

dr Christian Schnell, radca prawny, ekspert, Instytut Jagielloński

Planowanie strategiczne i operacyjne w zakresie energii i klimatu - cz. I



Fot. NE

Z uwagi na kształt obecnego mixu energetycznego w Polsce system energetyczny, w dalszym ciągu jest zarządzany w sposób scentralizowany. Duże, mało elastyczne elektrownie konwencjonalne o stosunkowo wysokiej emisji gazów cieplarnianych, stanowią nadal podstawę polskiego systemu energetycznego, zabezpieczającego dostawy energii - wliczając dostawy węgla kamiennego i brunatnego przez polskie kopalnie. Moc zainstalowana odnawialnych źródeł wytwórczych kształtuje się na znacznie niższym poziomie. Przy czym lądowe elektrownie wiatrowe stanowią mniej niż 6 GW, a ogniwa fotowoltaiczne ok. 200 MW mocy zainstalowanej. Łączna zainstalowana moc generacyjna wynosi 41 GW, jednak centralnie zarządza się jedynie 25 GW mocy, przeznaczonymi na cele bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez PSE - tak zwane Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane 'JWCD'.

■ Aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Wymagane obciążenie systemu elektroenergetycznego w 2015 r. wahało się w granicach od 20,5 GW w miesiącach letnich do 24,5 GW w grudniu, co w teorii mogłoby zostać pokryte przez PSE centralnie zarządzanymi jednostkami wytwórczymi. Należy zwrócić uwagę, iż rezerwy mocy są znacznie wyższe w miesiącach zimowych. Z uwagi na wpływ zmian klimatycznych, tj. gorętsze lata, oczekuje się, że w nadchodzących latach szczyt letni będzie niemal zbliżony ze szczytem zimowym wynoszącym obecnie 25 GW¹. Zgodnie z danymi PSE zazwyczaj w miesiącach letnich planowane prace konserwacyjne i modernizacyjne elektrowni 'JWCD' objęły w 2015 r. do 5,4 GW ich mocy, co doprowadziło do przerwy w zasilaniu w lipcu i sierpniu 2015 r. Z tego powodu w 2016 r. zdecydowano przesunąć te prace na maj, czerwiec i wrzesień. Ponadto nieplanowane prace konserwacyjne obejmują co roku do 2 GW mocy. Rezerwy wirujące stanowiły w 2015 r. od 0,9 do 1,7 GW i były wyższe w miesiącach zimowych. Tak zwane „zimne rezerwy“ (wymagające zimnego rozruchu elektrowni węglowych) oscylowały w 2015 r. pomiędzy 1,4 a 3,8 GW. Oba rodzaje rezerw są elementami rynku mocy, jednakże Komisja UE kwestionuje szczególnie mechanizm zimnej rezerwy jako nieskuteczną pomoc publiczną, z uwagi na brak elastyczności w przypadku niedoboru mocy, niezależnie od poziomu emisyjności źródła².

Udział zdecentralizowanych dostawców energii ze źródeł odnawialnych jest nadal mały, niemniej penetracja sieci dystrybucyjnych wysokiego i średniego napięcia przez OZE, wykazuje tendencję rosnącą. Dla sieci dystrybucyjnych 110 kV udział dostarczanej energii elektrycznej z OZE zwiększył się z 0,4% w 2002 r. do 51,9% w 2015 r., w sieciach średnio-napięciowych udział OZE zwiększył się z 1,5% w 2002 r. do 34,4% w 2015 r.³. Przez ostatnich kilka lat operatorzy sieci dystrybucyjnych podjęli wiele starań

w zakresie modernizacji sieci. Jednak należy mieć na uwadze, iż sieci przesyłowe nadal czekają na modernizację i rozbudowę. W perspektywie 2025 r. PSE planuje dokonać znacznej rozbudowy sieci przesyłowej w północnej Polsce oraz wzdłuż zachodniej granicy celem zwiększenia zdolności importowej⁴. Ta rozbudowa nie wydaje się być związana z rozwojem lądowych farm wiatrowych, które są zlokalizowane głównie w północnej części Polski, ponieważ KSE przygotowany jest do ok. 9 GW mocy farm wiatrowych, a obecna moc zainstalowana wynosi poniżej 6 GW. Zatem można wyciągnąć wnioski, iż sieć przesyłowa zostanie przygotowana dla strategicznych projektów inwestycyjnych na wybrzeżu Bałtyku, tj. farm wiatrowych na morzu i/lub elektrowni jądrowych.

Polski sektor energetyczny musi znaleźć skuteczną metodę działania w trudnym otoczeniu rynkowym:

- stopniowa derogacja przeważającej części floty elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni do 2030 r., zgodnie z dyrektywami IED, MCP i konkluzjami BAT⁵ obowiązującymi od 2021 r., przy czym nowe konkluzje BAT najprawdopodobniej będą podlegać dalszemu zaostreniu do 2030 r. - przyłączenie nowych dużych jednostek węglowych o łącznej mocy 4,2 GW (EWK Opole, EWK Kozienice, EWK Jaworzno, EWB Turów), ale również wymiana części floty elektrociepłowni na jednostki gazowe (np. Gorzów Wlkp., Żerań, Siekierki, Włocławek) nie będzie w stanie zastąpić floty podlegającej wyłączeniu bez budowy/modernizacji dalszych jednostek wytwórczych;
- wzrastające ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych dla sektora energetycznego w ramach systemu handlu EU ETS przy równoległym stopniowym wygaszaniu wolnych uprawnień dla sektora energetyki elektrycznej i ciepłej do 2027 r.⁶;
- aukcje na uzyskanie wolnych uprawnień do emisji od 2021 r. w ramach funduszu moderniza-

cyjnego i funduszu derogacyjnego mające na celu budowę nowych jednostek emitujących maksymalnie 450 g CO₂/kWh⁷, co wyklucza elektrownie węglowe;

- dalsza ekspansja źródeł OZE w Europie z niskimi kosztami operacyjnymi (głównie energetyka wiatrowa na lądzie i/lub na morzu oraz fotowoltaika) w celu realizacji ścieżki niskoemisyjnej;
- zwiększenie zdolności importowej znacznie tańszej energii hurtowej np. z Niemiec (z powodu budowy przesuwników fazowych i podziału strefy cenowej Phelix w połowie 2018 r.) i Szwecji (bezpośrednio lub pośrednio przez LitPolLink 1 oraz docelowo LitPolLink 2/kabel morski Kłajpeda - Władysławowo), ale również tańszej energii hurtowej z Czech i z Słowacji (z elektrowni jądrowych);
- politycznie motywowane dokapitalizowanie PGG w celu utrzymania ok. 40 tys. miejsc pracy w (częściowo nierentownych) kopalniach - w istocie blokując pilnie wymagane inwestycje w sektorze górnictwa węgla kamiennego, aby zwiększyć poziom wydobycia dobrej jakości węgla (z niską zawartością siarki oraz rtęci) utrzymując bezpieczeństwo energetyczne przez rodzime paliwo przez następane dekady, przy czym dokapitalizowanie może w każdej chwili zostać zakwestionowane przez Komisję Europejską jako niedozwolona pomoc publiczną;
- dalsze uzależnienie od importu paliw konwencjonalnych, w tym nie tylko gazu ziemnego, ale również węgla kamiennego lepszej jakości - wzrost współczynnika uzależnienia od importu (nośników) energii o 11%, w okresie 2005-2014⁸.

■ Pakiet zimowy i rynek mocy

Czwarty pakiet legislacyjny Unii Energetycznej tzw. Pakiet Zimowy wyznacza kierunek kształtowania regulacji prawnych mających na celu osiągnięcie celów

klimatyczno-energetycznych na szczeblu unijnym i celów klimatycznych, wyznaczonych do osiągnięcia do 2030 r., tj. (I) co najmniej 40% redukcji krajowej emisji gazów cieplarnianych całej gospodarki w porównaniu z 1990 r., (II) co najmniej 27% udziału zużywanej energii ze źródeł odnawialnych w UE, (III) co najmniej 27% (wzrost do 30%) poprawa krajowej efektywności energetycznej w 2030 r., oraz (IV) cel zdolności międzynarodowej wymiany energii elektrycznej w 2030 r., na minimalnym poziomie 15% krajowej mocy zainstalowanej⁹.

Przy obecnym otoczeniu rynkowym wymogi legislacyjne przedstawione w Pakiecie Zimowym stanowią poważne wyzwanie dla polskiego sektora energetycznego. Przy zobowiązaniu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w sposób równomierny i ciągły do 2030 r. do 500 g CO₂/kWh (według scenariusza referencyjnego PRIMES z 2016 r.¹⁰ wynikającego ze zobowiązań na poziomie UE z 2014 r.), zgodnie z danymi KOBIZE z obecnego poziomu 770 g CO₂/kWh, polski mikś energetyczny będzie musiał ulec znaczącym zmianom we względnie krótkim czasie.

Tymczasem kołem ratunkowym dla polskiego sektora elektroenergetycznego ma być rynek mocy w kształcie przedstawionym przez Ministerstwo Energii¹¹. Mechanizmy rynku mocy, tj. dodatkowe wynagrodzenie za udostępnioną moc rezerwową, są ogólnie dopuszczalne i już obecnie funk-

cjonują w wielu państwach członkowskich. Polska dotychczas wdrożyła dwa mechanizmy rynku mocy tj. rezerwę zimną i rezerwę wirującą. Jednakże zgodnie z projektem rozporządzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej¹² przyszłe wdrażanie mechanizmów rynku mocy będzie wymagać corocznej oceny na poziomie europejskim przez ENTSO-E, tj. w zakresie „ogólnej przydatności systemu energii elektrycznej do zasilania bieżących i przewidywanych zapotrzebowań na elektryczność, na dziesięć lat do przodu”¹³. Ocena ta pozwoli europejskim organom określić przydatność propozycji krajowych dla wprowadzenia mechanizmu rynku mocy. Jednak nawet po pokonaniu pierwszej przeszkody, koniecznym będzie dokonanie konsultacji z połączonymi krajami członkowskimi, czy nie będzie możliwe w pierwszej kolejności rozważenie innego podejścia w zakresie zabezpieczenia dostaw, jak np. import energii za pomocą interkonektorów i wykorzystanie magazynów energii¹⁴. Mechanizmy rynku mocy muszą charakteryzować się otwartością na dostawców z połączonych krajów członkowskich - chyba że przyjmą formę rezerw strategicznych¹⁵, jak np. wdrażany w Polsce mechanizm „rezerwy wirującej”. Niemniej mechanizm rezerwy strategicznej zgodnie z projektem rozporządzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej nie może skutkować jakimikolwiek nowymi inwestycjami, a nawet modernizacjami. Zgodnie z projektem rozpo-

ządzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej, organy krajowe nie mogą zabraniać wytwórcom, zlokalizowanym w regionie uczestnictwa w przetargach na mechanizmy rynku mocy, o ile istnieje odpowiednia zdolność importowa¹⁶.

W związku z transformacją energetyczną projekt rozporządzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej zakazuje wprowadzenia mechanizmu wsparcia rynku mocy dla nowych jednostek (tzn. rozpoczęcie procesu inwestycyjnego), wdrażających technologie emitujące maksymalnie 550 g CO₂/kWh począwszy od 2021 r. i dla istniejących jednostek emitujących powyżej 550 g CO₂/kWh po 2025 r.¹⁷.

Wnioski

Przy takim otoczeniu legislacyjno-rynkowym, dobrze zaplanowane przejście do energetyki niskoemisyjnej jest koniecznością, w celu uniknięcia poważnych ekonomicznych perturbacji polskich koncernów energetycznych, nagłej utraty wielu tysięcy miejsc pracy w polskim górnictwie, ewentualnego przejścia rynku nośników energii i jednostek wytwórczych przez graczy spoza UE, co niekorzystanie wpłynęłoby na krajowe bezpieczeństwo energetyczne, a wreszcie uniknięcia poważnych problemów z dostawą energii elektrycznej oraz energii cieplnej. □

1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Raport roczny z funkcjonowania KSE za 2015 r.

2. Sprawozdanie Komisji, Wstępne sprawozdanie z badania sektorowego dotyczącego mechanizmów zapewniających moce wytwórcze (SWD (2016) 119 wersja ostateczna).

3. Niewiedział E., Efektywność energetyczna a straty energii elektrycznej w polskich sieciach elektroenergetycznych, *Energia Elektryczna* styczeń 2017.

4. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025.

5. Commission implementing decision establishing best available techniques (BAT) conclusions, under Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council, for large combustion plants. (Proces legislacyjny ma zostać zakończony w 2018 r., natomiast wdrożenie do pracy krajowego jest planowane do 2021 r.).

6. Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia racjonalnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych z dnia 15.07.2015 r. (COM (2015) 337 wersja ostateczna). Projekt rozpatrywany jest w trybie zwykłej procedury ustawodawczej, obecnie po pierwszym czytaniu w Parlamencie Europejskim w dniu 15.02.2017 r.

7. Ibidem.

8. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego, Drugie sprawozdanie na temat stanu unii energetycznej z dnia 01.02.2017 r. (COM (2017) 53 wersja ostateczna).

9. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego, Czysta energia dla wszystkich Europejczyków z dnia 30.11.2016 r. (COM (2016) 860 wersja ostateczna).

10. EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050.

11. Projekt ustawy o rynku mocy z dnia 30.11.2016 r., wersja 2.3.

12. Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej z dnia 23.02.2017 r. (COM (2016) 861 wersja ostateczna).

13. Ibidem.

14. Ibidem.

15. Ibidem.

16. Ibidem.

17. Ibidem.