

Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/charakterystyka-rynku/6543,2015.html>
03.05.2024, 21:03

2015

RYNEK HURTOWY

W 2015 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 161 438 GWh i zwiększyło się o 1,7% w porównaniu z 2014 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej był ponad dwukrotnie niższy niż tempo wzrostu PKB w 2015 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 3,6%. Jednocześnie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2015 r. ukształtował się na poziomie 161 772 GWh i był wyższy od wolumenu za poprzedni rok o 5 205 GWh (tj. o 3,3%). W tym samym okresie nadwyżka eksportu nad importem energii była niewielka i wyniosła 334 GWh. W 2015 r. zarówno udział importu, jak i eksportu energii elektrycznej stanowił ponad 8% odpowiednio całkowitego przychodu oraz rozchodu energii elektrycznej w krajowym bilansie energii elektrycznej.

Na przestrzeni dwóch ostatnich lat, w skali kraju zaobserwowano wzrostową tendencję zarówno w odniesieniu do mocy zainstalowanej, jak i osiągalnej w przedsiębiorstwach sektora wytwarzania, przy czym w 2015 r. zmiany te były znaczące. Moc zainstalowana w KSE wzrosła bowiem o 2 324 MW (6,1%) w stosunku do 2014 r. i wyniosła 40 445 MW. Jednocześnie moc osiągalna w KSE wzrosła o 3,4% w 2015 r. w porównaniu z 2014 r. (z poziomu 38 477 MW do poziomu 39 777 MW). Natomiast średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 219 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 101 MW (co oznacza odpowiednio: wzrost o 1,0% i spadek o 1,7% w stosunku do 2014 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2015 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2014 r. i wyniosła 68,8%.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2015 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2014 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest w dalszym ciągu na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Kontynuowany jest także wzrost udziału źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji na rynku zostały w dużej mierze ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa. Proces konsolidacji był m.in. wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki”, przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r.

Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego od czasu wdrożenia „Programu dla elektroenergetyki” nie uległa zasadniczym zmianom. W kolejnych latach zmieniał się ich udział w rynku oraz rozwijała się generacja rozproszona, w szczególności

energetyka wiatrowa. Następowaly również zmiany w ramach grup kapitałowych związane ze zmianą struktury podmiotowej i konsolidacją podmiotów, zarówno w grupach kapitałowych należących do Skarbu Państwa, jak i prywatnych.

Największy udział w podsektorze wytwarzania w 2015 r. utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych - TAURON Polska Energia S.A. Przy czym udział grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w sektorze wytwarzania w 2015 r. kształtował się na poziomie 37,3%¹⁾ (w 2014 r. - 37,9%, spadek o 0,6 punktu procentowego). Udział grupy TAURON Polska Energia S.A. wyniósł w 2015 r. 11,3%, co oznacza wzrost w porównaniu z 2014 r. o 0,5 punktu procentowego.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2015 r. wyniósł 57,4%. Jednocześnie w tym czasie utrzymywała się tendencja spadkowa ww. wskaźnika, który w stosunku do roku poprzedniego zmniejszył się o 0,3 punktu procentowego. Podobną tendencję, choć zdecydowanie bardziej wyraźną, obserwuje się przy drugim wskaźniku - udziale trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej - udział ten zmniejszył się w 2015 r. w stosunku do 2014 r. o 1,4 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali w sumie niewiele ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za mniej niż 60% produkcji energii elektrycznej w kraju. Grupy kapitałowe, w których funkcjonują ci trzej wytwórcy są przedsiębiorstwami zintegrowanymi pionowo, obecne w pełnym łańcuchu wartości energetyki - od wydobywania, poprzez wytwarzanie zarówno w konwencjonalnych, jak i odnawialnych źródłach energii, po dystrybucję oraz sprzedaż energii elektrycznej.

W trzech ostatnich latach ww. wskaźniki koncentracji uległy znacznemu zmniejszeniu, czego powodem jest w głównej mierze wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim wiatrowych, w krajowym bilansie produkcji tej energii. W horyzoncie długoterminowym (lata 2007-2015) trend zmiany wskaźników koncentracji oraz udziału rynkowego trzech największych podmiotów jest również malejący.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.

W przypadku wytwórców w 2015 r. główne formy sprzedaży energii elektrycznej stanowiły: sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii (47% udział w całkowitej sprzedaży wytwórców) oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu (41% udział). Natomiast w przypadku przedsiębiorstw obrotu kierują one sprzedaż głównie

do innych przedsiębiorstw obrotu (38% udział w całkowitym obrocie przedsiębiorstw obrotu) oraz do odbiorców końcowych (31% udział). W mniejszym stopniu, choć również znaczącym, kierują sprzedaż na giełdę energii (22% udział).

Sprzedaż poprzez giełdę energii

Handel energią elektryczną na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na rynku zorganizowanym prowadzonym przez TGE S.A. w wystandaryzowanej formie. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy (zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich. Trwający od 2010 r. dynamiczny rozwój rynku giełdowego świadczy o tym, że rynek energii elektrycznej staje się coraz bardziej dojrzały.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2015 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 186,7 TWh i był na porównywalnym poziomie jak wolumen z 2014 r. wynoszący 186,8 TWh. Natomiast, licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2015 r. wyniosła 190,5 TWh, co stanowiło 117,5% produkcji energii elektrycznej brutto w 2015 r.

Obecnie status członka TGE S.A. posiada 67 przedsiębiorstw, m.in. wytwórcy energii, spółki obrotu i domy maklerskie. W 2015 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB), Rynek Dnia Następnego (RDN), Rynek Terminowy Towarowy (RTT, w tym również w systemie aukcji) oraz nowo powstały Rynek Instrumentów Finansowych (RIF).

Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2015 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 21 119 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 161,6 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem we ww. okresie był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2016 rok (BASE_Y-16). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2015 r. wyniósł 96 TWh, co stanowiło 59,8% łącznego wolumenu odnotowanego na parkiecie RTT w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w ubiegłym roku.

Z kolei na RDN w 2015 r. zawarto 1 207 746 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 25 TWh, co oznacza wzrost o 5,6% w stosunku do roku poprzedniego.

Natomiast w tym samym czasie na RDB zawarto 4 481 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 63,22 GWh.

W listopadzie 2015 r. uruchomiono nowy Rynek Instrumentów Finansowych (RIF), umożliwiający handel instrumentami pochodnymi (kontrakty *futures*), dla których instrumentem bazowym jest indeks TGe24 (publikowany przez Giełdę od 30 czerwca 2015 r.). Obecnie do prowadzenia działalności na RIF uprawnionych jest siedem podmiotów. W ciągu dwóch miesięcy istnienia tego rynku zawarto jedną transakcję.

Transakcje bilateralne

Kontrakty dwustronne stanowią formę sprzedaży energii elektrycznej polegającą na bezpośrednim zawieraniu umów pomiędzy uczestnikami rynku i tworzą tzw. rynek OTC (*over the counter*). Warunki handlowe takiego kontraktu (m.in. ceny sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość, terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami kontraktu (kodeksowa swoboda zawierania umów) i są znane tylko stronom danego kontraktu. Rozliczenia prowadzą strony kontraktu, niezależnie od rozliczeń dokonywanych w pozostałych segmentach rynku. Kontrakty dwustronne zawierane są w szerokim horyzoncie czasowym od umów dwustronnych rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych. W 2015 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 58,9 TWh i był na porównywalnym poziomie jak w 2014 r., kiedy to wyniósł 59,7 TWh.

Ceny

W 2015 r. średnia ważona wolumenem cena energii na RDN wyniosła 155,66 zł/MWh i była niższa względem 2014 r. o 29,09 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 184,75 zł/MWh. Ponadto, w ww. okresie obserwowano spadek cen energii elektrycznej na terminowym rynku energii. Odzwierciedleniem tej tendencji był spadek cen kontraktów terminowych BASE_Y-16 (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2016 r.), gdzie średnioważona wolumenem cena transakcyjna tego kontraktu w całym 2015 r. ukształtowała się na poziomie 164,37 zł/MWh. W porównaniu z 2014 r., gdzie cena kontraktów terminowych BASE_Y-15 zawieranych w 2014 r. z dostawą w roku następnym wyniosła 169,25 zł/MWh, można zaobserwować spadek cen rocznych kontraktów terminowych o ok. 2,9%.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-16 w grudniu 2015 r. wyniosła 166,75 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów (BASE_Y-15) w grudniu 2014 r. wyniosła 175,53 zł/MWh, co oznacza spadek tej ceny o 5% w 2015 r. w porównaniu do roku poprzedniego.

RYNEK DETALICZNY

Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną, w tym operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu).

W 2015 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp) i którzy mają obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej. Ponadto, w 2015 r. działało 164 przedsiębiorstw wyznaczonych OSD (tzw. OSDn).

Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku. Gwarancją zapewnienia niezależności OSD, poza dokonaniem rozdziałem działalności, mają być opracowane przez operatorów programy, w których określone zostały przedsięwzięcia, jakie operatorzy zobowiązani są podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programy Zgodności). Programy OSDp są zatwierdzane przez Prezesa URE, natomiast OSDn nie mają obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Zatwierdzone Programy Zgodności podlegają kontroli Prezesa URE. Operatorzy zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności.

Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają IRiESD. Instrukcje te określają zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym m.in. procedurę zmiany sprzedawcy, zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych przez OSD, zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe oraz zasady postępowania w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych (sprzedaż rezerwowa). W 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRiESD pięciu dużych OSDp, w związku z planowanym wprowadzaniem przez OSD jednolitego modelu wymiany informacji i standardów komunikatów dla obszaru detalicznego rynku energii elektrycznej - poprzez uruchomienie Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI).

Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają tzw. sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent suppliers*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2015 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu oraz ponad 100 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Odbiorców końcowych, którzy znajdują się po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej, jest ponad 17,05 mln, z czego 90,3% (15,4 mln). Są to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14,5 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy przemysłowi, biznesowi i instytucjonalni należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

W 2015 r. ponad 209 tys. odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C aktywnie korzystało z prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych liczba ta wyniosła ponad 375 tys. Na koniec 2015

r. odnotowano 36,6%-owy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2014 r., przy czym w przypadku odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C wzrost ten wynosił 45,2%, a w przypadku odbiorców z grupy G wynosił 32,3%.

Ceny

Pomiędzy IV kwartałem 2014 r. a IV kwartałem 2015 r. ceny za energię elektryczną wykazywały tendencje wzrostowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców grupy taryfowej B - o 5,1%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G - o 1,0%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny za energię elektryczną wzrosły o 1,3%.

W 2015 r. wzrosła również opłata dystrybucyjna dla odbiorców wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost opłaty dystrybucyjnej odnotowano dla grupy taryfowej B - o 4,1%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej A - o 2,6%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych opłaty dystrybucyjne wzrosły o 3,1%.

¹⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Data publikacji : 17.05.2016

Data modyfikacji : 19.05.2016

[Poprzedni Strona](#)
[Następny Strona](#)