększonym zapotrzebowaniem na regulację mocy biernej. Efektem jest zmniejszenie elastyczności w dysponowaniu jednostkami wytwórczymi i koniecznością utrzymania w ruchu niektórych bloków np. w elektrowniach Jaworzno i Łagisza. Planowany rozwój morskiej energetyki wiatrowej w wyłącznej strefie ekonomicznej Bałtyku (8-10 GW) będzie pociągał za sobą dalszą rozbudowę sieci w części lądowej i może zwiększyć problemy z bilansowaniem mocy biernej w KSE [3].

Zgodnie z Rozporządzeniem KE [1] OSP monitoruje poziom i lokalizację usług systemowych zapewniających bezpieczeństwo pracy systemu. W zakresie usług regulacji mocy biernej OSP jest odpowiedzialny za planowanie, uruchamianie i zarządzanie procesem ich zamawiania. W tym celu ma on możliwość wykorzystać wszystkie dostępne, technicznie możliwe i efektywne kosztowo środki zapewniające pozyskanie niezbędnego poziomu usług regulacyjnych. W przypadku gdy poziom rezerwy w regulacji mocy biernej nie jest wystarczający OSP ma obowiązek zaplanować i wdrożyć działania zaradcze.

Wyzwania związane z regulacją mocy biernej w KSE i utrzymaniem poziomów napięć w dopuszczalnych zakresach mogą w przyszłości powodować zwiększone zapotrzebowanie na wykorzystanie zasobów regulacyjnych, zaś dotychczas stosowane zasady ich pozyskiwania mogą okazać się niewystarczająco efektywne. Przesłanki te przemawiają za rozważeniem zasadności wprowadzenia płatnej usługi regulacji napięcia i mocy biernej w rozszerzonym w stosunku do obligatoryjnych wymogów zakresie.

## 2. REGULACJA NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ W KSE

Bezpieczeństwo i jakość dostaw energii wymaga m.in. utrzymania poziomu napięcia, w każdym z węzłów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, w określonych przedziałach. W chwili obecnej za regulację napięć w sieci najwyższych napięć odpowiadają przede wszystkim generatory systemowe. OSP wymaga w Instrukcji [2] aby jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 50 MW były wyposażone w regulator napięcia zdolny do współpracy z automatycznymi układami regulacji napięć w węzłach wytwórczych (ARNE). Ponadto jednostki te przy obciążeniu mocą osiągalną powinny posiadać zdolność do generacji mocy biernej przy znamionowym współczynniku mocy  $\cos \varphi = 0,85$  (o charakterze indukcyjnym) i poboru mocy biernej przy współczynniku mocy  $\cos \varphi = 0,95$  (o charakterze pojemnościowym), mierzonych na napięciu generatorowym. W przypadku pracy z mocą czynną poniżej znamionowej powinny one być w stanie dostarczyć całą dostępną moc bierną, zgodnie z wykresem kołowym generatora. Wymóg gotowości do współpracy z nadrzędnym układem regulacji dotyczy również farm wiatrowych (FW). W trybie interwencyjnym FW powinny być gotowe do zdalnego sterowania i regulacji w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną. W punkcie przyłączenia farmy wiatrowej wymagany jest dla mocy osiągalnej współczynnik mocy w zakresie  $\cos \varphi = \pm 0,95$ . Przy obciążeniu mocą czynną poniżej mocy osiągalnej do regulacji powinna być przeznaczona cała dostępna moc bierna w zakresie poza  $\cos \varphi = \pm 0,95$ , zgodnie z możliwościami technicznymi FW.

Układy ARNE są wykorzystywane do regulacji napięcia po stronie wysokiego napięcia transformatora blokowego, przy wykorzystaniu zakresu generacji mocy biernej generatorów przyłączonych do tej rozdzielni systemowej. Wartości napięć zadanych dla układów ARNE są określane centralnie przez OSP na podstawie aktualnego rozkładu obciążeń w sieci 110 kV. Zdolność do udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (utrzymanie sprawnego układu ARNE) oraz udział w regulacji są obligatoryjnym wymogiem dla jednostek wytwórczych uczestniczących na Rynku Bilansującym w sposób aktywny. Przedmiotem zakupu przez OSP jest wyłącznie udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej polegający na pracy jednostki z załączonym na polecenie operatora, poprawnie działającym układem ARNE. Zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej określa wytwórca w uzgodnieniu z OSP. Polecenie załączenia układu ARNE jest wydawane przez OSP w procesie planowania BPKD. Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jest określona w Umowie przesyłania lub przyjmowana jako maksymalna cena obowiązująca w danym okresie rozliczeniowym. Stawki godzinowe za usługę kalkulowane są na podstawie kosztów eksploatacyjnych układów ARNE. Płatność za udział w regulacji jest określana na podstawie ceny oraz czasu pracy z załączonym i poprawnie działającymi układami regulacji.

## 3. REGULACJA NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ W KRAJACH EUROPEJSKICH ORAZ USA

W europejskich systemach elektroenergetycznych można zaobserwować zróżnicowane podejście do kwestii obligatoryjności gotowości i świadczenia regulacji mocy

biernej i napięcia przez jednostki wytwórcze oraz płatności za tę usługę [6]. W niemal wszystkich krajach europejskich obowiązujące kodeksy sieciowe nakładają na jednostki wytwórcze obowiązek zapewnienia zdolności do regulacji mocy biernej w wymaganym zakresie. W części krajów obligatoryjne jest również świadczenie regulacji w sposób nieodpłatny. System taki obowiązuje m. in. we Włoszech, Hiszpanii i Szwecji. W szeregu krajów (np. Francja, Norwegia) obowiązkowe świadczenie tej usługi na rzecz OSP podlega wynagrodzeniu w pełnym bądź częściowym zakresie (zależnie od typu regulacji). Niektórzy europejcy OSP nie nakładają na wytwórców obowiązku uczestnictwa w regulacji mocy biernej, niezbędne zasoby regulacyjne pozyskiwane są przez operatora w drodze organizowanych aukcji bądź poprzez indywidualne negocjacje z dostawcami (Belgia, Holandia). Część operatorów określa minimalny wymagany zakres regulacji, świadczony obowiązkowo i bezpłatnie zaś zakres rozszerzony stanowi płatną usługę. Tabela 1 prezentuje charakterystykę usługi regulacji napięcia i mocy biernej w systemach elektroenergetycznych krajów europejskich ze względu na obowiązek świadczenia przez jednostki wytwórcze oraz odpłatność.

Tabela 1. Obowiązek świadczenia oraz płatność za usługę regulacji napięcia i mocy biernej w systemach elektroenergetycznych krajów europejskich

Obowiązek świadczenia	
Brak	BE, CZ, NL
Tak	AT, XS, FI, GR, ES, LT, LV, NO, PT, CH, IT
Ograniczony	HR, ES, FR, DE, SK, SI, SE, DK, HU
Płatność	
Nie	BA, FI, GR, ES, LV, PT, SE, IT
Tak	BE, CZ, NO, XS, SK, SI, CH, HU
Częściowo	AT, HR, DK, EE, FR, NL, LT, DE, GB

Dodatkowo funkcjonują zróżnicowane systemy wyceny usługi, w części krajów obowiązują ceny regulowane, zaś w pozostałych krajach, stosowane są ceny wyznaczone na podstawie złożonych przez dostawców ofert lub w drodze dwustronnych negocjacji. W Tabeli 2 zestawiono charakterystykę usługi regulacji napięcia i mocy biernej w systemach elektroenergetycznych krajów europejskich ze względu na sposób dokonywania jej wyceny.

Tabela 2. Sposób wyceny usługi regulacji napięcia i mocy biernej w systemach elektroenergetycznych krajów europejskich

Sposób wyceny	
Brak	BA, FI, GR, ES, LV, PT, SE, IT
Cena regulowana	AT, ES, FR, LT, NO, XS, SK, CH
Cena ofertowa /negocjowana	CZ, NL, DE, SI, GB, HU
System mieszany	BE, HR, DK

Przykładem kraju w którym regulacja mocy biernej i napięcia stanowi nieobowiązkową płatną usługę świadczoną przez wytwórców na rzecz OSP (Elia) jest Belgia. Zgodnie z zapisami Kodeksu Sieciowego do obowiązków OSP należy regulacja napięcia w zarządzanym przez niego systemie. Kodeks określa również procedurę zakupu i wymagania odnośnie postanowień umowy, które OSP musi przestrzegać aby zrealizować zakup usług regulacji napięcia. Aby zapewnić dostępność odpowiedniego zakresu regulacji mocy biernej na potrzeby regulacji napięcia OSP ogłasza zaproszenia do składania ofert na

świadczenie usługi. Kodeks wymaga aby każda jednostka wytwórcza o mocy nominalnej nie mniejszej niż 25 MW była zdolna do automatycznej regulacji mocy biernej (regulacji pierwotnej). Umowy na świadczenie regulacji napięcia są podpisywane na okres nie krótszy niż rok i określają kwotę należną za świadczenie usługi, wypłacaną przez OSP. OSP płaci wytwórcom za zarezerwowany zakres regulacji, poziom wynagrodzenia zależy od ustalonej jednostkowej ceny, zakontraktowanego wolumenu MVar oraz czasu prowadzenia regulacji. OSP sprawdza czy jednostka wytwórcza jest w ruchu i ma możliwość generacji mocy biernej. W przypadkach gdy odbiór lub dostawa mocy biernej na polecenie OSP (centralna regulacja) lub zmierzona (regulacja pierwotna) wykracza poza zakres określony w umowie, płatność dokonywana jest na podstawie zmierzonej ilości energii biernej. Centralna regulacja napięcia aktywowana jest przez operatora jednostki wytwórczej po otrzymaniu sygnału z centrum dyspozycyjnego OSP. Do realizacji zcentralizowanej regulacji wykorzystywane zakresy mocy biernej zdefiniowane w umowie z wytwórcą. Proces regulacji odbywa się poprzez zmianę poleceń wydawanych jednostce wytwórczej. OSP wydaje instrukcje aktywacji dolnego lub górnego poziomu w zdefiniowanym zakresie, może też polecić generację mocy biernej spoza zakresu, o ile nie zagraża to bezpieczeństwu pracy jednostki wytwórczej.

Brytyjski operator systemu przesyłowego (ESO) wprowadził możliwości świadczenia na zasadach rynkowych regulacji mocy biernej w rozszerzonym zakresie w stosunku do obowiązujących wymagań minimalnych (Enhanced Reactive Power Service – ERPS). Usługę mogą świadczyć jednostki wytwórcze lub instalacje odbiorcze będące w stanie dostarczyć lub odebrać moc bierną niezależnie od miejsca przyłączenia. Zdolności regulacyjne jednostki wytwórczej świadczącej usługę ERPS muszą być większe od minimalnego wymaganego zakresu regulacji, wynikającego z obowiązującego Kodeksu Sieciowego. Świadczenie usługi jest możliwe po zaakceptowaniu oferty w aukcji i zawarciu odpowiedniej umowy. Jednostka wytwórcza jest wówczas zobowiązana do udostępnienia w ciągu 2 minut oferowanego zakresu regulacji (MVar). Aukcje w których wytwórcy mogą składać oferty na świadczenie usługi ERPS przeprowadzane są co 6 miesięcy. Wytwórca określa w ofercie ceny za:

- gotowość do udostępnienia zakresu regulacji (£/MVar/h),
- aktywację zakresu regulacji (£/MVar/h),
- energię bierną dostarczoną/odebraną (£/MVarh).

Jeśli oferta wytwórcy pozytywnie przejdzie procedurę oceny, zgodnie z określonymi kryteriami podpisywana jest umowa na świadczenie usługi. Kryteria oceny obejmują m.in. opłacalność ekonomiczną (cena ofertowa w porównaniu z ceną referencyjną), wielkość oferowanego potencjału regulacyjnego w porównaniu z alternatywnymi zasobami będącymi w dyspozycji OSP. Ze względu na to, że wyniki przeprowadzanych dotychczas aukcji nie wypełniały w oczekiwanym stopniu potrzeb operatora planowane jest przeprowadzenie zmian w warunkach świadczenia usługi. Celem tych zmian będzie stworzenie silniejszych zachęt do oferowania zasobów regulacyjnych w obszarach sieci, w których operator rejestruje zwiększone zapotrzebowanie.

Wśród OSP działających na terenie USA również występuje zróżnicowane podejście w kwestii obligatoryjności oraz zakresu odpłatności za regulację mocy biernej realizowaną przez wytwórców. Krajowy organ regulacyjny (Federal Energy Regulatory Commission – FERC) przyjął stanowisko, że jednostki wytwórcze powinny

otrzymywać płatność jeśli dostawa lub pobór mocy biernej wpływa na zmniejszenie osiągalnej mocy czynnej, zaś praca w obligatoryjnym zakresie współczynnika mocy może nie podlegać gratyfikacji. Stąd część operatorów systemów przesyłowych (m.in. PacifiCorp, Alabama Power, Arizona Public Service) nie płaci za regulację mocy biernej przy współczynniku mocy w ustalonych granicach, uznając że jest to wymóg obligatoryjny. Inni operatorzy (np. ISO-NE, PJM, MISO) dokonują płatności na podstawie kosztów utrzymania zdolności do regulacji, aby zrefundować wytwórcom koszty poniesione w wyniku świadczenia usług i stworzyć zachęty finansowe do pracy regulacyjnej zgodnej z oczekiwaniami OSP. W przypadku wytwórców, którzy otrzymują płatność za regulację mocy biernej, FERC wymaga, aby rozliczenia dokonywane były w oparciu o udokumentowane koszty świadczenia usługi, wyznaczone zgodnie z zatwierdzoną metodyką, opracowaną przez American Electric Power Corp. (AEP). AEP określił podzespoły jednostki wytwórczej związane z generacją mocy biernej. Ponieważ elementy te wytwarzają zarówno moc czynną, jak i bierną, w celu rozdzielenia strumieni wymaganych przychodów AEP opracował współczynnik alokacji kosztów utrzymania tej części infrastruktury, zdefiniowany jako stosunek kwadratów maksymalnej zdolności do dostawy/odbioru mocy biernej (MVar) i mocy pozornej generatora (MVA).

#### **4. KONCEPCJA WYCENY KOSZTÓW KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ W RAMACH REGULACJI W ROZSZERZONYM ZAKRESIE**

Obligatoryjna zdolność do regulacji mocy biernej i napięcia oraz ustalony obowiązkowy i nieodpłatny zakres świadczenia tej usługi przez jednostki wytwórcze należy uznać za zasadny, jako ich wkład w zapewnienie niezawodności i bezpieczeństwa pracy sieci, od których zależy również ciągłość prowadzonej przez nie działalności gospodarczej. Jak opisano we wstępie możliwe jest wystąpienie sytuacji, w których dostępne zasoby regulacyjne, wynikające z obowiązków nałożonych na jednostki wytwórcze, w pewnych obszarach sieci będą niewystarczające dla zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy KSE. W dłuższym horyzoncie OSP ma możliwość przeciwdziałać takim zdarzeniom poprzez instalację statycznych kompensatorów mocy biernej. W krótkim horyzoncie, w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa możliwe jest interwencyjne ograniczenie generacji mocy czynnej w celu zwiększenia dostępnego zakresu regulacji mocy biernej. Jednak to ostatnie rozwiązanie nie powinno być nadużywane, gdyż generuje dodatkowe koszty lub utracone korzyści po stronie wytwórcy. Z tego względu celowym wydaje się stworzenie mechanizmu zachęty do oferowania zwiększonego zakresu regulacji mocy biernej przez jednostki wytwórcze w ramach płatnej regulacyjnej usługi systemowej. Mechanizm ten mógłby być wsparty nowymi rozwiązaniami w systemie rozliczeń za moc bierną odbiorców, co szerzej przedstawiono w [4].

Regulacja mocy biernej ma charakter lokalny, przesył mocy biernej na duże odległości generuje straty. W sieci NN pozyskanie odpowiedniego wolumenu zasobów w regulacji napięcia i mocy biernej na zasadach rynkowych może być utrudnione. Taka sytuacja może zaistnieć gdy w danym obszarze regulacyjnym będzie występować zbyt mała liczba potencjalnych dostawców. Skutkiem tego może być zbyt mały wolumen w zgłoszonych ofertach lub nadmiernie

wysokie ceny za udostępnienie pasma regulacji oferowane przez wytwórców korzystających ze swojej siły rynkowej.

Mając to na względzie formuła wyceny kosztów gotowości do świadczenia usługi powinna się opierać na formule wyceny kosztów stałych jednostki wytwórczej związanych z utrzymaniem i eksploatacją majątku produkcyjnego, zaangażowanego w kompensację mocy biernej. Przy opracowaniu szczegółowych zasad można wykorzystać doświadczenia amerykańskie, związane ze stosowaniem metodyki opracowanej przez AEP. Dodatkowo formuła powinna uwzględniać komponent przenoszący korzyści utracone wynikające z ograniczenia możliwości sprzedaży energii czynnej na rynku energii.

Zaletą tego rozwiązania jest zapewnienie możliwości odzyskania kosztów stałych poniesione na udostępnienie rozszerzonego zakresu regulacji mocy biernej poprzez stabilne i przewidywalne dochody z tytułu gotowości do świadczenia regulacji, niezależne od ilości odebranej/dostarczonej energii biernej i faktycznego czasu świadczenia usługi. Mechanizm taki powinien stanowić wystarczająco silny bodziec do oferowania rozszerzonego zakresu z istniejących jednostek wytwórczych i planowania w przypadku nowych jednostek. Pewne niedogodności może nieść za sobą konieczność prowadzenia wieloletniej ewidencji kosztów i nakładów na elementy elektrowni uczestniczące w kompensacji mocy biernej na potrzeby rzetelnego określenia poziomu wymaganych przychodów ze świadczenia usługi oraz nadzór Prezesa URE przy weryfikacji poprawności kalkulacji wymaganego poziomu przychodów. Konieczne będzie również opracowanie odrębnej metodyki do określania poziomu wymaganych przychodów w przypadku nowych jednostek, wykorzystujących nowe technologie, dla których brak informacji o poniesionych kosztach.

Kalkulacja kosztów świadczenia usługi powinna również koszty zmienne jej świadczenia np. koszty zakupu zużytej energii czynnej (istotne w przypadku świadczenia usług przez magazyny energii oraz elektrownie szczytowo-pompowe pracujące w trybie kompensatorowym).

Wprowadzenie odpłatnej i nieobligatoryjnego regulacji mocy biernej powinno przynieść szereg korzyści zarówno OSP jak i użytkownikom sieci. Właściciele konwencjonalnych jednostek wytwórczych w warunkach kurczącego się rynku energii (ekspansja OZE) będą mieli większe możliwości dywersyfikowania źródeł przychodów

i optymalnej alokacji zasobów pomiędzy rynkami energii i usług systemowych. Właściciele źródeł odnawialnych (zwłaszcza farm wiatrowych i parków fotowoltaicznych) uzyskają możliwość osiągnięcia dodatkowych źródeł przychodów na rynku usług systemowych.

Usługa rozszerzonego zakresu regulacji mocy biernej oferowana przez wytwórców, odbiorców i magazyny energii może stanowić alternatywę dla instalacji w sieci przesyłowej statycznych kompensatorów mocy biernej, co stworzyłoby OSP możliwość optymalizacji kosztów i nakładów ponoszonych na regulację napięcia w KSE.

Usługa ta może również przyczynić się do poprawy elastyczności planowania pracy sieci poprzez redukcję ograniczeń sieciowych w postaci minimalnej liczby pracujących jednostek wytwórczych w węzłach wytwórczych, wynikających z konieczności dotrzymania wymaganych warunków napięciowych (w przypadkach gdy jedna jednostka świadcząca usługę kompensacji mocy biernej w rozszerzonym zakresie będzie w stanie zastąpić dwie jednostki o obligatoryjnym zakresie regulacji). Usługa pozwoliłaby na zmniejszenie ilości działań interwencyjnych mających na celu usunięcie ograniczeń systemowych, co prowadziłoby do zmniejszenia kosztów utrzymania bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu.

## 5. BIBLIOGRAFIA

1. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.U. UE z 25.8.2017 L 220/1),
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. PSE S.A., tekst obowiązujący od 1 grudnia 2017 r.;
3. Bronk L., Czarnecki B., Magulski R.: Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania. Forum Energii, luty 2019 r.;
4. Bielecki S., Skoczkowski T: Potrzeba zmian rozliczeń za moc bierną, Rynek Energii, Sierpień 2015;
5. Payment for Reactive Power, Federal Energy Regulatory Commission (FERC), Commission Staff Report AD14-7, Kwiecień 2014;
6. Survey On Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2017. ENTSO-E WGAS, Maj 2018;

## THE CONCEPT FOR VALUATION OF THE COSTS FOR THE PROVISION OF REACTIVE POWER COMPENSATION SERVICE BY MANUFACTURING UNITS

The development of the national energy generation structure (the concentration of wind energy in the northern part of Poland at the location majority of conventional power plants in the central and southern part) and the related topology of the transmission network may result in specific problems with maintaining the required voltage levels and increased demand for reactive power regulation. The planned implementation of projects for the construction of offshore wind farms in the Baltic Sea may deepen the above challenges. The demand for reactive power regulation is local and due to a limited number of potential suppliers that may use their market power, contracting a service by a TSO on a competitive basis is difficult to implement. The generating units located in the National Power System have a free obligation to ensure the capability of reactive power generation in the specified scope. Paid service is group regulation of voltage and reactive power in the ARNE system, provided by centrally available units. The current catalog of regulatory services does not provide for economic incentives to offer increased reactive power control in relation to the requirements. Bearing in mind the above considerations, the paper presents the concept of rewarding for the readiness of generating units to provide a wider range of reactive power regulation, based on the valuation of costs related to the maintenance and operation of the productive assets involved in providing the service.

**Keywords:** voltage and reactive power control, system services, costs of providing services, required revenues.