

Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/charakterystyka-ryнку/7562,2017.html>
04.05.2024, 06:03

2017

RYNEK HURTOWY

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r. ukształtował się na poziomie wyższym niż w roku poprzednim i wyniósł 165 852 GWh (wzrost o 1,98%). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 168 139 GWh i zwiększyło się o 2,13% w porównaniu z 2016 r. Tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe niż tempo wzrostu PKB w 2017 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 4,6%.

W 2017 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,0% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 6,6% rozchodu energii elektrycznej. W 2016 r. oba te parametry przyjmowały wartość na zbliżonym poziomie.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2017 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2016 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Jednocześnie liderem produkcji w segmencie OZE pozostawała nadal generacja wiatrowa.

W 2017 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 43 421 MW, a moc osiągalna - 43 332 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 4,9% oraz o 5,0% w stosunku do 2016 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 979,7 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 230,6 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 2,2% i o 2,7% w stosunku do 2016 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2017 r. wyniosła 67,3% – spadek o 2,1 punktu procentowego w stosunku do 2016 r.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2017 r., który wyniósł 43,5%, utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (wzrost o 7,7 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego, będący wynikiem przejęcia przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF). Natomiast na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych liderem była TAURON Polska Energia S.A. z udziałem 10,8% (wzrost o 0,6 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego).

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. wyraźnie wzrósł i wyniósł 69,0% (co oznacza wzrost o 14,1 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego).

Podobnie, wyraźnemu zwiększeniu uległ wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej - o 12,3 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 70% produkcji energii elektrycznej w kraju. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2017 r. istotnie wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika z finalizacji w 2017 r. przejęcia przez ww. grupy kapitałowe aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGiE Energia Polska.

Wieloletni trend spadkowy dotyczący w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. uległ istotnej zmianie. Po kilku latach spadku w 2017 r. oba wskaźniki wyraźnie wzrosły, a ich wzrost wyniósł odpowiednio: 37,1% i 39,1%. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2017 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku przeszedł ze średniego na wysoki. Natomiast liczony dla mocy zainstalowanej - znajduje się nieznacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że wskaźniki te uległy w ostatnim roku tak dużej zmianie w wyniku zmian organizacyjnych dokonanych w sektorze wytwarzania tj. przejęcia przez dwie grupy kapitałowe – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGiE Energia Polska.

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.

Część wolumenu energii elektrycznej sprzedawanej przez giełdę w 2017 r. została przekierowana do innych form sprzedaży, głównie do przedsiębiorstw obrotu. Ma to niewątpliwie związek z faktem, że transakcje przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które brały udział w programie pomocy publicznej pokrywania kosztów osieroconych były dokonywane w tzw. publicznym obrocie, zaś po zakończeniu udziału w tym programie przeważająca część wytworzonej energii elektrycznej została przekierowana z rynku konkurencyjnego do podmiotów należących do ich własnej grupy kapitałowej. Spowodowało to odpływ z rynku giełdowego znacznego wolumenu energii elektrycznej.

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 2017 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 111,7 TWh, co oznacza spadek o 11,8% w stosunku do 2016 r., w którym całkowity wolumen transakcji wyniósł 126,7 TWh. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2017 r. wyniosła 110,0 TWh, co stanowiło 66,3% produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r.

W 2017 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 2017 r. status członka na Rynku Towarów Giełdowych TGE S.A. posiadały 72 podmioty, przy czym 44 z nich aktywnie uczestniczyły w obrocie na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez TGE S.A.

Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2017 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 16 369 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 86,4 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2017 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2018 r. (BASE_Y-18). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2017 r. wyniósł 46,3 TWh - stanowi to 53,6% łącznego wolumenu odnotowanego na parkiecie RTT w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w ubiegłym roku.

W 2017 r. na RDN zawarto 1 292 757 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie około 25,2 TWh, co oznacza spadek o 9% w stosunku do roku poprzedniego. Natomiast na RDB zawarto 6 313 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 90,6 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 siedem 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 2017 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 46,7 TWh i był o 18,5% niższy w porównaniu do 2016 r., kiedy to wyniósł 57,3 TWh.

Ceny

Ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2017 r. zostały odzwierciedlone w ramach trzech wskaźników publikowanych przez Prezesa URE, tj. średniej rocznej i kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średniej kwartalnej ceny 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 2017 r. wyniosła 157,96 zł/MWh i była niższa względem 2016 r. o 3,78 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 161,74 zł/MWh.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2017 r. na TGE S.A.

W 2017 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-18 w całym 2017 r. ukształtowała się na poziomie 167,50 zł/MWh, podczas gdy w 2016 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-17 wyniosła 159,26 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-17 zawieranych w grudniu 2016 r. wyniosła 160,44 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 10,7%.

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 2017 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięć 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 2017 r. działało 178 przedsiębiorstw wyznaczonych 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 2017 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu, oraz ponad 119 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 (178) 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 odbiorca jest przyłączony. 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 2017 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 korzystają także z działającego na stronie internetowej URE Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogą porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. Na koniec 2017 r., jak w roku poprzednim, swoje oferty w Kalkulatorze zamieszczało 30 sprzedawców. Warto zaznaczyć, że w celu zapewnienia porównywalności i czytelności ofert poszczególnych sprzedawców energii elektrycznej, od 1 lutego 2015 r. stosowany jest 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 17,4 mln, z czego 90,8% (15,8 mln), to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14,9 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 2017 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 nie informowanie 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 2017 r., zgodnie z

właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny 183 sprawy mogące 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 rozdzielania 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 2016 r. a IV kwartałem 2017 r. ceny za energię elektryczną wykazywały tendencje spadkowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy spadek cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców w gospodarstwach domowych – o 4,4%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej C – o 0,7%.

Opłata dystrybucyjna w 2017 r. wzrosła dla wszystkich grup taryfowych za wyjątkiem odbiorców grupy taryfowej A. Największy wzrost opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej B – o 7,9%, a najmniejszy dla odbiorców w gospodarstwach domowych – o 3,9%. Dla odbiorców z grupy taryfowej A opłata dystrybucyjna spadła o 3,6%.

Data publikacji : 31.05.2018

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