

Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/charakterystyka-ryнку/8281,2018.html>
03.05.2024, 17:33

2018

RYNEK HURTOWY

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2018 r. ukształtował się na nieco niższym w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 165 214 GWh (spadek o 0,38% w porównaniu z 2017 r.). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 170 932 GWh i wzrosło o 1,66% w porównaniu do 2017 r. Tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe niż tempo wzrostu PKB w 2018 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 5,1%.

W 2018 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 7,7% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 4,5% rozchodu energii elektrycznej. Wobec 2017 r. obie wielkości uległy zmniejszeniu odpowiednio o: 0,3 punktu procentowego i o 2,1 punktu procentowego.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2018 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2017 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym.

W 2018 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna – 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,8% oraz o 5,4% w stosunku do 2017 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 322,7 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 447,6 MW, co oznacza wzrost odpowiednio o: 1,5% i 0,8% w stosunku do 2017 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2018 r. wyniosła 66,1% – spadek o 1,2 punktu procentowego w stosunku do 2017 r.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2018 r., który wyniósł 42,9%, utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spadek o 0,6 punktu procentowego względem poprzedniego roku). Grupa ta po przejęciu spółek energetycznych grupy EDF stała się również liderem na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych, tym samym TAURON Polska Energia S.A., która przez wiele lat miała pozycję dominującą, uplasowała się na drugim miejscu w tym obszarze.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2018 r. utrzymywał tendencję wzrostową jak w latach ubiegłych i wyniósł 69,7% (co oznacza wzrost o 0,7 punktu procentowego w porównaniu do 2017 r.). Jednocześnie, nieznacznie spadł wskaźnik udziału

trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – o 1,1 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 70% produkcji energii elektrycznej w kraju. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2018 r. wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika z rozpoczęcia eksploatacji w grudniu 2017 r. nowego bloku nr 11 o mocy zainstalowanej 1 075 MW.

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 związku z zanotowaniem dużego spadku obrotów na giełdzie w 2017 r. w porównaniu z 2016 r. został zwiększony obowiązek sprzedaży w publicznym obrocie dla wytwórców energii elektrycznej z 15% w 2017 r. do 30% w 2018 r. dla zachowania pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliwa giełdowego. Spowodowało to jednak nieznaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców i spółek obrotu poprzez giełdę energii w 2018 r. Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2018 r. dokonywali sprzedaży znacznej części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

Z uwagi na powyższe w 2018 r. zostały przyjęte nowe regulacje prawne, zgodnie z którymi podniesiono obliwa giełdowe do 100% od 1 stycznia 2019 r. Jednocześnie wyprzedzając powyższą regulację Minister Energii zaapelował pod koniec lipca 2018 r. do przedsiębiorstw energetycznych, aby od 1 sierpnia 2018 r. obrót energią elektryczną prowadziły wyłącznie na najbardziej konkurencyjnych i transparentnych zasadach, czyli w oparciu o rynek giełdowy. Cztery największe grupy kapitałowe, z przewagą udziałów Skarbu Państwa, zapowiedziały dostosowanie się do postulatu Ministra. Jednakże podpisane wcześniej umowy sprzedaży zawarte m.in. z przedsiębiorstwami obrotu z własnej grupy kapitałowej na 2018 rok nie mogły być anulowane, zatem apel Ministra nie spowodował znacznego wzrostu wolumenu oferowanej do sprzedaży energii na giełdę.

Sprzedaż poprzez giełdę energii

Obrót na giełdzie energii prowadzony jest od godz. 8:00 do godz. 15:30 przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii elektrycznej oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy (poprzez zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2018 r. na wszystkich rynkach energii

elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 226,1 TWh, co oznacza wzrost o 102,4% w stosunku do 2017 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 111,7 TWh. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich kontraktów z dostawą w 2018 r. wyniosła 129,5 TWh, co stanowiło 78,4% produkcji energii elektrycznej brutto w 2018 r.

W 2018 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 Rynek Instrumentów Finansowych (RIF). Na koniec 2018 r. status członka na Rynku Towarów Giełdowych TGE S.A. posiadało 77 podmiotów, przy czym 42 z nich aktywnie uczestniczyły w obrocie na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez TGE S.A.

Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2018 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 36 968 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 198,3 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2018 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2019 r. (BASE_Y-19). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2018 r. wyniósł 125,8 TWh – stanowi to 63,4% łącznego wolumenu obrotu odnotowanego na parkiecie RTT w 2018 r.

W 2018 r. na RDN zawarto 1 162 736 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie ok. 27,6 TWh, co oznacza wzrost o 9,5% w stosunku do roku poprzedniego.

W 2018 r. na RDB zawarto 5 156 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 77,5 GWh.

W listopadzie 2015 r. na TGE S.A. uruchomiono Rynek Instrumentów Finansowych (RIF), na którym możliwy jest 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 7 podmiotów. Rozliczenie i rozrachunek transakcji zawieranych na RIF odbywa się na zasadach określonych przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. (IRGiT).

Transakcje bilateralne

Kontrakty dwustronne zawierane bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku tworzą tzw. rynek OTC (over the counter). Warunki handlowe tych kontraktów, obejmujące m.in. cenę i ilość energii elektrycznej oraz terminy dostaw, są wynikiem negocjacji między ich stronami, prowadzonych w ramach kodeksowej swobody zawierania umów i są znane tylko stronom danego kontraktu. Kontrakty dwustronne są zawierane w szerokim horyzoncie czasowym od umów rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych.

W 2018 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 37,8 TWh i był o 19,1% niższy w porównaniu do 2017 r., kiedy to wyniósł 46,7 TWh.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2018 r. obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2018 r. wyniosła 224,71 zł/MWh i była wyższa względem 2017 r. o 66,75 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 157,96 zł/MWh.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2018 r. na TGE S.A.

W 2018 r. odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na RTT prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-19 w całym 2018 r. ukształtowała się na poziomie 242,40 zł/MWh, podczas gdy w 2017 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-18 wyniosła 167,50 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-19 zawieranych w grudniu 2018 r. wyniosła 281,17 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 58,3%.

RYNEK DETALICZNY

Rynek detaliczny jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw i energii na własny użytek. 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).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego przy jednoczesnym zagwarantowaniu skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do tego systemu wszystkim uczestnikom rynku. W 2018 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 5 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 (unbundling). Ponadto, w 2018 r. działało 171 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku unbundlingu.

Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku. Operatorzy mają obowiązek opracować programy, w których określone są przedsięwzięcia podejmowane 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, w których są określone zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym m.in. procedura 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 dalszym ciągu 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 2018 r. działało 5 sprzedawców z urzędu, oraz w zależności od obszaru 5 „dużych” operatorów systemów dystrybucyjnych od 123 do 169 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działają także sprzedawcy (171) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Zgodnie z zasadą TPA, każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest jednak zawarcie przez sprzedawcę umowy o świadczenie usług dystrybucji tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączony jest odbiorca obsługiwany przez sprzedawcę. Natomiast realizacja umów kompleksowych wymaga zawarcia z OSD tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K). Na OSD spoczywa obowiązek zawarcia GUD lub GUD-K ze sprzedawcą, który o to wystąpi. Sprzedawcy natomiast nie mają obowiązku zawierania umów GUD i GUD-K, a tym samym obowiązku sprzedaży energii do poszczególnych grup odbiorców z określonych obszarów (za wyjątkiem sprzedawców pełniących funkcje sprzedawców z urzędu) - zależy to od ich suwerennych decyzji biznesowych.

W 2018 r. funkcjonował wzorzec GUD-K opracowany przez TOE oraz PTPiREE. Warto przypomnieć, że dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także

sprzedawca alternatywny, może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną.

Sprzedawcy energii elektrycznej dokonujący sprzedaży tej energii odbiorcom końcowym są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania. W celu udostępnienia swoich ofert sprzedawcy korzystali także z działającego na stronie internetowej URE Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogli porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. Na koniec 2018 r. swoje oferty w Kalkulatorze zamieszczało 36 sprzedawców. Warto zaznaczyć, że w celu zapewnienia porównywalności i czytelności ofert poszczególnych sprzedawców energii elektrycznej, od 1 lutego 2015 r. stosowany był standard ofertowy jednolity dla wszystkich sprzedawców, którzy przesyłają swoje oferty do wprowadzenia w internetowym kalkulatorze ofert cenowych.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich niewiele ponad 17,6 mln, z czego 90,8% (16 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 15,1 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy 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, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

W 2018 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w roku poprzednim, sprzedawcy często działają za pośrednictwem akwizytorów, którzy przedstawiają się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii. Nagminną praktyką sprzedawców jest nieinformowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadzi do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE, nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informuje jednak odbiorców o przysługujących im prawach. Działania podejmowane przez sprzedawców często noszą znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji. W 2018 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny 159 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

Ceny

Po uwolnieniu w 2008 r. cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo,

niezobowiązani do rozdzielenia działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Należy zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu, są uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu - pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych - także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy - Prawo energetyczne.

Pomiędzy IV kwartałem 2017 r. a IV kwartałem 2018 r. ceny za energię elektryczną wzrosły dla wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców z grupy taryfowej A - o 14,8%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G oraz odbiorców w gospodarstwach domowych - o 0,8%.

Opłaty dystrybucyjne w 2018 r. spadły dla wszystkich grup taryfowych za wyjątkiem odbiorców grupy taryfowej C. Największy spadek opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej A - o 3,9%, a najmniejszy dla odbiorców w grupie taryfowej G - o 0,4%. Dla odbiorców z grupy taryfowej C opłata dystrybucyjna wzrosła o 0,3%.

Data publikacji : 11.06.2019

Data modyfikacji : 11.06.2019

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