

Władysław Mielczarski*

Rozwój systemów elektroenergetycznych

Development of energy systems in Poland: This article provides an overview of challenges facing the Polish power industry. The author claims that the investments in new electricity production assets and capacity of transmission systems are of crucial importance. Development of electricity markets by introducing the capacity market, development of electricity and gas transmission systems that allow wide use of pipe gas as fuel in power stations are necessary to that end as well. The article begins with information on legal framework of energy market (including unbundling process and its results). Next, plans and prospects for future development of power industry in Poland are presented.

Słowa kluczowe: *rynek energii elektrycznej, rynek energii, gazociągi, unbundling, sektor elektroenergetyczny*

Keywords: *electricity market, energy market, gas pipeline, unbundling, power industry*

* Profesor zwyczajny na Politechnice Łódzkiej; członek European Energy Institute; e-mail: mielczarski49@gmail.com.

Wstęp

Z informacji prasowych i przekazanego oficjalnie do Komisji Europejskiej „Krajowego planu inwestycyjnego” wynika, że w Polsce trwa największy w historii naszej energetyki boom inwestycyjny. W budowie „zgodnie z polskim prawem budowlanym” jest ponad 15 000 MW mocy wytwórczych. Planowanych jest dalsze 10 000 MW, w tym 6000 MW w elektrowniach atomowych. Rozwijają się budowa kolejnych linii elektroenergetycznych, a do roku 2014 powstanie europejski rynek energetyczny, w którym Polska ma uczestniczyć.

Jednak każdy, kto choć trochę zna energetykę, wie, że nie ma nowych inwestycji. Prezentowane na forum Sejmu i w mediach informacje nie od-

powiadają rzeczywistości, a występujące uwarunkowania nie skłaniają do inwestycji. Od wielu lat nie wybudowano żadnego dużego bloku energetycznego. Czas budowy bloku wynosi od 60 do 70 miesięcy, a obecnie nie buduje się żadnego. Przygotowanie inwestycji zajmuje około 4–5 lat, co oznacza, że czas, jaki musi upłynąć od podjęcia decyzji o budowie do chwili oddania instalacji do użytku, wynosi 8–10 lat. Z tego wynika, że nowych elektrowni możemy spodziewać się nie wcześniej niż po 2020 roku. Nie zmieniają tego ogłaszane w prasie deklaracje o „rozpoczynanych” budowach, jak w elektrowni Kozienice czy Stalowa Wola. W obu przypadkach nie ma zamkniętego finansowania. Sąd uchylił wydane pozwolenia na budowę elektrowni Opole. Inne inwestycje znajdują się w fazie analiz.

Z drugiej strony narasta zapotrzebowanie na energię elektryczną, a wzrost ten jest ściśle związany ze wzrostem gospodarczym. Po chwilowym spadku w 2009 r. w kolejnym roku wzrost osiągnął blisko 3,5%. I chociaż w roku 2011 zużycie energii elektrycznej zwiększyło się tylko o 1,4%, a w roku 2012 wskaźnik ten będzie prawie zerowy, to wiadomo, że kryzys gospodarczy minie za kilka lat i znów zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrośnie. Jeśli nie nastąpi gwałtowne zahamowanie wzrostu gospodarczego, to od 2017 roku zdolności produkcyjne elektrowni krajowych staną się mniejsze od zapotrzebowania. Nie oznacza to oczywiście fizycznych braków energii, lecz konieczność zwiększenia importu i wzrost cen. Zmniejszenie wzrostu gospodarczego może wystąpić z przyczyn niezależnych od energetyki, ale też może zostać wywołane przez samą energetykę z powodu gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej oraz fizycznych braków energii w pokryciu zapotrzebowania.

Główne przyczyny pogarszającej się sytuacji w polskiej energetyce mają charakter polityczny i wynikają z ogólnej europejskiej polityki energetyczno-klimatycznej, jak również z nadmiaru aktywności *public relations* w Polsce, która zaczęła zastępować realne działania. Przykładem tych działań jest przygotowanie i wysłanie do Komisji Europejskiej „Krajowego planu inwestycyjnego”, który może być podstawą do przyznania darmowych pozwoleń na emisję CO₂. W planie tym powinny znaleźć się elektrownie, które były w budowie w grudniu 2008 r. w chwili podpisywania tzw. pakietu klimatycznego. Ponieważ w tym czasie nie budowano żadnych elektrowni (z wyjątkiem Bełchatowa II), to przyjęto, że za rozpoczęcie budowy uznany zostanie dzień wysłania do operatora systemu przesyłowego listu z prośbą o ustalenia warunków przyłączenia.

Jest jednak również grupa przyczyn systemowych wynikających z wprowadzenia reguł rynkowych do energetyki, niestety częściowo i niekonsekwentnie.

Okres monopolu

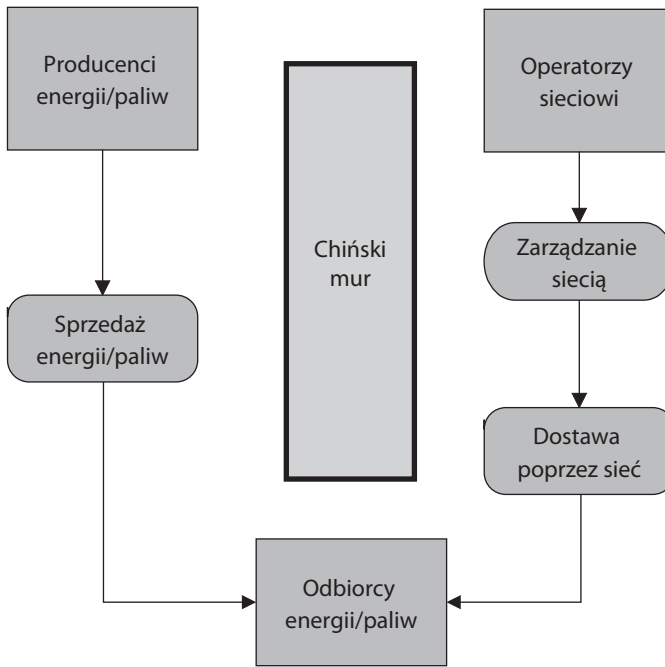
Do końca lat 80. ubiegłego wieku elektroenergetyka funkcjonowała jako monopol produkujący i dostarczający energię elektryczną. Wielu ekspertów w Polsce, szczególnie pamiętających czasy tzw. realnego socjalizmu, wskazuje na zalety ówczesnego systemu organizacyjnego energetyki, mającego charakter pionowo zintegrowanego monopolu z oddziałami terenowymi (okręgi). Działanie w takiej strukturze było skoordynowane na tyle, na ile pozwalał ówczesny system. Lokalizacja nowych elektrowni była skoordynowana z dostępem do paliw lub/i umiejscowieniem odbiorców energii. Odpowiednio do tego planowano rozwój systemu przesyłowego i rozwój sieci rozdzielczej. Chociaż ówczesny system cierpiał na wszystkie wady gospodarki okresu socjalizmu, to jednak zapewniał optymalizację centralną zasobów, odpowiednio je rozdzielając na budowę zdolności wytwórczych i przesyłowych.

Reforma rynkowa

Wprowadzenie zasad rynkowych było możliwe przy założeniu, że produkcja energii oraz jej sprzedaż będzie odbywać się na zasadach rynkowych, podczas gdy przesył energii, ze względu na monopol sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, pozostanie w obszarze regulacji cenowej¹. Zasada ta zwana *unbundling* ma również zastosowanie na rynku gazu. W wyniku tych założeń i idących za nimi regulacji prawnych powstały dwa sektory: wolnorynkowy i regulowany, których działalność powinna być rozdzielona. Istnieje jeszcze trzeci obszar: pseudorynkowy (odnawialne źródła i kogeneracja), w którym podmioty oprócz sprzedawania produktów czy ich części na rynku, otrzymują świadectwa pochodzenia, tzw. certyfikaty, mające charakter praw majątkowych. Czasem używa się kolokwialnego określenia, mówiąc o „chińskim murze”, który powinien oddzielać działalności wolnorynkową od regulowanej (wykres 1).

Rozdzielenie działalności może odbywać się na kilku poziomach: prawnym, organizacyjnym i własnościowym. W większości krajów UE operatorzy sieciowi zostali wyodrębnieni jako oddzielne podmioty prawne i są niezależni organizacyjnie, pozostając jednak w jednej grupie kapitałowej z producentami i sprzedawcami energii. W niektórych krajach UE, m.in. w Polsce, operatorzy sieci przesyłowych zostali wydzieleni również pod względem własnościowym.

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE; ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. nr 3, poz. 48 ze zm.

Wykres 1. Zasada rozdziału działalności na rynku energii i paliw

Podział przedsiębiorstw energetycznych dokonany na potrzeby rynku energii powoduje liczne problemy przy planowaniu rozwoju systemów energetycznych. Podmioty zamierzające inwestować w nowe aktywa wytwórcze wybierają najdogodniejszą dla siebie lokalizację i zwracają się do operatora sieci o wydanie warunków przyłączenia. Jednak najlepsza lokalizacja z punktu widzenia elektrowni nie jest koniecznie dobrą lokalizacją z punktu widzenia pracy sieci i często powoduje konieczność jej rozbudowy, której koszty ponoszą odbiorcy energii. Może zdarzyć się, że ewentualne korzyści uzyskiwane przez wprowadzenie zasad rynkowych do energetyki są znacznie mniejsze niż zwiększone koszty rozbudowy i funkcjonowania systemów przesyłowych czy rozdzielczych, wynikające z braku koordynacji w rozwoju źródeł wytwórczych i sieci.

Optymalizacja lokalna

Na skutek *unbunlingu* powstał system, w którym podmioty dokonują optymalizacji lokalnej w ramach prowadzonej działalności. Występuje wyraźny brak synchronizacji pomiędzy inwestycjami w nowe moce wy-

twórcze i budową zdolności przesyłowych. Inwestor może zlokalizować elektrownię w miejscu minimalizującym jego koszty, ale czy operator ma obowiązek rozbudować tak system przesyłowy, aby podłączyć każdy z podmiotów niezależnie od jego lokalizacji? Czy całkowite koszty takiego planowania, bez koordynacji, nie są dla odbiorców energii wyższe niż korzyści uzyskane z wprowadzenia systemu rynkowego? Czy zawsze na odbiorców należy przenosić koszty lokalizacji nowych mocy wytwórczych, racjonalne z punktu widzenia inwestora, ale nieracjonalne dla funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego? Pytania te stają się coraz bardziej aktualne. Pojawiły się one w związku z problemami z przyłączeniem farm wiatrowych, ale dotyczą także elektrowni jądrowych.

Kolejnym problemem (po części też zależnym od sieci) jest zapewnienie przez operatorów sieciowych szybkich rezerw mocy dla planowanych inwestycji w nowe moce wytwórcze. Szybkie rezerwy mocy są niezbędne do uzupełnienia produkcji w razie awarii jednego z generatorów. Obecnie w Polsce dla funkcjonowania systemu wystarcza około 300 MW rezerwy pierwotnej (regulacja sekundowa) i 400 MW rezerwy wtórnej (regulacja minutowa). Jednakże wielkości te są daleko niewystarczające, kiedy do sieci zostanie przyłączony blok elektrowni jądrowej o mocy 1600 MW, ponieważ uzupełnienie produkcji tak dużego generatora w wypadku jego awarii wymaga co najmniej dwukrotnego zwiększenia obecnych rezerw mocy, co wiąże się z dużymi kosztami. Powstaje pytanie: kto powinien pokryć koszty zwiększenia rezerw mocy dla bloków atomowych: operator sieci czy inwestor elektrowni? Operatorzy sieciowi nie mają wpływu na technologię produkcji i wynikającą z niej elastyczność pracy bloków czy też lokalizację elektrowni, ale są zobowiązani zapewnić odpowiedni rozwój sieci i rezerwy mocy. Oczywiście na końcu wszystkie koszty ponoszą odbiorcy energii.

Powrót do przeszłości czy dalsza reforma?

Można by zadać pytanie: czy mając do czynienia z dalekim od doskonałości systemem rynkowym w elektroenergetyce, który niewątpliwie generuje dodatkowe koszty wynikające z braku koordynacji działań inwestycyjnych, nie powinniśmy wrócić do starych sprawdzonych wzorców? Być może. Jednak jest to nierealne. Mimo że reforma rynkowa została wdrożona częściowo, to jednak zaszła zbyt daleko, aby ją cofnąć. Niezależnie od wszystkich teorii praktyka wskazuje, że nie ma alternatywy dla systemów rynkowych.

Dziś po 10 latach od wprowadzenia gospodarki rynkowej, kiedy istnieje już powszechna wiedza o zasadach jej działania, można i trzeba podjąć dyskusję dotyczącą kierunków jej przyszłej ewolucji, tym bardziej że rynki

energii we wszystkich krajach były reformowane na podstawie nadwyżki mocy, jakie zostawił po sobie okres monopolu, a w Polsce szczególnie kontrakty długoterminowe. Obecnie nadwyżki mocy są bliskie wyczerpania.

Rynek energii i rynek mocy

W zasadzie spotyka się dwa rodzaje rynków energii elektrycznej: rynki tylko energii (*energy only markets*) oraz rynki kompleksowe, które obejmują rynki: energii, zdolności wytwórczych, rezerw mocy i zdolności przesyłowych, jak np. Standard Market Design w USA². W Europie powszechne są rynki tylko energii w systemie tzw. miedzianej płyty. Na takich rynkach wytwórcy otrzymują płatności tylko za energię, a koszty utrzymywania zdolności wytwórczych powinny być pokrywane przez okresowe, bardzo wysokie podwyżki cen energii elektrycznej. Jednak ze względów politycznych żądań z krajów Unii Europejskiej nie dopuszcza do gwałtownych podwyżek cen energii na rynku hurtowym, co powoduje, że wytwórcy nie odzyskując kosztów utrzymania zdolności wytwórczej, nie inwestują, eksploatując nadmiernie istniejący majątek. Zdolności wytwórcze stopniowo maleją, czego jesteśmy świadkami obecnie w Polsce.

Rodzi się kolejne pytanie: jakich reform dokonać, aby nie odchodząc od systemu rynkowego, usunąć lub tylko ograniczyć jego niedoskonałości? Odpowiedź może być tylko jedna: poszerzenie zakresu rynku o zdolności wytwórcze, komercjalizacja inwestycji w sieci i dalsze upodmiotowienie odbiorców energii elektrycznej³, którzy powinni mieć możliwość nie tylko, jak dziś, decydowania o dostawcy energii, ale również o wielkości rezerw zdolności wytwórczych⁴.

System rynku zdolności wytwórczych, nazywany czasem rynkiem mocy, jest stosowany w USA⁵. Nie jest to rozwiązanie idealne, jednak pozwala ono na pozyskanie funduszy na nowe inwestycje, w wielkości zapewniającej zaspokojenie zapotrzebowania⁶. Uproszczony schemat działania rynku zdolności wytwórczych jest przedstawiony na wykresie 2.

² New York Independent System Operator, *Installed Capacity Manual*, New York 2004.

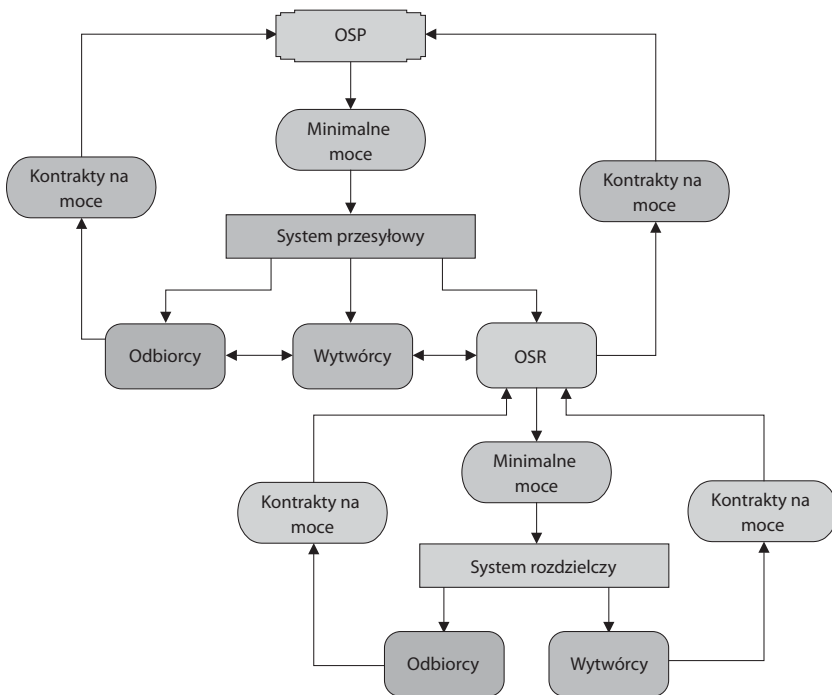
³ Tutaj pojawia się problem bezpieczeństwa energetycznego oraz udziału i odpowiedzialności odbiorców w zapewnieniu sobie ciągłych i niezawodnych dostaw energii.

⁴ Obecnie odbiorca jest obciążany kosztami związanymi z wielkością mocy przesyłowych i ma pewien wpływ na ponoszenie tych kosztów poprzez wielkość tzw. mocy zamówionej.

⁵ New York Independent System Operator, *Installed Capacity Manual*, *op. cit.*

⁶ W. Mielczarski, *Inwestycje w energetyce w warunkach rynkowych*, „Rynek Energii” 2011, kwiecień; W. Mielczarski, T. Siewierski, *Rynek mocy*, www.cire.pl [dostęp: 30 czerwca 2011 r.].

Wykres 2. Dwa poziomy działania rynku mocy/zdolności wytwórczych



Operator systemu przesyłowego (OSP) określa minimalną wielkość zdolności wytwórczych. Jest to z reguły 114% maksymalnego zapotrzebowania. Odbiorcy przyłączeni do systemu przesyłowego i operatorzy systemów rozdzielczych (OSR) nabywają zdolności wytwórcze w kontraktach bilateralnych, a OSP po weryfikacji kontraktów bilateralnych zawiera dodatkowe uzupełniające kontrakty bilansujące, ponieważ mogłoby się zdarzyć, że zawarte kontrakty bilateralne nie obejmują pełnego zakresu wymaganych zdolności wytwórczych. Następnie zakup zdolności wytwórczych przechodzi na poziom sieci niższych napięć, sieci rozdzielczych, gdzie ich operatorzy (OSR) określają zdolności wytwórcze dla swoich systemów i gdzie w podobny sposób następuje ich nabywanie i bilansowanie.

W rozwiniętej wersji rynku zdolności wytwórczych operatorzy sieciowi określają dodatkowo lokalizację zdolności wytwórczej, a nawet technologie wytwarzania. W ten sposób można promować określone technologie, jak np. dostarczające szybkich rezerw mocy czy redukujących emisje. Oczywiście nad wszystkim czuwa krajowy organ regulacyjny, zatwierdzając i mo-

nitorując wielkość zdolności wytwórczych przeznaczonych na rynek, ich lokalizację oraz wskazywaną technologię⁷.

Do kwestii kształtowania nowych zdolności wytwórczych odnoszą się przepisy unijnej dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Zgodnie z określoną w niej procedurą do państw członkowskich należy ustalenie szczegółowych kryteriów udzielania zezwoleń na nowe zdolności. Określając te kryteria, powinny one wziąć pod uwagę m.in. względy bezpieczeństwa i ochrony systemu elektroenergetycznego, względy ochrony środowiska, zagospodarowanie terenu i warunki lokalizacji, efektywność energetyczną oraz wkład zdolności wytwórczych w redukcję emisji. W interesie ochrony środowiska i promowania nowych technologii państwa członkowskie mogą również – na podstawie opublikowanych kryteriów – zapewnić możliwość przetargów na nowe zdolności wytwórcze. Takie nowe zdolności obejmują m.in. energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii i skojarzoną produkcję ciepła i elektryczności.

Wprowadzenie rynku zdolności wytwórczych jest więc możliwe na podstawie obecnych uregulowań prawnych, które dodatkowo pozwalają na zapewnienie operatorowi szybkich rezerw mocy i promocję odnawialnych źródeł energii czy technologii nisko emisyjnych.

Skoordynowany rozwój systemów elektroenergetycznych i gazowych

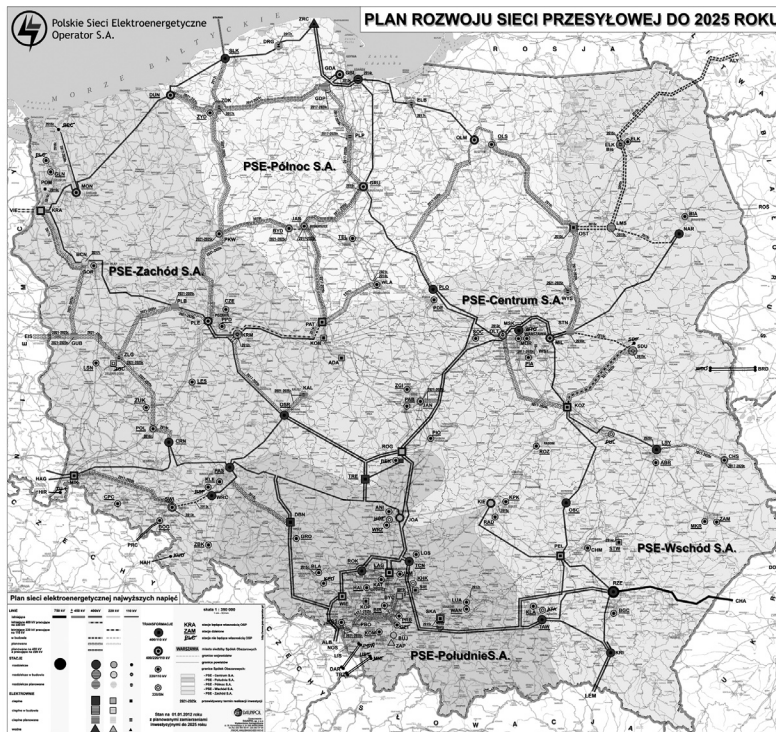
Perspektywy zwiększonego użycia gazu jako paliwa w elektrowniach wskazują na konieczność koordynacji rozwoju systemów gazowych i elektroenergetycznych⁸. W Polsce, jak w każdym innym kraju, funkcjonują systemy przesyłowe energii elektrycznej i gazu (mapy 1 i 2). O ile system elektroenergetyczny, z wyjątkami dotyczącymi północy i wschodu, w miarę równomiernie pokrywa obszar Polski (mapa 1), to system gazowy ma wyraźne „białe plamy” na Pomorzu, we wschodniej i centralnej Polsce (mapa 2). Na tych obszarach, północnej i wschodniej Polski, istnieje zapotrzebowanie na jednostki gazowe średniej wielkości mogące w sposób elastyczny dostarczać energię elektryczną do sieci, nie tylko zaspokajając zapotrzebowanie, ale również poprawiając warunki pracy sieci.

Rozwój zarówno systemu gazowego, jak i elektroenergetycznego, jest realizowany w podobny sposób. Operatorzy sieci przedkładają plany roz-

⁷ W. Mielczarski, T. Siewierski, *Rynek mocy*, *op. cit.*

⁸ W. Mielczarski, *Rozwój systemów elektroenergetycznych i gazowych*, „Przegląd Gazowniczy” 2012, nr 3.

Mapa 1. System przesyłowy energii elektrycznej



Źródło: Polskie Sieci Energetyczne, www.pse-operator.pl.

wojowe Urzędowi Regulacji Energetyki (URE), a po ich zatwierdzeniu, co oznacza zgodę regulatora na uwzględnienie kosztów realizacji nowych inwestycji w taryfie przesyłowej, następuje rozbudowa systemów. Jednak tworząc plany rozwoju, operatorzy nie mają wiedzy, lub bardzo ograniczoną, o przyszłych inwestycjach w nowe moce wytwórcze. Rozwój sieci gazowych i elektroenergetycznych nie jest skoordynowany. Optymalna lokalizacja dla elektrowni gazowych ze względu na dostawy paliwa może być bardzo złą lokalizacją ze względu na funkcjonowanie sieci przesyłowej. I odwrotnie: lokalizacje elektrowni, które poprawiłyby pracę sieci, a nawet prowadziłyby do uniknięcia inwestycji w linie przesyłowe, są czasem bardzo nieodpowiednie ze względu na dostawy paliwa. Ten brak koordynacji rozwoju mocy wytwórczych, rurociągów przesyłowych gazu i sieci elektroenergetycznej skutkuje zwiększonymi kosztami, które muszą pokrywać odbiorcy.

Konieczna jest koordynacja działania w kilku obszarach: a) lokalizacji pozyskiwania paliwa z rozbudową sieci gazociągów; b) rozbudowy sieci

Mapa 2. System przesyłowy gazu ziemnego



Źródło: Gaz-System, www.gaz-system.pl.

gazociągów z planami rozwoju sieci przesyłowej oraz c) lokalizacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej z rozwojem sieci rurociągów i sieci elektroenergetycznej. O ile koordynacja rozwoju sieci rurociągów i linii elektroenergetycznych jest stosunkowo łatwa i może być dokonywana na poziomie właścicielskim i regulacyjnym w czasie przygotowania i zatwierdzania planów rozbudowy systemów, to koordynacja budowy źródeł wytwórczych i sieci rurociągów oraz linii przesyłowych jest trudniejsza z powodu rozdziału działalności wynikających z zasad funkcjonowania rynku energii oraz rozdzielenia właścicielskiego. Taka koordynacja może odbywać się przez przekazywanie odpowiednich sygnałów rynkowych, np. za pomocą rynku zdolności wytwórczych.

Zasady koordynacji planów rozwoju

Działania koordynacyjne powinny przebiegać w kilku etapach. Pierwszym z nich jest koordynacja rozwoju sieci przesyłowej energii elektrycznej i rurociągów przesyłu gazu. Może ona odbywać się w fazie przygotowania

planów rozwoju przez operatorów sieci. Nacisk powinien być położony na rozwój sieci gazowych, z reguły tańszych i łatwiejszych do realizacji niż budowa linii elektroenergetycznych, oraz na lokalizację źródeł wytwórczych pozwalających na uniknięcie rozbudowy sieci elektroenergetycznej. Skoordinowany plan rozwoju obu sieci, zatwierdzony przez URE, powinien zawierać preferowane lokalizacje elektrowni, a w szczególności elastycznych elektrowni gazowych, mogących świadczyć regulacyjne usługi systemowe, jak na przykład: rezerwy mocy, regulacji napięcia czy bilansowania mocy. Inwestorom zamierzającym budować elektrownie we wskazanych lokalizacjach powinna być oferowana możliwość świadczenia regulacyjnych usług systemowych, z których przychód poprawiałby efektywność inwestycji. Pomimo że operator sieci przesyłowej ponosiłby pewne dodatkowe koszty regulacyjnych usług systemowych, i tak koniecznych do pracy systemu, to budowa źródeł wytwórczych w optymalnych lokalizacjach obniżałaby koszty rozwoju sieci i w sumie całkowity koszt dostawy energii elektrycznej do odbiorców.

Koordinacja rozwoju sieci przesyłowej i gazociągów przesyłowych wraz ze wskazaniem optymalnej lokalizacji źródeł wytwórczych w kolejnym etapie powinna być realizowana w obszarze sieci dystrybucyjnej przez współpracę operatorów sieci elektroenergetycznych i sieci gazowych.

Literatura

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.
- W. Mielczarski, *Inwestycje w energetyce w warunkach rynkowych*, „Rynek Energii” 2011, kwiecień.
- W. Mielczarski, T. Siewierski, *Rynek mocy*, www.cire.pl.
- W. Mielczarski, *Rozwój systemów elektroenergetycznych i gazowych*, „Przegląd Gazowniczy” 2012, nr 3.
- New York Independent System Operator, *Installed Capacity Manual*, New York 2004.
- Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. nr 3, poz. 48 ze zm.