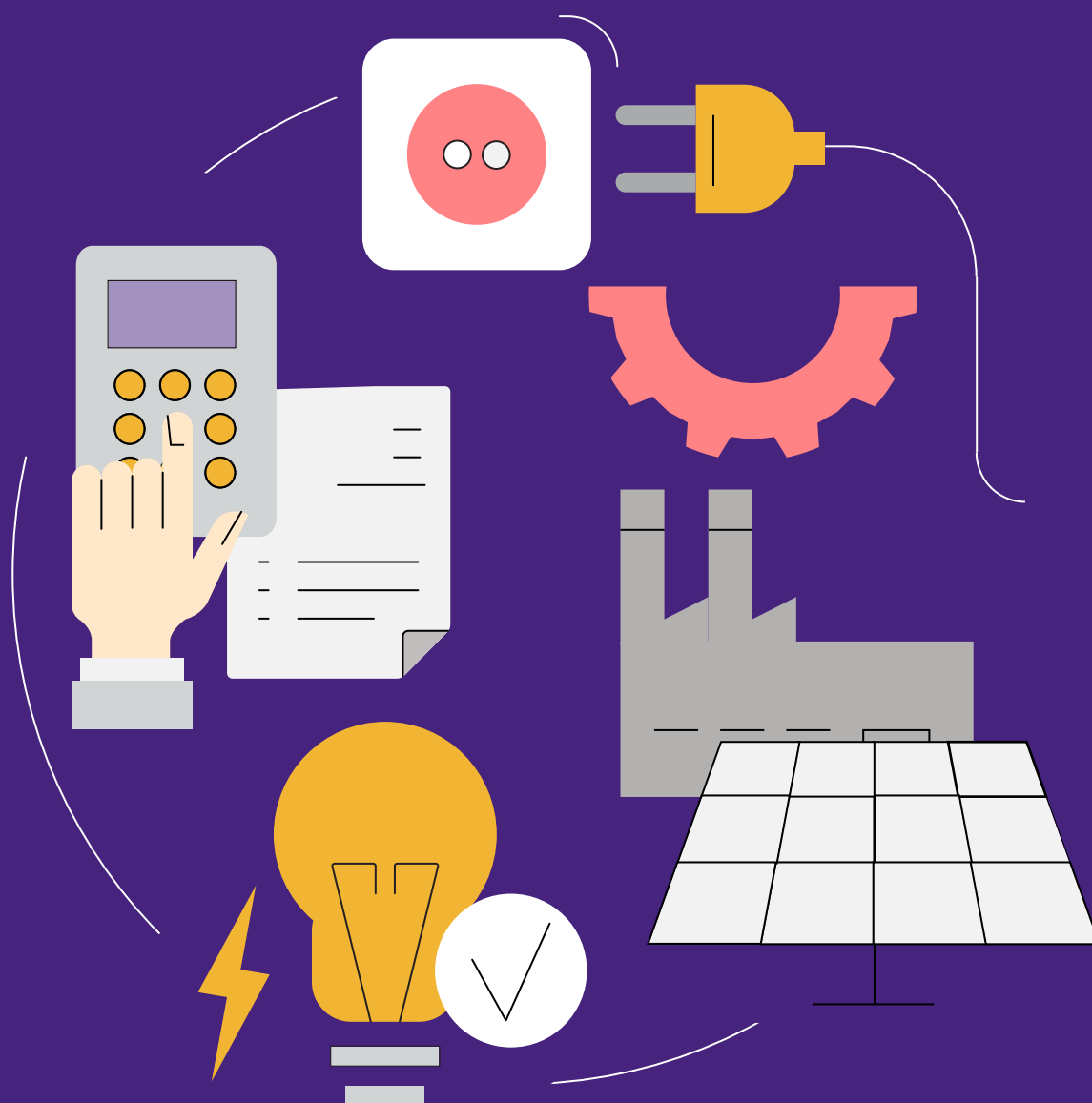




Odbiorca aktywny

Jak DSR zmienia
polską energetykę



AUTOR

Dominik Brodacki

szef działu energetycznego
Polityka Insight

REDAKCJA

Anna Chyckowska

PROJEKT GRAFICZNY

Joanna Pamuła

Polityka Insight

Partnerem raportu jest Enel X.

Opracowanie jest bezstronne i obiektywne, partner nie miał wpływu na jego tezy ani wymowę. Wszystkie prawa zastrzeżone.



Enel X to część międzynarodowej Grupy Enel, która poprzez swoje usługi wspiera przedsiębiorstwa we wdrażaniu innowacji i transformacji energetycznej. Enel X jest światowym liderem w zakresie zaawansowanych rozwiązań energetycznych w tym programów Demand Side Response (DSR) – zarządza ok. 9,2 GW mocy. Oferując zaawansowane rozwiązania, w tym zarządzanie energią, usługi finansowe i e-mobilność, Enel X zapewnia każdemu partnerowi spersonalizowany ekosystem oparty o rozwiązania technologiczne i usługi konsultingowe, realizując przy tym politykę zrównoważonego rozwoju i gospodarki o obiegu zamkniętym. W Polsce Enel X działa od 2017 roku, będąc wiodącym agregatorem DSR na rynku energii.

www.enelx.com



POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 12 lat dostarcza swoim odbiorcom serwisy analityczne dostępne w abonamentach, przygotowuje raporty i prezentacje na zlecenie polskich i międzynarodowych instytucji oraz organizuje debaty i konferencje. Analityków i analityczki Polityki Insight można usłyszeć w regularnie publikowanych autorskich seriach podcastowych, m.in. Nasłuchu i Energii do zmiany.

www.politykainsight.pl

Warszawa, lipiec 2025 roku

Spis treści

Wstęp	4
Kluczowe wnioski	5
DSR w Polsce	8
Czym jest i jak działa DSR	9
Struktura rynku	10
DSR przed rynkiem mocy	12
DSR na rynku mocy	15
Co oprócz rynku mocy	21
Korzyści z DSR	26
Na jakie potrzeby odpowiada DSR	27
Jak DSR wpływa na biznes	31
Jakie doświadczenia mają firmy	33
Przyszłość DSR	36
Kluczowe trendy	37
Zmiany prawne	38
Co po 2030 roku	41
Przypisy	43

Wstęp

Transformacja energetyczna wiąże się ze zmianą sposobu produkcji i konsumpcji energii elektrycznej, czyli wymaga zwiększenia niezawodności i elastyczności działania systemu energetycznego. Zapewnić to może aktywna postawa odbiorców, którzy otrzymują wynagrodzenie za ograniczenie popytu na energię w okresach, gdy zachodzi taka konieczność. To tzw. usługa DSR (ang. *Demand Side Response*). Jej wykorzystanie pozwala zmniejszyć negatywne skutki rozwoju OZE, w tym integrować zielone instalacje z resztą systemu oraz ograniczyć w nim lukę generacyjną.

Niniejszy raport zawiera analizę obecnego stanu rozwoju usług DSR, ze szczególnym uwzględnieniem zmian rynkowych, jakie zaszły po wprowadzeniu w Polsce rynku mocy. Składa się z trzech rozdziałów. W pierwszym omawia czym jest i jak działa DSR. Drugi zawiera analizę korzyści, jakie redukcja zapotrzebowania może przynieść systemowi elektroenergetycznemu i samemu biznesowi. Trzeci poświęcony został przyszłości DSR w perspektywie do i po 2030 r. – ujawnia kluczowe trendy, nadchodzące zmiany prawne oraz najważniejsze postulaty uczestników rynku.

Raport powstał na podstawie analizy zasobów i dokumentów źródłowych, publikacji naukowych i branżowych, danych rynkowych, a także badań autora. Wnioski bazują na publicznie dostępnych informacjach, w tym na deklaracjach uczestników rynku energii oraz organów i instytucji publicznych.

Życzę ciekawej lektury
Dominik Brodacki

Kluczowe wnioski

1

Usługi DSR polegają na czasowym obniżeniu poboru energii elektrycznej za wynagrodzeniem i przyczyniają się do poprawy przewidywalności, efektywności oraz niezawodności pracy Krajowego Systemu Energetycznego. Pozwalają ograniczyć zapotrzebowanie na moc, a w rezultacie zmniejszyć ryzyko blackoutu lub ograniczeń dostaw energii. DSR poszerza wachlarz możliwości operatora systemu elektroenergetycznego i pomaga rozwiązywać kluczowe problemy związane z zarządzaniem systemem, wynikające np. z niedostatecznych rezerw mocy w szczytach zapotrzebowania, awarii elektrowni, zmiennej generacji z odnawialnych źródeł energii (OZE) czy niedostatecznego stanu rozwoju infrastruktury lub bardzo wysokich kosztów ich rozbudowy (źródeł wytwórczych i sieci). Wykorzystanie usług DSR przyczynia się do zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, dzięki czemu lepiej może być wykorzystywana generacja z OZE.

2

DSR ma największy potencjał u dużych podmiotów, ponieważ te są zdolne do zarządzania zużyciem energii elektrycznej na większą skalę, a więc posiadają moc przyłączeniową o wartości co najmniej kilkuset kilowatów. Realizacja redukcji zapotrzebowania może następować poprzez: zmiany terminu poboru energii (w innych godzinach), wyłączenia linii produkcyjnej czy uruchomienie zasilania rezerwowego. Rozwój przydomowych magazynów energii może zaś nieco ułatwić wejście na rynek nowym odbiorcom.

3

Usługi DSR są aktywnie wykorzystywane w Polsce od 2017 r., przyczyniając się do aktywizacji strony popytowej na rynku energii elektrycznej. Rząd aktywnie wspiera ich rozwój, aby przeciwdziałać deficytom mocy takim jak w 2015 r., gdy brak mocy w elektrowniach spowodował wprowadzenie ograniczeń dostaw. Kluczowym narzędziem jest rynek mocy, który sprawia, że moc jest drugim obok energii elektrycznej towarem rynkowym. Jednostkom redukcji zapotrzebowania przysługuje prawo startu w aukcjach i wynagrodzenie na takich samych zasadach jak źródłom wytwórczym. Dane dowodzą, że z roku na rok znacznie DSR na rynku mocy rośnie, przy czym jego uczestnicy nadal powinni mieć możliwość brania udziału w rynku energii i bilansującym, czy świadczenia usług systemowych - pozwoli im to dodatkowo zarabiać na redukcji poboru.

4

Świadczenie usług DSR może przynieść firmom bezpośrednie korzyści – mianowicie zapewnić im dodatkowe źródło przychodu. Wynagrodzenie za udział w programie na rynku mocy jest wyliczane indywidualnie i wypłacane już za gotowość do wykonania redukcji. DSR zwiększa też efektywność działalności zaangażowanych podmiotów: ułatwia im zmniejszenie emisji CO₂ i stymuluje wdrażanie nowoczesnych rozwiązań w bieżącej działalności.

5

Istotną rolę na rynku usług DSR odgrywają agregatorzy, czyli podmioty pośredniczące między odbiorcami energii elektrycznej a PSE, łączą bowiem możliwości redukcyjne większej liczby podmiotów, ułatwiają im wejście do programów DSR, dopasowując ich zasady do indywidualnych możliwości odbiorców, a także chronią ich przed zbędnymi kosztami oraz ryzykiem kar. Uczestnictwo odbiorców w rynku mocy za pośrednictwem agregatora jest prostsze i bezpieczniejsze: daje bezkosztowe wdrożenie usługi redukcji zapotrzebowania, możliwość określenia potencjału redukcji w zależności od profilu działalności, a także dostęp do bieżącego wsparcia technicznego i merytorycznego w zakresie opracowania planu redukcji.

6

Dzięki rynkowi mocy – a przede wszystkim płatnościom za dyspozycyjność – DSR stał się mechanizmem w pełni rozwiniętym i pełniącym bardzo ważną rolę w systemie elektroenergetycznym. Dotychczasowe doświadczenia z jego funkcjonowania pokazują jednak, że zasadna jest jego gruntowna rewizja, także w odniesieniu do jednostek redukcji zapotrzebowania. Postulaty branży wskazują, co należy zrobić, by przyspieszyć rozwój DSR z korzyścią dla systemu energetycznego i odbiorców.



ROZDZIAŁ 01

DSR w Polsce

Czym jest i jak działa DSR

DSR (Demand Side Response) to czasowe obniżenie poboru energii elektrycznej. Usługa ta jest aktywowana w sytuacji, gdy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym występuje deficyt mocy. DSR przyczynia się do poprawy przewidywalności, efektywności, elastyczności i niezawodności sieci – dzięki temu udaje się zaoszczędzić odpowiednią ilość jednostek mocy (tzw. negawatów), a w rezultacie zmniejszyć ryzyko blackoutu.

Celem DSR jest poprawa zbilansowania popytu i podaży na prąd poprzez zwiększenie rezerw mocy w systemie, ograniczenie inwestycji w źródła wytwórcze i sieci energetyczne, zwiększenie udziału źródeł odnawialnych oraz obniżenie emisji zanieczyszczeń. DSR stanowi dodatkowe źródło przychodów dla aktywnych odbiorców: poprawia ich koszty i zwiększa konkurencyjność. Zwykle DSR ma postać usługi świadczonej operatorom systemów przesyłowych lub (rzadziej) dystrybucyjnych, w ramach której odbiorcy energii elektrycznej za wynagrodzeniem pozostają w gotowości do redukcji poboru energii elektrycznej oraz – w razie potrzeby – ograniczają jej zużycie. W praktyce DSR jest dedykowany najczęściej podmiotom zdolnym do zarządzania zużyciem prądu na większą skalę, a więc posiadającym moc przyłączeniową o wartości co najmniej kilkuset kilowatów. Możliwe jednak, że wraz z rozwojem np. przydomowych magazynów energii potencjał DSR wśród mniejszych odbiorców wzrośnie, choć wciąż pozostanie to rynkowa nisza.

INFOGRAFIKA 1: SPOSOBY REALIZACJI REDUKCJI ZAPOTRZEBOWANIA



**PRZESUNIĘCIA POBORU
MOCY NA INNE GODZINY**



**CZASOWE OGRANICZENIA
POBORU MOCY**



**TYMCZASOWE ZASTĄPIENIA POBORU MOCY Z SIECI PRACĄ
WŁASNEGO ŹRÓDŁA ENERGII LUB JEJ MAGAZYNU**

Źródło: Opracowanie własne.

Wykonanie tych zadań może następować na wiele sposobów, np. poprzez zmianę harmonogramu pracy linii produkcyjnej, wyłączenie części urządzeń czy uruchomienie agregatów. Mimo, że w teorii usługi DSR świadczyć mogą wszystkie firmy, to w praktyce zajmują się tym większe podmioty, chociaż niekoniecznie działające wyłącznie w branżach energochłonnych: metalurgicznej, chemicznej, wydobywczej, odpadowej, spożywczej, papierniczej czy budowlanej. Stopniowo rośnie jednak świadomość roli, jaką w programach DSR odgrywają inni odbiorcy komercyjni i przemysłowi (np. centra handlowe czy biurowce). Perspektywy udziału w DSR gospodarstw domowych, mimo popularyzacji taryf dynamicznych i automatycznych systemów zarządzania energią, wciąż są dosyć odległe ze względu na wysokie koszty jednostkowe i ograniczone zasoby do sterowania popytem bez znaczącej utraty komfortu. W tym segmencie większe perspektywy od mechanizmów aktywowanych przez operatora może mieć zastosowanie bardziej przewidywalnych mechanizmów taryfowych zachęcających do zmiany struktury zużycia na cele ogrzewania, klimatyzacji, ładowania samochodów elektrycznych czy wykorzystania magazynów energii u prosumentów.

Struktura rynku

Na rynku mocy w zakresie DSR działają trzy podstawowe grupy podmiotów. Są to: odbiorcy, agregatorzy ułatwiający wejście odbiorców na rynek oraz Operator Systemu Przesyłowego (OSP), czyli spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne. PSE odgrywa kluczową rolę w programie – odpowiada za zarządzanie Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE), w tym za rozwój elastyczności jego pracy i jej optymalizację oraz za bilansowanie popytu i podaży na prąd. W tym celu monitoruje funkcjonowanie systemu, ustala prognozowane zapotrzebowanie na moc oraz na bieżąco decyduje o sposobach jego pokrycia. Na tej podstawie organizuje programy DSR, zarządza nimi oraz dba o ich integrację z innymi sposobami bilansowania pracy KSE. Operator zawiera też umowy z uczestnikami programów DSR, a w razie potrzeby wzywa ich do redukcji zużycia energii elektrycznej na zasadach określonych w tychże umowach. Finalnie operator rozlicza wykonaną redukcję i zleca wypłatę wynagrodzenia dostawcom mocy przez Zarządcę Rozliczeń. Należy zauważyć, że istnieją projekty wykorzystania elastyczności w sieciach dystrybucyjnych, jednak rozwój DSR w tym segmencie rynku jest utrudniony, gdyż mniejsi odbiorcy energii elektrycznej nie posiadają (lub mają za mało) sterowalnych źródeł; koszty są też wysokie. Istotną rolę w zakresie kształtowania oraz nadzorowania procesów rynku mocy w ramach określonych Ustawą o Rynku Mocy mają także Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz Prezes Urząd Regulacji Energetyki.

INFOGRAFIKA 2: GRUPY PODMIOTÓW W DSR



Szczególną rolę na rynku pełnią agregatorzy DSR. To firmy pośredniczące między odbiorcami energii elektrycznej a PSE. W swoich portfelach agregują możliwości redukcyjne większej liczby podmiotów, które mogą być przyłączane do zarządzanej przez agregatora tzw. wirtualnej elektrowni – oprogramowania, w ramach którego działający na rynku DSR odbiorcy funkcjonują w praktyce jak jeden system. Dzięki temu moce redukcyjne niektórych agregatorów są porównywalne z mocami źródeł wytwórczych, a ich niezawodność w sytuacjach krytycznych deficytów mocy wyższa niż dla elektrowni. Agregatorzy ułatwiają wejście odbiorców do programów DSR, gdyż dopasowują zasady do indywidualnych możliwości odbiorców oraz chronią ich przed zbędnymi kosztami i ryzykiem kar.

Definicję agregatorów zawiera Ustawa Prawo Energetyczne, jednak nie obejmuje ona agregatorów działających na rynku mocy. Zgodnie z Ustawą jest to „podmiot działający na rynku energii elektrycznej, zajmujący się działalnością polegającą na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej”¹.

W razie polecenia operatora to agregatorzy odpowiadają za wprowadzenie redukcji wśród swoich klientów. Koordynują jej wykonanie oraz rozliczanie. W praktyce podnosi to zarówno elastyczność samych agregatorów, jak i odbiorców końcowych energii, ograniczając obu stronom ryzyka związane ze świadczeniem usług DSR. Przy odpowiednio zdywersyfikowanym portfelu agregatorzy są bowiem w stanie znacznie łatwiej i szybciej wykonać potrzebną redukcję, nawet jeśli pojedynczy klient sam nie jest w stanie tego zrobić z powodów technicznych lub operacyjnych. Wówczas – w zależności od umowy z agregatorem – jego wynagrodzenie jest zwykle pomniejszane proporcjonalnie do faktycznego poziomu uczestnictwa w redukcji. **Praktycznie niemal 100 proc. odbiorców bierze udział w rynku mocy za pośrednictwem agregatorów, gdyż jest to znacznie prostsze i nie wiąże się z ryzykiem kar. Agregatorzy na ogół doradzają też swoim klientom w obliczaniu potencjału redukcyjnego.** Przekłada się to na poprawę ich działalności, w tym zoptymalizowanie zakupu energii elektrycznej i jej zużycia.

DSR przed rynkiem mocy

Usługi DSR zostały w Polsce uruchomione w 2017 r., choć pierwsze programy PSE wdrożyły od 2013 r. Nie cieszyły się jednak zainteresowaniem; nie aktywowano choćby testu działania tego mechanizmu. Powodem był brak wynagrodzenia za gotowość do redukcji, a jedynie za samą redukcję – PSE nie musiało z niej jednak korzystać, więc i udział w DSR nie wiązał się z żadnymi korzyściami dla odbiorców. Stąd zakontraktowany wolumen negawatów nie przekraczał ok. 150-200 MW zimą i ok. 185 MW w okresie letnim, ale początkowy entuzjazm odbiorców malał ze względu na brak wynagrodzenia. W ostatnim przetargu w 2016 r. nie złożono żadnej oferty.

W 2017 r. PSE wprowadziły interwencyjną redukcję zapotrzebowania. Zaoferowały wówczas firmom dwa programy: bieżący i gwarantowany – w pierwszym płacąc tylko za redukcję poboru prądu, zaś w drugim także za gotowość do jej wykonania. W kwietniu 2019 r. ruszył trzeci program – bieżący uproszczony. Podobnie jak w przypadku wcześniejszych programów płatnych za wykonanie redukcji, program bieżący oraz bieżący uproszczony nigdy nie został aktywowany w związku z czym nie cieszył się popularnością, gdyż nie przynosił przychodów. Program gwarantowany natomiast, z płatnością za dyspozycyjność, cieszył się rosnącym zainteresowaniem i coraz wyższą mocą, pomimo obowiązkowych, wielogodzinnych testów wstępnych.

Programy aktywowały stronę popytową na rynku energii elektrycznej. W ramach programu gwarantowanego już na wstępie PSE udało się zawrzeć umowy na usługi DSR zakładające od 1 lipca 2017 r. do 30 czerwca 2018 r. łączną redukcję w wysokości 361 MW w okresie letnim i 315 MW w okresie zimowym. W programie bieżącym zawarto zaś pięć umów. Natomiast między lipcem 2018 a czerwcem 2019 r. PSE mogły liczyć na redukcję w wysokości odpowiednio 363-535 MW oraz 510-535 MW. Kolejne lata przyniosły dalszy wzrost kontraktacji, której najwyższy poziom (684-765 MW mocy gwarantowanej) pozyskano na okres letni 2020 r.

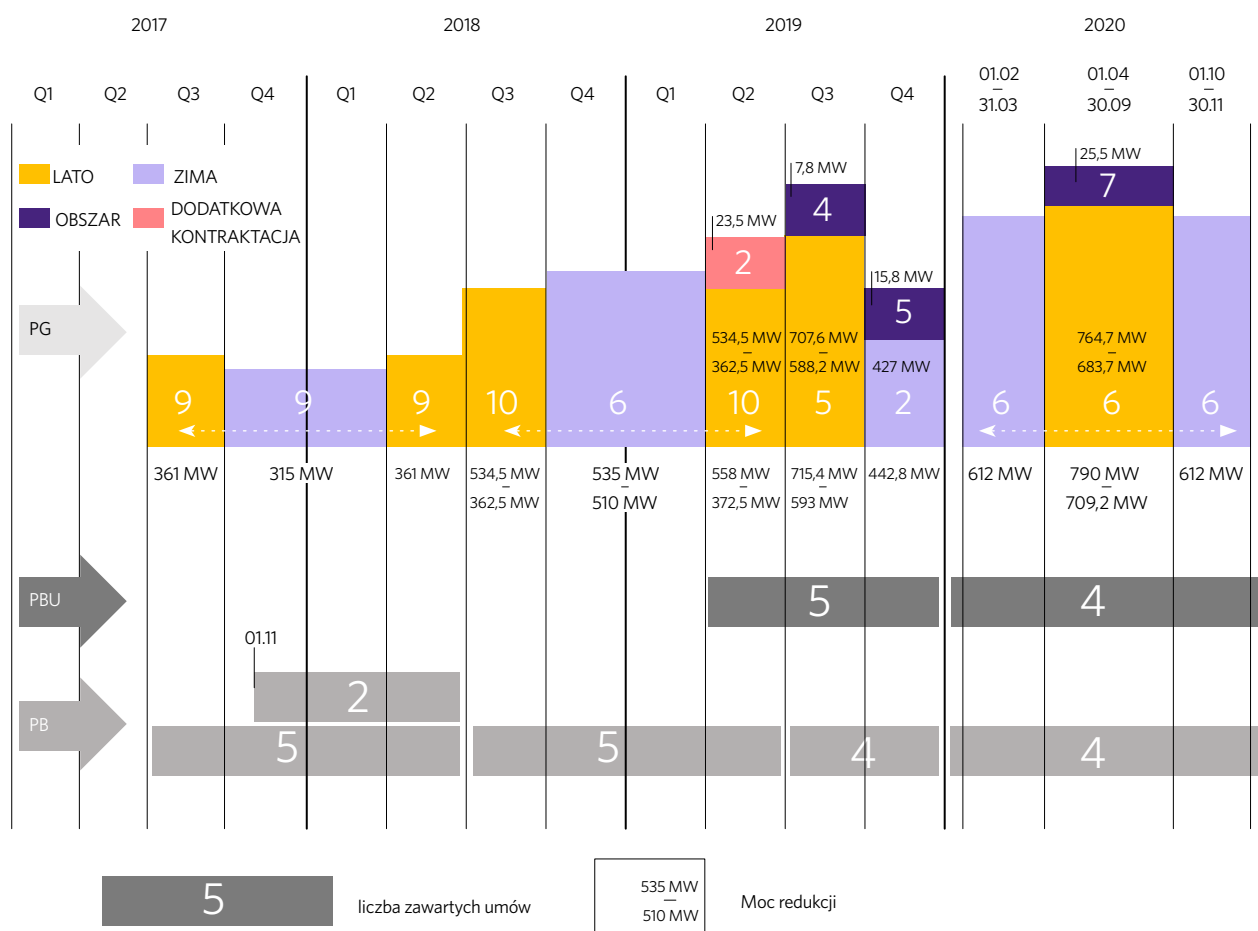
TABELA 1: CECHY PROGRAMÓW DSR PRZED 2021 R. (PG, PB I PBU)

Cechy Programów DSR	Program Gwarantowany	Program Bieżący	Program Bieżący Uproszczony
Opłata za gotowość	 Tak	 Nie	 Nie
Odpowiedź na wezwanie do złożenia propozycji sprzedaży	 Obowiązkowo	 Dobrowolnie	 Dobrowolnie
Reakcja na polecenie redukcji, o ile zaakceptowano propozycję sprzedaży	 Obowiązkowo	 Obowiązkowo	 Dobrowolnie
Obowiązek testowania	 Tak	 Nie	 Nie
Kary za niewykonanie redukcji	 Tak	 Tak	 Nie

Źródło: PSE.

Program Gwarantowany DSR przestał działać w 2021 r., gdy został zastąpiony udziałem jednostek DSR w rynku mocy. Wówczas też jednak PSE zdecydowały się na uruchomienie nowej usługi systemowej – Interwencyjnej redukcji poboru mocy przez odbiorców (IRP), która zastąpiła wygaszony z końcem 2020 r. program bieżący i bieżący uproszczony (patrz niżej). Podobnie jak w przypadku tamtych programów, program IRP nie cieszy się zainteresowaniem, gdyż nie przynosi przychodów – nie było do tej pory wezwań do redukcji a program przewiduje płatności jedynie za ich skuteczne wykonanie.

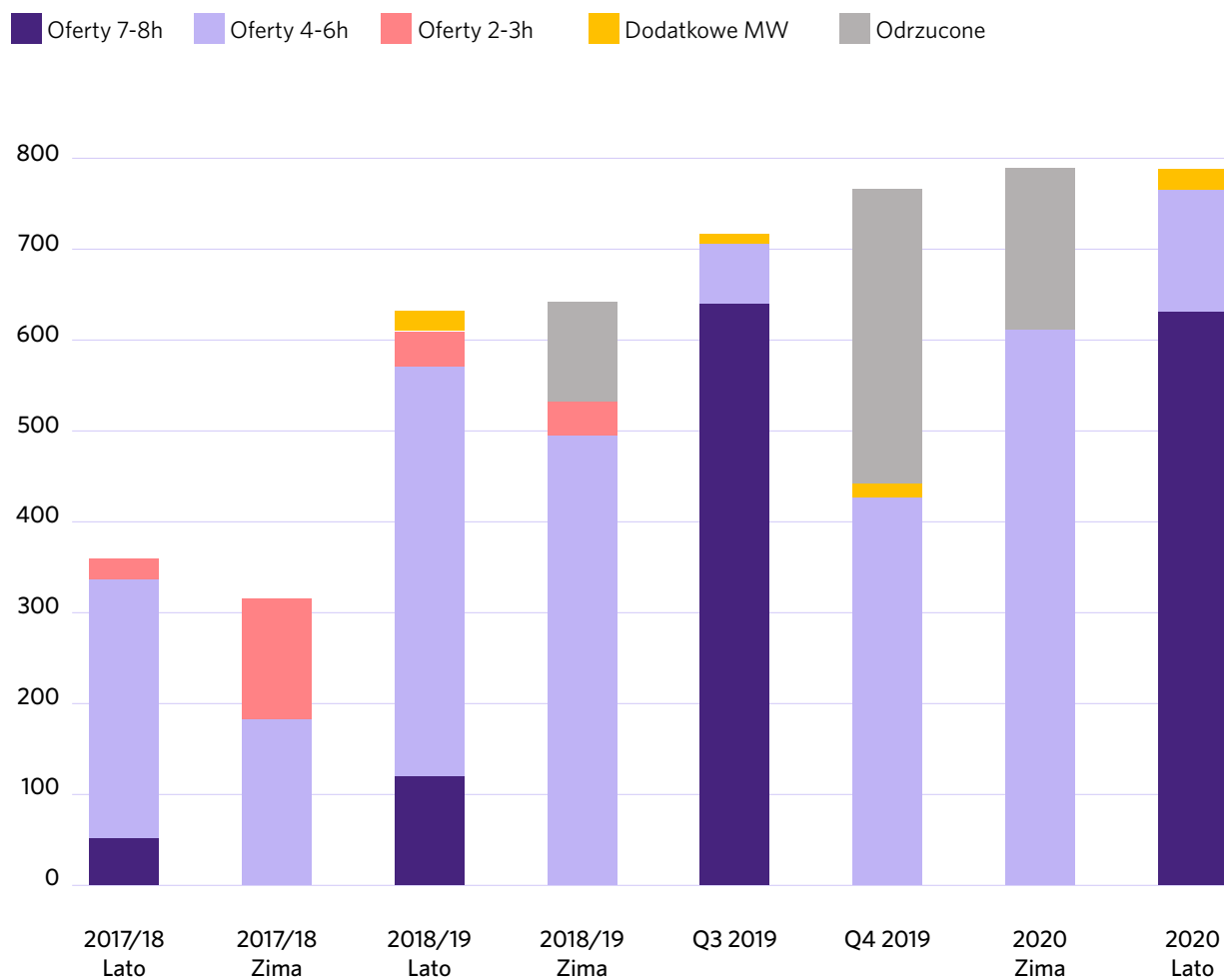
WYKRES 1: UMOWY DSR 2017-2020



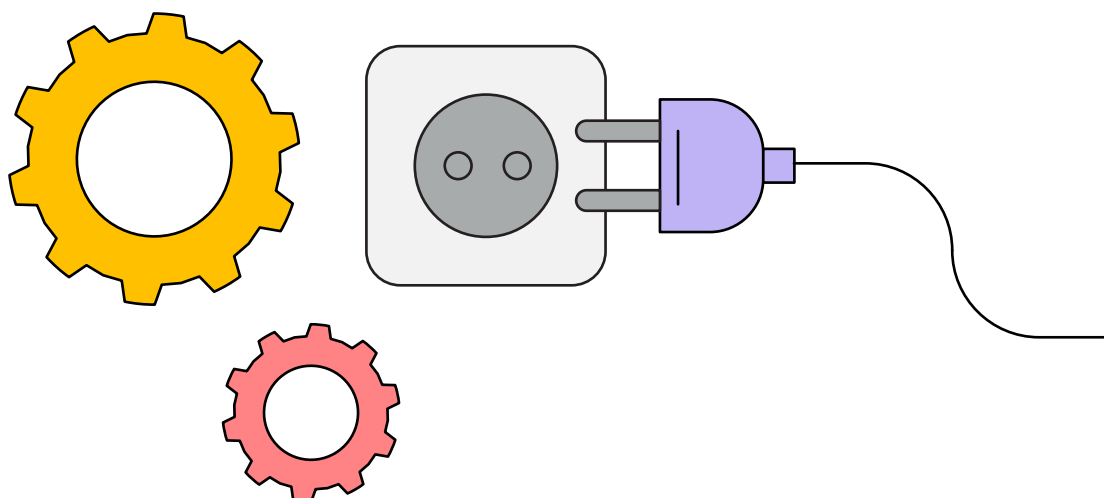
Źródło: PSE.

Rynek mocy to mechanizm wynagradzania jednostek wytwórczych za utrzymywanie gotowości do dostarczenia mocy do systemu lub jednostek redukcji zapotrzebowania (DSR) za gotowość do ograniczenia poboru energii elektrycznej w danej godzinie. W obu przypadkach następuje to na wezwanie PSE. Celem jest ograniczenie niedoborów mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i zapewnienie stabilności jego pracy. **Wraz z wprowadzeniem tego mechanizmu moc stała się więc drugim obok energii elektrycznej towarem rynkowym.** Co ważne, uczestnicy rynku mocy formalnie mogą brać udział w rynku energii i bilansującym, jak również świadczyć usługi systemowe.

WYKRES 2: OFEROWANE WOLUMENY W PROGRAMIE GWARANTOWANYM W LATACH 2017-2020 (MW)



Źródło: PSE.



DSR na rynku mocy

1

RYNEK MOCY – PIERWOTNY I WTORNY

Na rynku pierwotnym obowiązki mocowe (określające wielkość zobowiązania do dostarczenia mocy na wezwanie operatora) przydzielane są w drodze organizowanych co roku aukcji. Natomiast rynek wtórny umożliwia obrót obowiązkiem mocowym uzyskanym na rynku pierwotnym, pozwalający zarówno zwiększyć, jak i zmniejszyć obowiązek mocowy w zależności od możliwości zarejestrowanych uczestników rynku mocy. Rynek wtórny pozwala również na tzw. realokację – czyli przeniesienie między uczestnikami mocy nadwyżek dostarczonej mocy w okresach przywołania, aby uczestnicy, którzy nie dostarczyli wystarczających mocy, mogli uniknąć kary po nabyciu nadwyżek od innych uczestników.

Polski rynek mocy został ustanowiony ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r., która weszła w życie w styczniu 2018 r.

2

AUKCJE MOCY – GŁÓWNE I DODATKOWE

Obie są przeprowadzane co roku. Aukcje główne dotyczą całego roku dostaw – pierwsze trzy aukcje przeprowadzono w grudniu 2018 r. i dotyczyły wyjątkowo dostaw mocy na lata 2021–2023. Kolejne aukcje główne były przeprowadzane z ponad 4-letnim wyprzedzeniem. Aukcje dodatkowe organizuje się zaś z rocznym wyprzedzeniem, oddzielnie na każdy kwartał roku dostaw. Są one dedykowane podmiotom, które nie wylicytowały obowiązku mocowego w aukcji głównej lub też nie są w stanie z góry zadeklarować jego wykonania o każdej porze roku. Wolumen oferowany na aukcjach dodatkowych jest znacząco mniejszy niż w aukcjach głównych i udział w tych aukcjach wiąże się z ryzykiem braku możliwości zakontraktowania mocy w korzystnych cenach. Było to widoczne w aukcjach na rok 2025 i 2026, szczególnie w okresie letnim gdzie rosnący udział fotowoltaiki zmniejsza zapotrzebowanie operatora na moc. Jednocześnie udział w aukcjach rocznych wiąże się z koniecznością zakontraktowania mocy u operatora z dużym wyprzedzeniem i złożenia wysokich zabezpieczeń finansowych – także jest to z reguły realizowane przez doświadczonych agregatorów, którzy następnie pozyskują odbiorców dla wypełnienia swoich obowiązków mocowych przed rozpoczęciem dostaw.

3

PRZYWOŁANIE NA RYNKU MOCY: TESTOWE OKRESY PRZYWOŁANIA I OKRESY PRZYWOŁANIA

Testowe okresy przywołania mogą być przeprowadzane nie częściej niż raz na kwartał i trwać nie dłużej niż jedną godzinę; mają na celu weryfikację zdolności jednostek rynku mocy do udziału dostawy zakontraktowanej mocy. Testowe okresy przywołania mogą być ogłaszane do 4 razy w roku – wtedy, gdy rezerwy mocy są niskie, a ich ogłoszenie również przyczynia się do optymalizacji pracy źródeł wytwórczych i obniżenia kosztów operatora. Za skutecznie wykonane testowe okresy przywołania przysługuje atrakcyjna rekompensata finansowa, która nie występuje dla okresów przywołania.

Usługi DSR na rynku mocy świadczą przede wszystkim przedsiębiorstwa mające zdolność do odpowiednio dużej redukcji zużycia energii elektrycznej. Następować to może poprzez ustalenie jej poboru w innych godzinach, wyłączenia linii produkcyjnej bądź uruchomienia zasilania rezerwowego.

Okresy przywołania na rynku mocy (wcześniej zwane okresami zagrożenia) występują bardzo rzadko. Mogą być ogłoszone przez PSE jedynie w ściśle określonych prawnie warunkach, jeśli operator nie jest w stanie w żaden inny sposób zapewnić wystarczających rezerw mocy. Okres taki musi być ogłoszony z co najmniej 8-godzinnym wyprzedzeniem, co daje uczestnikom czas na przygotowanie się do wykonania polecenia operatora. Polecenie redukcji może dotyczyć tylko godzin 7:00-22:00 w dni robocze.

Okresy przywołania ogłoszono dotąd dwa razy: 23 września 2022 r. w godz. 19:00-21:00 oraz 6 listopada 2024 r. między godz. 16:00-19:00 (trzy okresy przywołania występujące kolejno po sobie). W obu przypadkach powodem był brak bezpiecznych dla systemu elektroenergetycznego rezerw mocy w KSE (odpowiadających co najmniej 5 do 9 proc. prognozowanego zapotrzebowania) spowodowany niską produkcją energii z OZE, ograniczonymi możliwościami importu energii z zagranicy, licznymi awariami i remontami elektrowni oraz dużym zużyciem energii. W efekcie PSE udało się zmobilizować dostępne jednostki wytwórcze oraz DSR do utrzymania stabilności systemu energetycznego. W 2022 r. było to 23,31 GW, a w 2024 r. 22,7 GW na każdą z trzech godzin, czyli o ponad 2 GW więcej, niż wynosiło prognozowane zapotrzebowanie w tym czasie. W obu okresach przywołania DSR odegrał istotną rolę, np. w 2022 r. zgodnie z raportem NIK przyczynił się do zwiększenia rezerw mocy do poziomu ponad 33% powyżej minimalne wymaganych, natomiast w 2023 r. dzięki DSR zapotrzebowanie w godzinach redukcji spadło o około 5 proc. w stosunku do wcześniejszych prognoz operatora, co pozwoliło przywrócić bezpieczny poziom rezerw mocy.

4

DLA DSR - PODOBNIIE JAK DLA INNYCH ŹRÓDEŁ - UDZIAŁ W RYNKU MOCY MOŻLIWY JEST OD 2021 R. (NA PODSTAWIE AUKCJI, KTÓRA ODBYŁA SIĘ W 2018 R.)

Wówczas rynek mocy zastąpił tzw. program gwarantowany. W jego ramach jednostkom redukcji zapotrzebowania przysługuje prawo startu w aukcjach i wynagrodzenie na takich samych zasadach jak źródłom wytwórczym (w wysokości ustalonej podczas aukcji mocy) – faworyzowanie na rynku mocy jej dostawców (np. konwencjonalne elektrownie) kosztem DSR jest formalnie zabronione. Wynagrodzenie to w założeniu ma im wyrównać koszty i ryzyka, jak i stymulować do modernizacji własnych aktywów, w tym jednostek wytwórczych oraz budowy nowych. Jednocześnie jednostki redukcji zapotrzebowania mają na rynku mocy podobne obowiązki co źródła wytwórcze. Co istotne, z reguły udział w programie DSR nie wiąże się dla odbiorców z niewyprodukowaniem materiałów – wezwania do redukcji są rzadkie, a w razie ich wystąpienia jest możliwe przeniesienie produkcji na inne godziny. Czas redukcji można zaś wykorzystać np. na wykonanie przeglądów instalacji.

5

DSR PRZYSŁUGUJĄ KONTRAKTY ROCZNE LUB 5-LETNIE

Te drugie mogą uzyskać tylko te jednostki redukcji zapotrzebowania, które we wniosku o certyfikację do aukcji głównej zadeklarują poniesienie znaczących nakładów inwestycyjnych (na zasadach określonych w ustawie i regulaminie rynku mocy) na:

- dostosowanie urządzeń do możliwości świadczenia usług DSR,
- budowę magazynu energii,
- budowę wewnętrznego źródła wytwarzania energii elektrycznej.

Co ważne, zadeklarowany na aukcjach wolumen redukcji musi wynosić co najmniej tyle, ile uczestnik będzie w stanie świadczyć przez czas trwania programu. Ponieważ jednak zaletą DSR jest znaczące ograniczenie nakładów inwestycyjnych, do tej pory zawarto jedynie dwa kontrakty 5-letnie o mocy 5 MW każdy. Przystąpienie do programu DSR rzadko wymaga bowiem doinwestowania zakładu produkcyjnego, a możliwość uczestniczenia w rynku mocy przez agregatorów redukuje odbiorcom ryzyko niewykonania redukcji. Z tego powodu w branży pojawia się postulat wprowadzenia możliwości uzyskania takich kontraktów dla mocy zagregowanych bez konieczności wykazywania nakładów inwestycyjnych. Przy obecnych zasadach rozliczeń DSR na rynku mocy niestety nie jest możliwe uzyskanie znaczących korzyści finansowych na rynku mocy przez budowę magazynu energii u odbiorcy. Wykorzystywany na rynku energii magazyn może nawet obniżyć wynagrodzenie z rynku mocy – taka instalacja obniża bowiem tzw. baseline, czyli poziom odniesienia na bazie historycznego zużycia, który służy do wyznaczania poziomu redukcji.

Do aukcji mocy mogą się zgłosić dwa rodzaje jednostek DSR – z generacją wewnętrzną lub bez niej. Te pierwsze obowiązuje limit emisji w wysokości 550 g CO₂ na 1 kWh wyprodukowanej w roku dostaw energii elektrycznej. Co ważne, ów limit nie obowiązuje w aukcjach uzupełniających organizowanych od drugiej połowy 2025 do 2028 r. i tylko wtedy, kiedy w aukcji głównej ani w aukcjach dodatkowych nie zostanie zakontraktowana wystarczająca ilość mocy.

6

DSR MOGĄ UCZESTNICZYĆ W RYNKU MOCY OSOBIŚCIE LUB ZA POŚREDNICTWEM AGREGATORÓW

Jak wcześniej wspomniano, ta pierwsza sytuacja niemal nie występuje, bo uczestnictwo za pośrednictwem agregatora jest prostsze i bezpieczniejsze: nie ma ryzyka kar, można przystąpić do programu znacznie bliżej okresu dostawy, ryzyko niewykonania redukcji w dużej zagregowanej jednostce jest znacząco niższe niż samodzielnie. Korzystniejszy od samodzielnego uczestnictwa jest więc udział w portfelu agregatorów, którzy zajmują się załatwianiem wszelkich formalności związanych z rynkiem mocy oraz kwestiami technicznymi.

Agregatorzy są w stanie zrealizować ewentualną redukcję poprzez elastyczne zarządzanie mocą dostępną w ich portfelach, w tym w drodze „przenoszenia” obowiązku mocowego pomiędzy różnymi zgromadzonymi w nim jednostkami DSR, mają także znacznie lepszy dostęp do rynku wtórnego. Dla przedsiębiorstwa może to oznaczać mniejsze ryzyko operacyjne. Uczestnicząc z agregatorem nie muszą przejmować się formalnościami związanymi z rynkiem mocy, takimi jak między innymi certyfikacje. Co ważne, za pośrednictwem agregatorów w rynku mocy mogą uczestniczyć podmioty o minimalnej mocy redukcji zapotrzebowania poniżej 2 MW, a maksymalna zagregowana moc to 50 MW.

Z punktu widzenia operatora udział w rynku mocy jednostek DSR jest o tyle korzystny, że szybko można je pozyskać i włączyć w proces bilansowania systemu – dla kontrastu: budowa źródeł wytwórczych trwa zwykle wiele lat i jest nieopłacalna, jeśli nie są one wykorzystywane bardzo często na rynku energii.

Korzystanie z usług agregatorów wiąże się z wymiernymi korzyściami dla odbiorców. Obejmują one: bezkosztowe wdrożenie usługi redukcji zapotrzebowania, tj. rejestracji i certyfikacji w rynku mocy, oraz możliwość zgłaszania niedyspozycyjności bez ryzyka kar. Agregatorzy pomagają też w określeniu potencjału redukcji w zależności od profilu działalności i możliwości przedsiębiorstwa. Udzielają również wsparcia technicznego i merytorycznego w zakresie opracowania planu redukcji czy możliwości osiągnięcia przewidzianej w ustawie o rynku mocy nawet 83-procentowej ulgi w opłacie mocowej. Wartością dodaną może być również zapewnienie danych pomiarowych dostępnych w czasie rzeczywistym, które wspiera zwiększenie efektywności energetycznej.

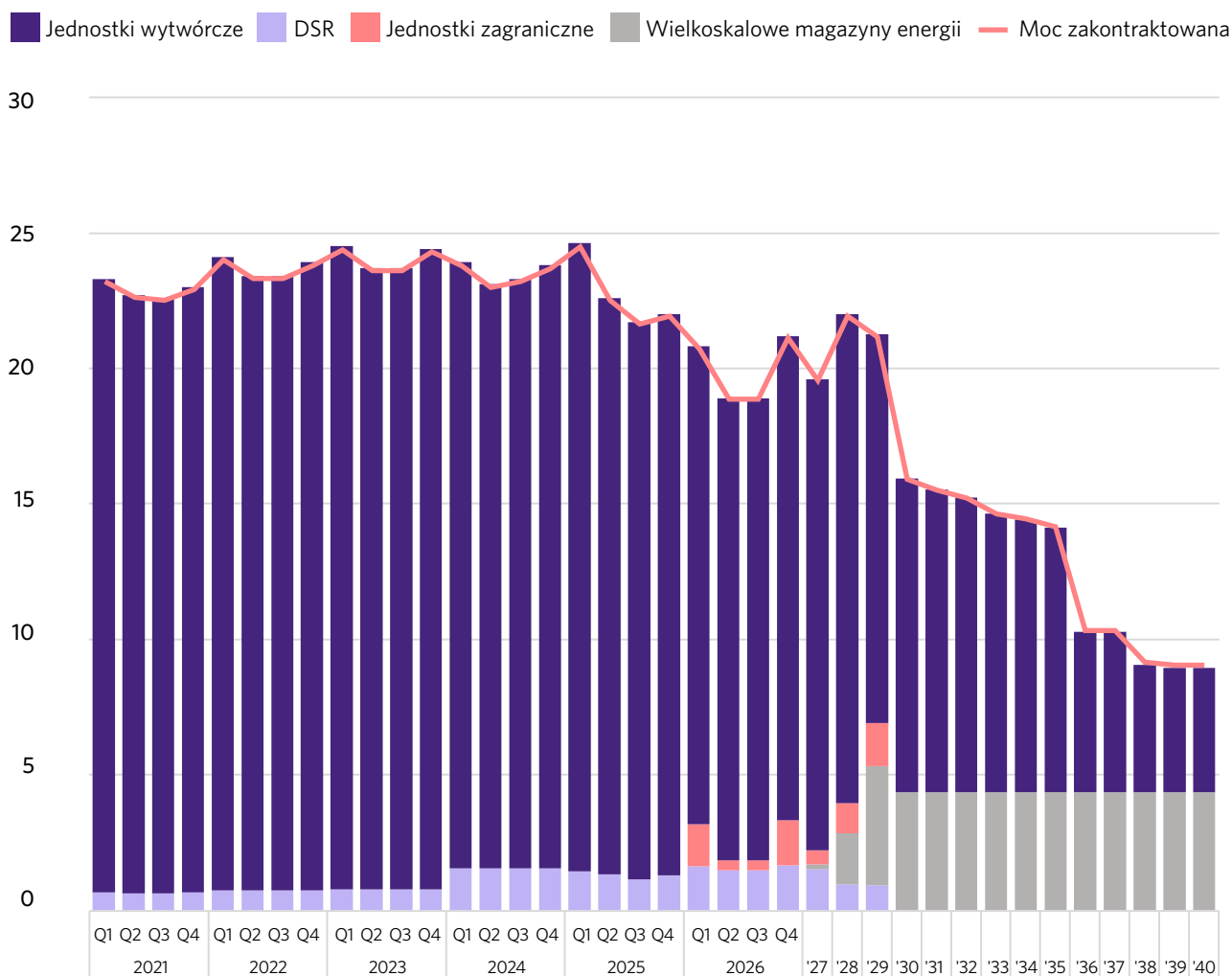


Z ROKU NA ROK ROŚNIE ZNACZENIE DSR NA RYNKU MOCY

W aukcji z 2018 r. (na lata dostaw 2021–2023) takie jednostki zakontraktowały na 2021 r. w sumie 615 MW, na 2022 r. 761 MW, a na 2023 r. 791 MW. Stanowiło to odpowiednio 3,3 oraz 4 proc. całkowitego potencjału mocy oferowanego przez uczestników rynku. W aukcji z dostawą mocy w 2024 r. jednostki DSR wylicytowały zaś 1029 MW (5 proc.), w 2025 r. – 949 MW (5 proc.), w 2026 – 1504 (8 proc.), w 2027 r. – 1539 (8 proc.), a w 2028 r. – 981 MW (5 proc.)². W tych ostatnich latach obrazowało to zarówno faktycznie dostępną w Polsce wielkość mocy w ramach usługi DSR, ale i wrażliwość DSR na ceny mocy. Według opinii ośrodków badawczych realny udział DSR w mechanizmach mocowych może sięgać w optymalnych warunkach około 10 proc. szczytowego zapotrzebowania, które w Polsce wynosi około 27 GW.

Coraz wyższe koszty budowy nowych elektrowni oraz malejący stopień ich wykorzystania wobec rozwoju OZE powoduje rosnące oczekiwania inwestorów w nowe źródła na wysokie ceny na rynku mocy. Zgodnie z raportem NIK koszty rynku mocy tylko w dwóch pierwszych latach były o 33 proc. wyższe od planowanych. W kolejnych latach dopiero dwukrotny wzrost ceny do ponad 400 zł/kW/rok na lata 2026-2027 mobilizował do zawierania wieloletnich kontraktów na nowe moce, a ponowny spadek cen w 2028 i 2029 r. na skutek rosnącej konkurencji ze strony magazynów energii spowodował, że wiele planowanych projektów elektrowni gazowych mających zastąpić wysłużone źródła węglowe wycofało się z aukcji. Ze względu na to, że DSR nie wymaga dużych inwestycji, może efektywnie zastępować rzadko wykorzystywane, a najdroższe w budowie lub eksploatacji elektrownie i pozwala obniżyć koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

WYKRES 3: WYNIKI AUKCJI NA LATA 2021-2029 W PODZIALE NA RODZAJE JEDNOSTEK (MW)

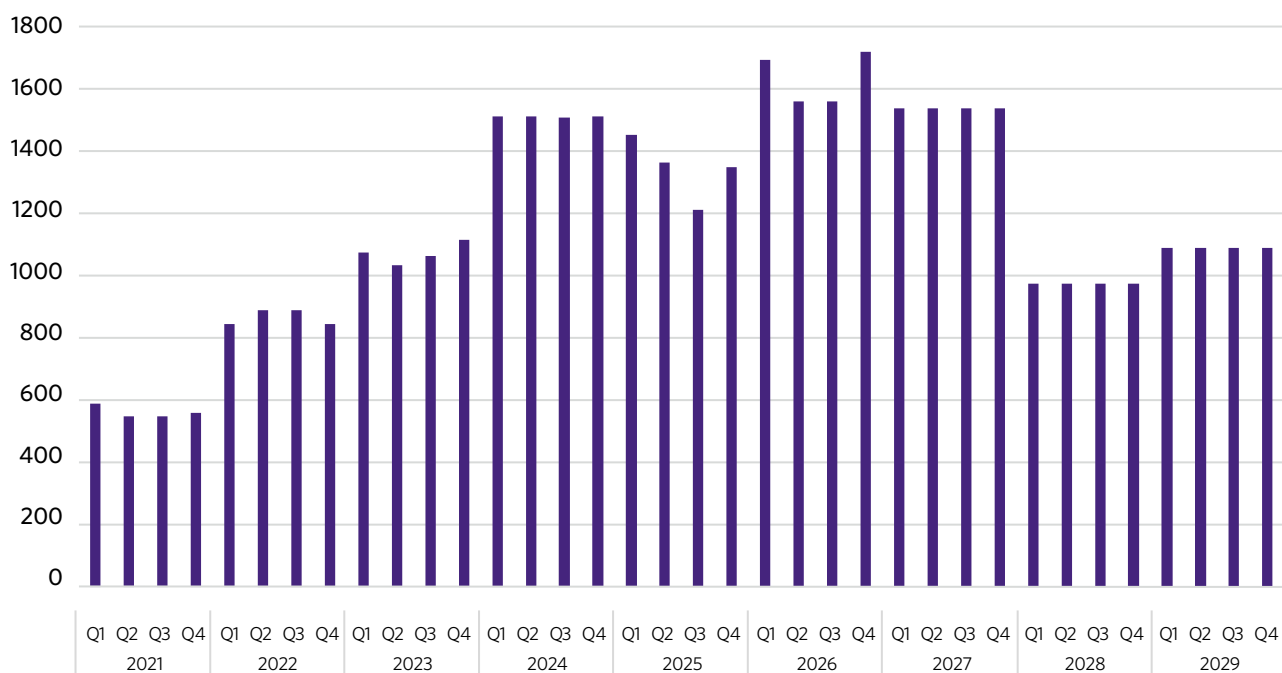


Źródło: Opracowanie własne.

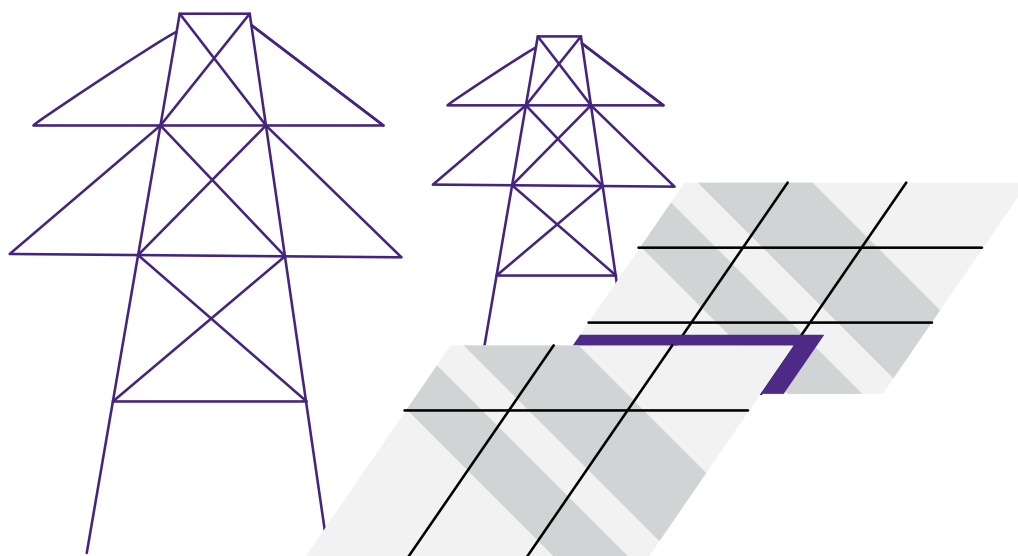
Przeprowadzona w grudniu 2024 r. aukcja z dostawą/redukcją mocy w 2029 r. przyniosła ponowne lekkie odbudowanie potencjału DSR po nieco słabszym roku 2028 - na świadczące tę usługę podmioty przypadło 1088 MW, a aukcja została zamknięta z ceną 264,90 zł/kW/rok.

Ostatnie lata przyniosły wzrost mocy zakontraktowanej przez jednostki DSR - na 2021 r. było to 615 MW, w latach 2024-2027 łącznie zakontraktowanie sięga 1600-1700 MW (łącznie z aukcjami dodatkowymi), a na lata 2028-2029 r. zakontraktowano w aukcjach głównych 974-1088 MW.

WYKRES 4: WOLUMEN DSR ZAKONTRAKTOWANY NA POSZCZEGÓLNE OKRESY DOSTAW (MW)



Źródło: Opracowanie własne.



Co oprócz rynku mocy

Jednostki DSR – jako odbiorcy energii – mogą uczestniczyć w rynku energii i świadczyć usługi systemowe. Powszechnym sposobem na wspomaganie systemu energetycznego i na zarobek poprzez dostarczanie strategicznych rezerw mocy są dla nich mechanizmy zapewniania wystarczalności mocy, takie jak rynek mocy. Jednostki DSR mogą jednak brać udział i w innych mechanizmach, w których elastyczność odbiorców pomaga obniżyć koszty bieżącego bilansowania systemu, pełniej wykorzystywać tanią energię ze źródeł odnawialnych i przyczyniać się do zmniejszenia uzależnienia od importu paliw i ograniczania szkodliwych emisji.

INFOGRAFIKA 3: USŁUGI ŚWIADCZONE PRZEZ JEDNOSTKI DSR



Źródło: Opracowanie własne.

1

RYNEK BILANSUJĄCY (RB)

W teorii odbiorcy DSR mogą uczestniczyć w RB od 2021 r. (wówczas wszedł w życie pierwszy etap reformy RB). Jednak koszty wejścia i zasady funkcjonowania rynku bilansującego nie były dostosowane do wykorzystania potencjału odbiorców, a dodatkowym ograniczeniem był brak możliwości agregacji.

W czerwcu 2024 r. wprowadzono drugi, zasadniczy etap reformy rynku bilansującego. Jego celem było wzmocnienie mechanizmów rynkowych tak, by uczestnikom rynku bilansującego (szczególnie OZE) opłacało się zwiększać elastyczność i dopasowywać do bieżących potrzeb KSE. W związku z tym wprowadzono rynkowe pozyskiwanie mocy bilansujących, skrócono okres rozliczeniowy do 15 min, rozdzielono funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie od funkcji dostawcy usług bilansujących, wprowadzono, choć w symbolicznym wymiarze do około 10 zł/ MWh, mechanizm wyceny niedoboru mocy (*scarcity pricing mechanism*). Po zmianach **towarem na RB jest już nie tylko energia, lecz także moc bilansująca**. Do udziału w rynku dopuszczono także podmioty dysponujące minimalną mocą wytwórczą co najmniej 0,2 MW (wcześniej limit wynosił 1 MW mocy). Jego uczestnicy zyskali też prawo do agregacji³. Zwiększyła się zmienność cen, co kreuje dodatkowy bodziec dla odbiorców rozliczających się z dostawcami energii w oparciu o ceny godzinowe.

Wprowadzone zmiany zasad działania RB są korzystne dla jednostek DSR – jednakże nie wydają się wystarczające. Spełnić wyśrubowane wymagania techniczne dopuszczające do uczestnictwa w rynku na dziś dzień są w stanie duże elektrownie systemowe (o mocach wielkości kilkuset MW). Aktywni odbiorcy o mocach rzędu kilku–kilkunastu MW lub mniejszych, aby im sprostać, muszą jednak ponieść duże koszty, wielokrotnie wyższe niż w krajach, gdzie aktywa rozproszone (w tym odbiorcy) skutecznie uczestniczą w rynku bilansującym.

2

ODWRÓCONY DSR

To usługa mająca zachęcić odbiorców do większego poboru mocy w sytuacji jej nadmiaru.

Jej wprowadzenie PSE ogłosiło we wrześniu 2024 r., w ramach interwencyjnego ofertowego zwiększenia poboru mocy przez odbiorców (IZP); zwiększanie to ma następować na wezwanie operatora i we wskazanych przez niego okresach. W praktyce będą to 15-minutowe okresy rozliczenia niezbilansowania na rynku bilansującym. W zamian odbiorcy będą otrzymywać wynagrodzenie wyliczane według specjalnego wzoru. Świadczyć IZP mogą ci, którzy są przyłączeni do sieci i mają zweryfikowaną przez operatora techniczną możliwość okresowej zmiany zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. W tym celu należy pozyskać specjalny certyfikat potwierdzający status Obiektu Redukcji (ORed) – pozwala on także na udział w programie interwencyjnej redukcji zapotrzebowania (IRP), ale niestety nie jest wystarczający do udziału w rynku mocy.

Celem IZP ma być ograniczenie skali nierynkowej redukcji generacji ze źródeł odnawialnych,

przy czym usługa ta ma być jedynie interwencyjnym uzupełnieniem mechanizmów rynkowych, czyli m.in. zakupu przez odbiorców energii elektrycznej na rynku energii – szczególnie po cenach ujemnych. W tym ostatnim kontekście odwrócony DSR mógłby być perspektywicznym rozwiązaniem, szczególnie dla większych zakładów przemysłowych, posiadających dużą elastyczność w poborze mocy i zdolnych do dość swobodnego jego zwiększania. Niewątpliwie pozytywnym aspektem IZP jest brak opłat za przekroczenie. Jednak praktycznie korzyści z tego programu są iluzoryczne – operator płaci za zwiększenie zapotrzebowania jedynie do wysokości ceny energii bilansującej i tylko wówczas, gdy nie jest ona ujemna. Natomiast sytuacje, w których PSE wzywa do składania ofert w tym programie, występują tylko przy nadmiarze generacji ze źródeł OZE, najczęściej w święta lub w nocy, kiedy ceny energii są ujemne lub bardzo niskie. W konsekwencji uczestnicy programu, w którym trzeba w bardzo krótkim czasie zwiększyć zapotrzebowanie na okresy 15-minutowe, praktycznie nie otrzymują wynagrodzenia od operatora. Odbiorcy, którzy rozliczają się ze swoim dostawcą według stałych cen, nie mają więc żadnych korzyści z tego programu. Dodatkowo w szczególnych sytuacjach aktywny odbiorca może stracić ulgę w opłacie mocowej.

Pierwsze umowy na odwrócony DSR z zainteresowanymi podmiotami PSE zawierało do 25 lutego 2025 r.

Kolejny nabór został ogłoszony na okres od 1 marca do 31 sierpnia 2025 r. IZP będzie mogło być świadczone bezpośrednio na rzecz PSE, zakłada dobrowolność dostawcy w składaniu propozycji sprzedaży energii elektrycznej i swobodę PSE w ich przyjmowaniu. Potencjał zwiększenia zużycia przez odbiorcę powinien wynosić co najmniej 1 MW – mniejsi odbiorcy mogą uczestniczyć w usłudze poprzez podmiot pośredniczący, reprezentujący odbiorców w relacjach z OSP⁴. Program pozwalający uniknąć opłat za przekroczenie mocy umownej w określonych sytuacjach wprowadziła także Enea.

3

INTERWENCYJNA REDUKCJA POBORU (IRP)

To wprowadzona w 2021 r. usługa odrębna od rynku mocy i rynku bilansującego; **polega na dobrowolnym i czasowym obniżeniu przez odbiorców poboru mocy z sieci elektroenergetycznej lub przesunięciu w czasie jej poboru na polecenie OSP**. W zamian otrzymuje się wynagrodzenie, ale jedynie za faktycznie wykonaną redukcję. W założeniu IRP ma być wykorzystywane w razie wystąpienia w systemie energetycznym sytuacji ekstremalnej, gdy brakuje mocy w elektrowniach, nie ma wystarczających możliwości importu, a zwiększenie podaży mocy/ograniczenie jej poboru w ramach rynku mocy okaże się niewystarczające – do tej pory taka sytuacja nie miała miejsca, przez co IRP nie cieszy się zainteresowaniem odbiorców. Do usługi tej dołączyć mogą ci, którzy posiadają co najmniej 1 MW mocy redukcji oraz certyfikat ORed; mniejsi odbiorcy mogą wziąć udział za pośrednictwem agregatora⁵.

TABELA 2: PORÓWNANIE IRP I IZP

	IRP	IZP
Umocowanie w IRiESP	Usługa systemowa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej	
Pozyskiwanie usługi	System Kwalifikowania Dostawców	
Zasoby	Certyfikowane Obiekty Redukcji (ORed)	
Relacja z rynkiem mocy	Rozdzielność zasobów	Brak wykluczeń i ograniczeń
Okres świadczenia usługi IZP	Bez limitu	Cały rok (dni robocze, weekendy i święta)
Limit propozycji sprzedaży	Bez limitu	Jedna propozycja sprzedaży na jeden OZP
Profile bazowe	Metoda profilu historycznego z korektą poziomą, metoda wartości okołoredukcyjnej	
Wynagrodzenie	Za wykonanie (realizacja usługi)	
Realizacja	Dobrowolność przystąpienia, obowiązek realizacji	

TABELA 2: PORÓWNANIE IZP I IRP

	IRP	IZP
Interpretacja ceny w propozycji sprzedaży	Cena za wykonanie redukcji jakiej Dostawca oczekuje od PSE	Cena C ^{ZP} jaką odbiorca jest gotów dodatkowo zapłacić za 1 MWh energii
Rozliczenia	Cena wyłącznie z propozycji sprzedaży	Cena z propozycji sprzedaży w systemie, Cena z RG (CEN)
Harmonogram użycia	W dobie d-1: Wezwania do 11:30 Oferty 11:30-17:00	W dobie d: Wezwanie najpóźniej 4h przed OZP Oferty maksymalnie do 45 min. przed OZP Polecenia zwiększenia do 0,5h przed OZP

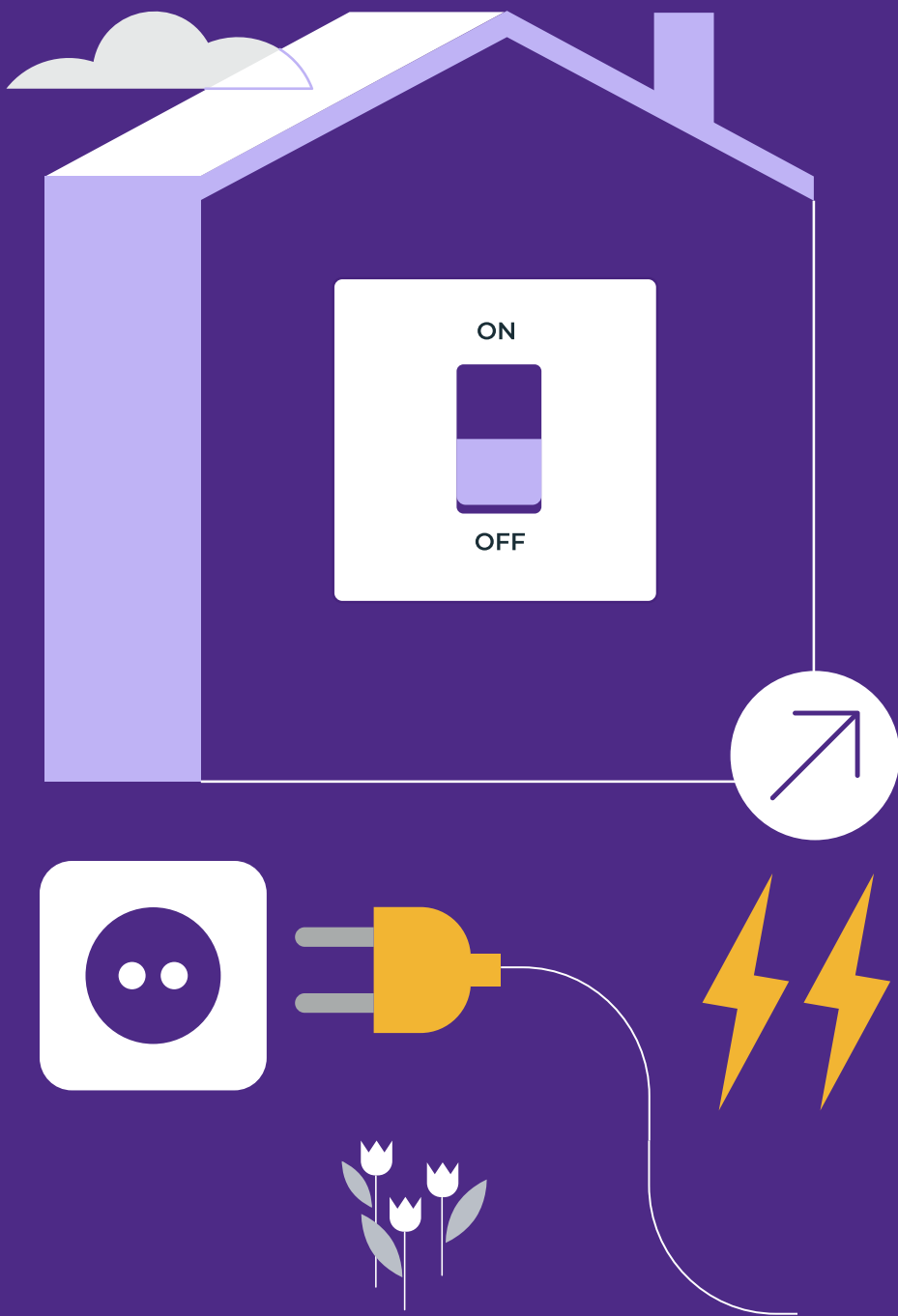
Źródło: PSE.

4

UDZIAŁ TZW. EXPLICIT DSR W RYNKU ENERGII ZA POŚREDNICTWEM AGREGATORA

Od 24 sierpnia 2024 r. Prawo energetyczne umożliwia działanie agregatora, czyli uczestnika rynku energii elektrycznej zajmującego się łączeniem wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.

Agregacja odbywa się na podstawie umowy agregacji zawartej między agregatorem a odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej. Zgodnie z przywołaną ustawą umowa ta może być zawierana niezależnie od umów sprzedaży i dystrybucji lub przesyłania energii oraz nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Jednocześnie sprzedawca energii elektrycznej nie może stosować wobec odbiorcy końcowego energii elektrycznej, który zawarł umowę, z niezależnym agregatorem, dyskryminujących wymogów technicznych, procedur, opłat lub kar. Mogłoby to umożliwiać odbiorcom dostęp do rynku energii z ofertą redukcji zapotrzebowania w sytuacji, gdy dostawca nie przewiduje takiej możliwości. Obecnie nie ma jednak zapisów, które umożliwiają zmianę właściciela energii i zaoferowanie jej np. na giełdzie.



ROZDZIAŁ 02

Korzyści z DSR

Na jakie potrzeby odpowiada DSR

Redukcja poboru na żądanie jest usługą odpowiadającą na potrzeby polskiej energetyki, poszerza bowiem wachlarz możliwości operatora systemu elektroenergetycznego. Dla firm to natomiast źródło dodatkowego przychodu.

INFOGRAFIKA 4: NA JAKIE POTRZEBY ODPOWIADA DSR?

	Bilansowanie systemu energetycznego
	Zwiększenie elastyczności systemu (zniwelowanie tzw. krzywej kaczkii)
	Redukcja obciążenia sieci w godzinach szczytu
	Poprawa integracji źródeł OZE – optymalizacja kosztów pracy systemu (mniejsze wykorzystanie źródeł szczytowych)
	Zwiększenie efektywności energetycznej
	Rozwój rynku usług systemowych
	Aktywizacja strony popytowej
	Zmniejszenie presji na inwestycje sieciowe

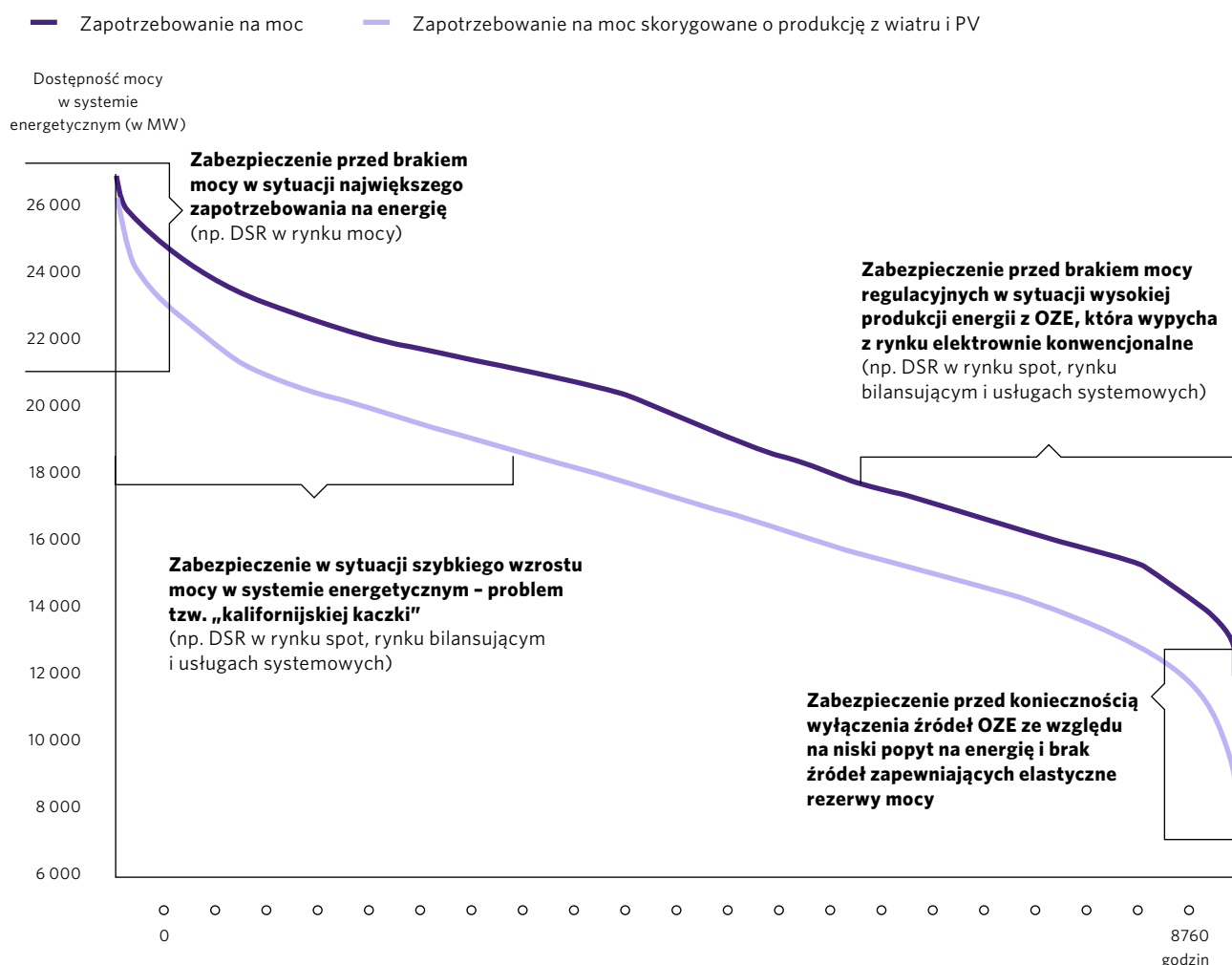
Źródło: Opracowanie własne.

Dążenie do neutralności klimatycznej zwiększa presję na szybką elektryfikację kolejnych sektorów gospodarki (energetycznego, ciepłowniczego, wydobywczego, motoryzacyjnego i ciężkiego, w tym hutniczego, chemicznego czy cementowego), to zaś doprowadzi do znaczącego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Według PSE w latach 2025-2040 zwiększy się ono z około 170 TWh do 200–225 TWh. W tym samym czasie zapotrzebowanie na moc wzrośnie z około 27 do 42 GW⁶. Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) zakłada, że już do 2030 r. popyt na prąd będzie rósł średnio o 3,8 TWh rocznie, gdy w latach 2024-2023 było to nieco ponad 1 TWh rocznie⁷.

Transformacja napędza też rozwój instalacji OZE. W latach 2015–2024 ich łączna moc wzrosła w Polsce z około 6 do 32 GW, a ich udział w miksie z niespełna 12 do 29 proc. Kolejne lata przyniosą ich dalszą ekspansję w systemie – w projekcie KPEiK z 2040 r. (scenariusz with additional measures – WAM) MKiŚ założyło, że do końca dekadę moc OZE wzrośnie w Polsce do 56,5 GW – z tego 29 GW stanowić będą instalacje PV, 19 GW lądowe wiatraki, 5,9 GW wiatraki na morzu, 1,5 GW biogazownie, a 1,1 GW hydroelektrownie. Do 2040 r. moc PV ma wzrosnąć do 46,2 GW, a lądowych i morskich wiatraków do 25,8 i 17,9 GW.

Wszystko to pozwala założyć, że przyszły system elektroenergetyczny może być dwa razy większy niż obecny. Teraz to 72,8 GW, z czego 22 GW to instalacje PV, a 11 GW lądowe farmy wiatrowe. Wydane dotąd przez PSE warunki przyłączenia przyszłych źródeł do sieci opiewają jednak na 25 GW w fotowoltaice oraz morskich i lądowych wiatrakach i na 27 GW w magazynach energii. To znacznie więcej niż wynosi obecne szczytowe zapotrzebowanie w systemie na moc (26–27 GW netto). Doliczając do tego planowane przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, zawarte umowy przyłączeniowe uwzględniają budowę w ciągu około 10 lat 106 GW w farmach wiatrowych i fotowoltaicznych oraz 42 GW w magazynach energii. To kilkakrotnie więcej niż wynosi prognozowana wielkość KSE.

WYKRES 5: JAK DSR MOŻE WSPIERAĆ BILANSOWANIE SYSTEMU



Źródło: Opracowanie własne.

Przyszły system elektroenergetyczny będzie coraz bardziej zdecentralizowany i rozproszony. Zdominują go niestabilne źródła. W efekcie nasilą się wyzwania związane z bilansowaniem jego pracy oraz pokrywaniem krótkoterminowych szczytów zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Trudnym zadaniem będzie zintegrowanie w KSE coraz większej liczby OZE, których rozwój – tak w ujęciu technologicznym, jak i przestrzennym – był jak dotąd w dużej mierze spontaniczny, a nie zaplanowany.

Rosnące trudności z bilansowaniem pracy systemu będą zwiększać popyt na usługi bilansowania i elastyczności, umożliwiające dostosowanie w czasie rzeczywistym produkcji i zużycia energii elektrycznej. Zarządzanie nim będzie musiało uwzględniać rozwiązania w zakresie magazynowania energii, sztucznej inteligencji, zwiększenia elastyczności po stronie podaży, usprawnienia przepływów w sieci czy – zwiększenia lokalnego wykorzystania energii prosumentów. Będzie to kluczowe dla zapewnienia stabilności systemu, zoptymalizowania jego pracy, integracji w nim źródeł o zmiennej generacji, a finalnie – zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Zarządzanie systemem w coraz większym stopniu będzie musiało odpowiadać na wyzwania związane z dużymi wahaniami popytu oraz podaży na moc i prąd. Będzie musiało być elastyczne i aktywizować nie tylko wytwórców energii elektrycznej, lecz także odbiorców. Jedną z odpowiedzi na to jest DSR.

Prognozy PSE obrazują znaczenie rozwoju DSR dla systemu elektroenergetycznego. Z opublikowanej w listopadzie 2024 r. przez PSE oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym na lata 2025-2040 (*National Resource Adequacy Assessments – NRAA*)⁸ wynika, że w przyszłości Polskę mogą czekać potężne niedobory energii, a zapobiec temu mogą przedłużenie rynku mocy i inwestycje w nowe źródła wytwórcze. Obrazuje je wskaźnik LOLE (*Loss of Load Expectation*), odpowiadający czasowi trwania deficytu mocy w ciągu roku. Tzw. standard bezpieczeństwa LOLE to 3 godz./rok, ale wobec wyłączania elektrowni na węgiel nie zostanie on dotrzymany w najbliższych latach. Liczba godzin z deficytem mocy wzrośnie w 2025 r. do 7,6, a w kolejnych latach do 40,8 i 50,2. Od 2028 r. powinien nastąpić stopniowy spadek LOLE, który najniższą wartość osiągnie w 2031 r. (6,6 godziny). W kolejnych latach wskaźnik znów będzie rósł, ale nie przekroczy 15 godzin. To znacząco mniej niż wynika z analizy wystarczalności zawartej w opublikowanym przez PSE w marcu 2024 r. Planie rozwoju sieci przesyłowej (PRSP) na lata 2025-2034⁹. Operator założył w nim, że o ile w 2025 r. LOLE wyniesie 30,2 godz., o tyle w 2035 r. będzie to 1,08 tys. godz., a w 2040 r. 1,58 tys. godz. Tak duża różnica wynika z innych metodologii wyliczeń – w NRAA wzięto pod uwagę możliwość importu energii oraz właśnie wykorzystania mechanizmu DSR, podczas gdy w PRSP założono wykorzystanie jedynie mocy krajowych. Obrazuje to wpływ redukcji zużycia prądu na potencjalną stabilność jego dostaw.

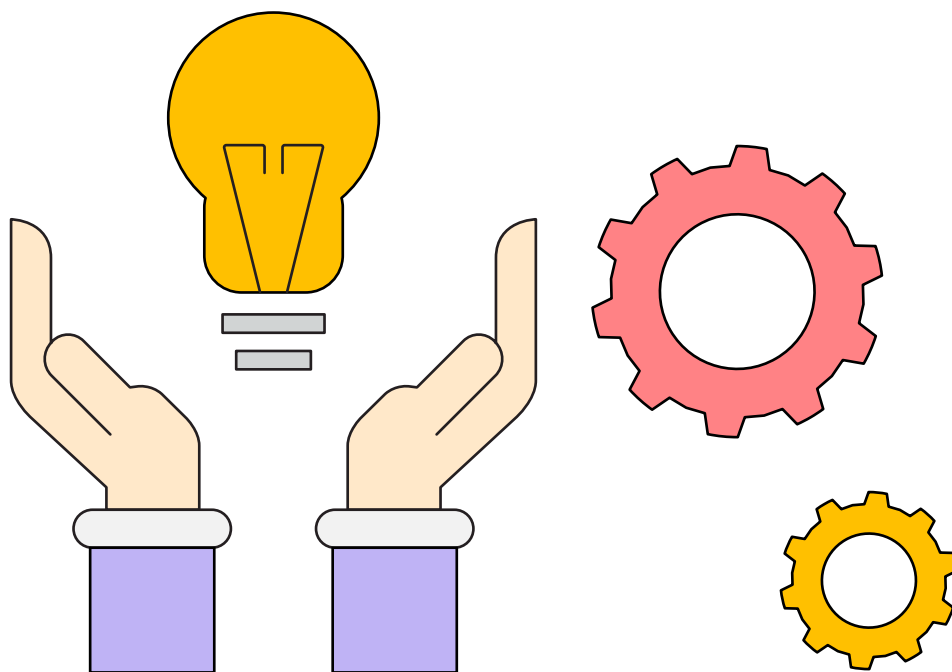
DSR może mieć duże znaczenie na poziomie lokalnym, ponieważ wspiera pracę sieci dystrybucyjnej. Obecnie praktycznie wszyscy ich operatorzy borykają się z rosnącym udziałem źródeł rozproszonych i zarazem wzrostem popytu na prąd. Jednocześnie stan techniczny sieci często realnie utrudnia mitygowanie związanych z tym ryzyk – skokowego wzrostu poboru mocy, rosnących strat przesyłowych czy spadków napięcia. Stąd w najbliższych latach polskie sieci czeka szeroko zakrojona rozbudowa i modernizacja, która ma pochłonąć dziesiątki miliardów złotych. W krótkim terminie jedną z odpowiedzi może być właśnie mobilizowanie odbiorców

do przejściowego ograniczania poboru energii lub przesuwania go na inne godziny, co może ograniczać inwestycje sieciowe. Duże znaczenie może mieć także instalacja i wykorzystywanie magazynów energii u prosumentów oraz *smart charging* samochodów elektrycznych. W przyszłości znaczenie powinny zyskiwać nie tylko „centralne”, lecz także lokalne programy DSR.

Coraz bardziej istotna będzie synergia DSR oraz sztucznej inteligencji, w tym rozwiązań cyfrowych. Wspierać ona będzie optymalizację i efektywność zarządzania poborem energii przez odbiorców (np. prognozując ich zapotrzebowanie, tworząc strategię dostosowania działalności do warunków sieciowych czy automatyzując ich reakcję na sygnały rynkowe). Usprawni też prognozowanie i zarządzanie obciążeniami sieci, np. będzie sugerować najbardziej dogodne rozwiązania służące stabilizacji jej pracy z wykorzystaniem redukcji zapotrzebowania.

Tempo rozwoju DSR będzie wymuszane przez przyspieszający rozwój OZE. Wynika to z tego, że OZE coraz bardziej ogranicza wykorzystanie mocy szczytowych – w 2020 r. około 10 proc. z nich było niezbędne zaledwie przez nie więcej niż 100-150 godzin w roku. Przybywa też okresów, w których generacja w źródłach OZE wypiera energetykę konwencjonalną zapewniającą do tej pory usługi bilansujące. Zwiększa to zapotrzebowanie na usługi redukcji zapotrzebowania, dzięki którym mniej mocy wytwórczych będzie musiało pozostawać w rezerwie. To zaś obniży koszty utrzymywania tej ostatniej, związane np. z wydatkami czysto operacyjnymi czy na zakup uprawnień do emisji CO₂.

W przyszłości DSR uzupełniać będzie magazyny energii elektrycznej pełniące tak istotną rolę w zapewnieniu pokrywania szczytowego zapotrzebowania¹⁰. Ze względu na swój charakter DSR pozostanie potencjalnym i dodatkowym sposobem odpowiedzi operatora na niedobory mocy, aktywowanym przede wszystkim w razie zaistnienia skrajnych warunków pracy systemu oraz dla zapewnienia rezerw elastyczności niezbędnej do pełniejszego wykorzystania mocy z OZE.



Jak DSR wpływa na biznes

Świadczenie usług DSR może zapewnić firmom dodatkowe źródło przychodu. Wynagrodzenie za udział w programie na rynku mocy jest wyliczane indywidualnie (zależnie np. od potencjału redukcyjnego danego podmiotu) i wypłacane już za gotowość do wykonania redukcji. Co ważne, może ono być też obniżone w przypadku jej niezrealizowania w razie wezwania do redukcji, jednak klienci korzystający z usług agregatora nie są wówczas obciążani karami. Kolejnym potencjalnym źródłem przychodu jest rynek bilansujący, pozwalający podmiotom o odpowiednio elastycznym profilu działalności zarabiać na redukcji poboru prądu w sytuacjach, w których w systemie brakuje elastycznych mocy o szybkim czasie aktywacji.

INFOGRAFIKA 5: KORZYŚCI DLA FIRM

	Optymalizacja działalności
	Lepsze planowanie produkcji
	Zmniejszenie emisji CO ₂
	Wdrażanie nowoczesnych rozwiązań

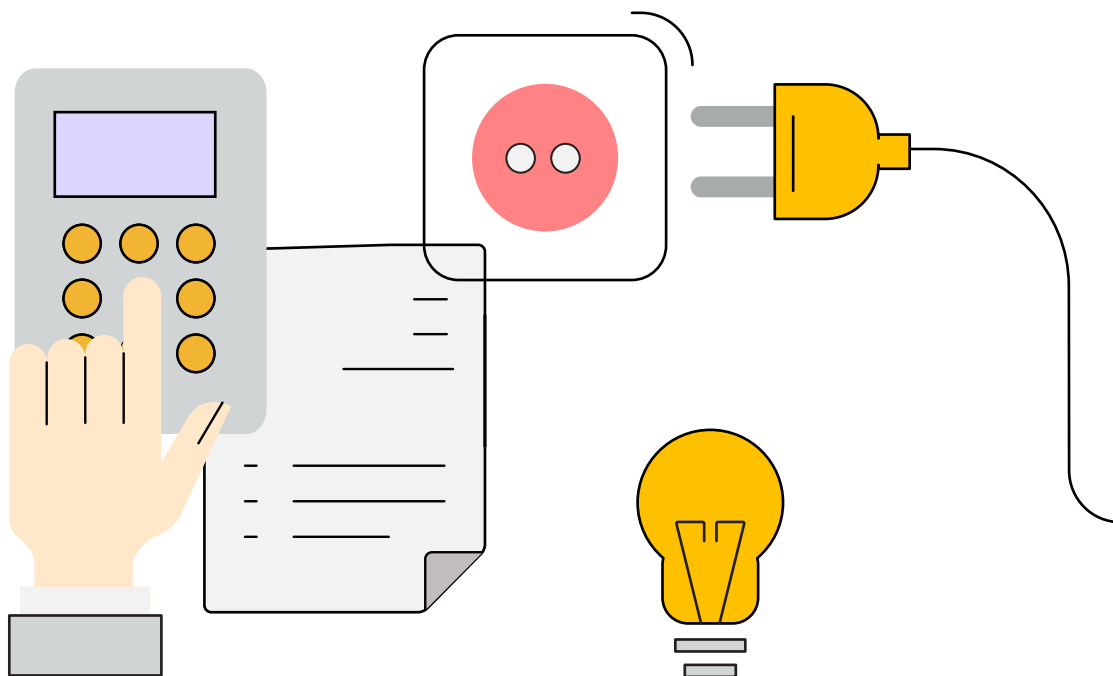
Źródło: Opracowanie własne.

DSR zwiększa efektywność działalności zaangażowanych podmiotów. Redukcja zużycia energii w odpowiedzi na wezwanie operatora obniża koszty operacyjne – szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania, gdy cena prądu jest wyższa. Dedykowane urządzenia pozwalające na śledzenie zapotrzebowania online dają też impuls do bardziej elastycznego zarządzania procesami produkcyjnymi (np. poprzez przenoszenie części produkcji poza godziny szczytowego zapotrzebowania), kontroli własnego zużycia energii elektrycznej, ale i profilaktycznego, świadomego jego obniżania w obszarach, w których jest to możliwe. Co więcej, dane z systemu pomiarowego dostarczają odbiorcom potencjalnie użytecznych danych, na które pozwalają na optymalizację kontraktowania na rynku energii oraz parametrów umów dystrybucyjnych. Wszystko to wspiera optymalizację działalności i lepsze planowanie produkcji.

DSR umożliwia firmom wcześniejszą informację o ryzyku wystąpienia blackout. Świadczący usługi redukcji zapotrzebowania z wyprzedzeniem co najmniej kilku godzin wiedzą o perspektywie wystąpienia problemów w systemie, co ułatwia im zabezpieczenie produkcji i urządzeń, a więc i zniwelowanie wpływu redukcji zapotrzebowania na swój biznes.

Udział w usługach redukcji zapotrzebowania ułatwia zmniejszenie emisji CO₂ przedsiębiorstwa poprzez ograniczenie zakupu energii z sieci w okresach niskiej generacji OZE. Tym samym udział w programie DSR pozwala obniżyć ślad węglowy, wpisując się np. w strategię ESG. To zaś przekłada się na wizerunek firmy, także w oczach potencjalnych inwestorów i partnerów biznesowych.

Udział w DSR stymuluje wdrażanie nowoczesnych rozwiązań w bieżącej działalności. Chodzi w szczególności o magazyny energii, inteligentne systemy zarządzania energią czy narzędzia służące automatyzacji procesów produkcyjnych.



Jakie doświadczenia mają firmy



CASE STUDY 1: MESSER W POLSCE

Messer to światowy potentat w produkcji i dystrybucji gazów technicznych, spożywczych, medycznych i specjalnych, działający w Europie, Azji i obydwu Amerykach. W Polsce reprezentują go trzy spółki: Messer Polska, Eloros i MP Production (MPP) – dwie ostatnie w zakładach produkcyjnych w Rybniku i Turku wytwarzają ciekły tlen, azot i argon.

Przy mocy przyłączeniowej na poziomie 13,3 MW Eloros rocznie zużywa blisko 100 GWh energii elektrycznej, a MPP – przy 14 MW mocy – blisko 110 GWh. Dla obu spółek koszt zakupu energii elektrycznej stanowi 70-80 proc. kosztów produkcji, aby zasilać silniki elektryczne dużej mocy. Zakłady produkcyjne podłączone są bezpośrednio do sieci wysokiego napięcia albowiem wykorzystanie własnej generacji jest ograniczone. Co więcej, specyfika ich działalności uniemożliwia wyłączenie części instalacji – możliwa jest tylko całkowita redukcja poboru energii, przy czym rozruch instalacji trwa od 8 do 12 godzin.

Eloros i MPP świadczą usługi DSR, deklarując gotowość do redukcji do 20 MW. Spółki aktywnie uczestniczą zarówno w redukcjach testowych, jak i skutecznie wykazały redukcję w okresach zagrożenia dzięki wykorzystaniu agregatora, co pozwoliło im dopasować zakres świadczonej usługi do specyfiki działalności. W ramach programu, zakłady zdecydowały o wyborze optymalnych warunków uczestnictwa ograniczając swój udział w szczególnie kosztownych, z ich punktu widzenia, przypadkach. W ten sposób odnoszą korzyści dzięki pozostawianiu w gotowości do wykonania redukcji bez ponoszenia nadmiernego ryzyka.



CASE STUDY 2: METALODLEW

Spółka produkuje odlewy części zamiennych do maszyn i urządzeń, m.in. na potrzeby przemysłu: maszynowego, metalurgicznego, energetycznego, mineralnego i wydobywczego. Oferuje m.in. odlewy jednostkowe, małoseryjne, formowane ręcznie w formach piaskowych czy wykonywane z kilkudziesięciu gatunków staliwa, żeliwa i stopów metali nieżelaznych.

Metalodlew dołączył do programu DSR w odpowiedzi na rosnące koszty zakupu energii elektrycznej i konieczność ponoszenia od 2021 r. opłaty mocowej. W jego ramach zadeklarowała zdolność do redukcji w swoim zakładzie w Krakowie, gdzie do topienia metalu i żeliwa wykorzystuje piec indukcyjny i dwa piece łukowe.

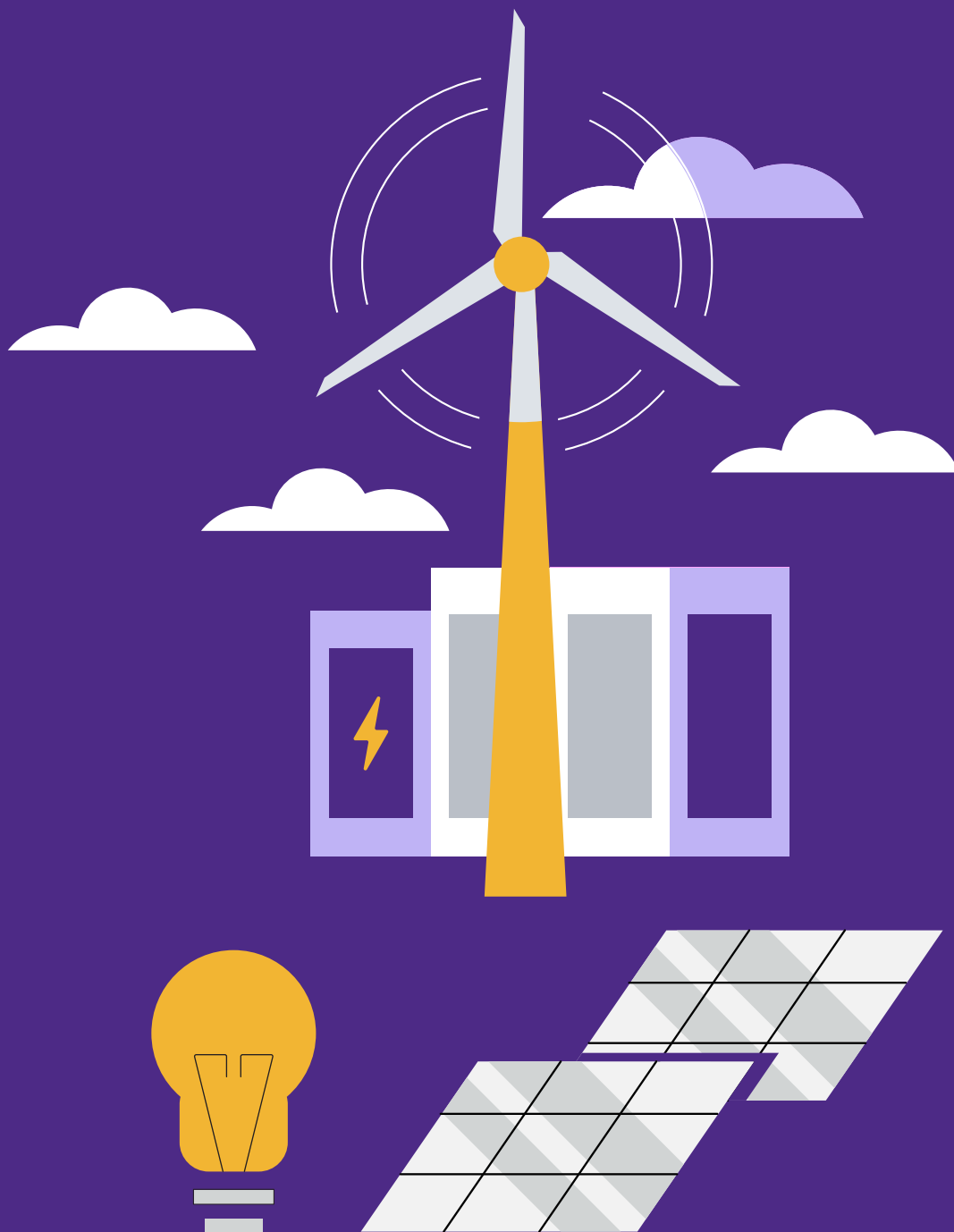
Firma chwali się, że dzięki DSR zoptymalizowała wydatki na media i otrzymuje dodatkowe wynagrodzenie. Uczestnictwo w programie ułatwia jej specyfikę działalności – proces topienia metali i żeliwa zakłada technologiczną przerwę produkcyjną o długości od 2,5 do 4 godzin. Dzięki temu w razie konieczności może ona przełożyć produkcję na inne godziny bez ponoszenia znaczących kosztów oraz utraty zysku z produkcji.



CASE STUDY 3: REMONDIS

Grupa specjalizuje się w recyklingu, odbiorze i zagospodarowaniu różnego rodzaju odpadów oraz gospodarce wodnej. Rocznie zużywa ponad 25 GWh energii elektrycznej, z czego większość jest kontraktowana w ramach zakupu grupowego. REMONDIS optymalizuje także swoje koszty dystrybucji i inwestuje w sieć instalacji fotowoltaicznych, a od 2020 r. uczestniczy w programie DSR.

Początkowo usługi DSR świadczyło pięć zakładów REMONDIS w Polsce, które zadeklarowały redukcję na poziomie 0,8 MW. Obecnie jest ich dziewięć, a poziom szacowanej redukcji wzrósł prawie dwukrotnie i wynosi 1,3 MW, co przełożyło się również na wzrost uzyskanych oszczędności.



ROZDZIAŁ 03

Przyszłość DSR

Kluczowe trendy

Wymogi transformacji i pogarszająca się sytuacja na krajowym rynku energii coraz silniej testować będą konkurencyjność polskich firm, a także sprawność działania KSE.

1

Wzrośnie świadomość przedsiębiorstw co do konieczności umiejętnego zarządzania energią oraz zwiększy się ich zainteresowanie dodatkowymi przychodami, w tym ze świadczenia usług DSR. Potęgować to będzie wzrost cen energii elektrycznej i związany z nim rozwój instalacji OZE należących do biznesu. Dzięki temu firmy będą zyskiwać coraz większą zdolność do redukcji zapotrzebowania w razie potrzeby. W ślad za tym maleć będą ich obawy o blackouty, a rosnąć umiejętność dostosowania własnej działalności i potrzeb do możliwości KSE oraz aktualnych cen energii elektrycznej.

2

Sukcesywnie zwiększać się będzie zapotrzebowanie na usługi DSR ze strony OSP i OSD. Redukcja zapotrzebowania usprawni bieżące bilansowanie podaży i popytu na prąd oraz wzmocni wystarczalność rezerw mocy w systemie. Ułatwi to dalszy rozwój w nim źródeł OZE, który jest kluczowy w dobie dekarbonizacji gospodarki.

3

Usługi DSR stawać się będą pełnoprawną i wartościową usługą świadczoną przez aktywnych odbiorców. Prawdopodobnie pozwolą na lepsze wykorzystanie infrastruktury wytwórczej i sieciowej oraz zapewnią operatorom systemu niezbędne rezerwy mocy. Znaczenia może nabierać tzw. magazynowanie energii „w produktach”, polegające na planowaniu zapotrzebowania w innych godzinach – w praktyce chodzi o zwiększanie produkcji w okresach dostępności tańszej energii z OZE i jej ograniczanie, gdy generacja z tych ostatnich jest niższa. Wymaga to jednak inwestycji w dodatkowe rezerwy mocy produkcyjnych i możliwości przechowywania tych produktów. Może również dotyczyć jedynie produktów bądź półproduktów wytwarzanych masowo.

4

Większe wykorzystanie potencjału odbiorców aktywnych wspierać będzie popularyzacja taryf dynamicznych, czyli zmiennych w zależności od godzinowych cen energii elektrycznej. Może to być rozwiązanie m.in. dla odbiorców posiadających magazyny energii lub samochody elektryczne. Tym niemniej potencjał taryf dynamicznych zdaje się być przeceniany, gdyż wymaga ciągłego analizowania cen energii oraz sterowalnego odbioru, który można wykorzystywać w godzinach systemowych nadwyżek mocy, a także utrudnia zapewnienie stabilnych cen w dłuższych okresach czasowych. Problemem dla firm może też być potencjalna możliwość utraty ulgi w opłacie mocowej przy takiej pracy oraz ryzyka bardzo wysokich cen w godzinach deficytu mocy. Według informacji prezesa URE z 31 maja 2025 w okresie pierwszych czterech miesięcy obowiązywania taryf dynamicznych wybrało je zaledwie 135 z ponad 15 milionów odbiorców w Polsce¹¹.

Zmiany prawne

2025 r. jest kluczowy dla przyszłości polskiego rynku mocy, głównie za sprawą wprowadzanych zmian w zasadach jego funkcjonowania, a także dyskusji o kształcie tego mechanizmu po 2030 r.

1

14 lutego weszła w życie ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy¹².

W ramach obecnego mechanizmu wprowadziła aukcje uzupełniające, które będą przeprowadzane na cztery okresy dostaw: w 2025 r. (aukcja półroczna) w okresie od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia oraz w latach 2026-2028 (aukcje roczne) w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia. Do uzyskania będą jednoroczne kontrakty mocowe, co jest zgodne z derogacją przyjętą w unijnej reformie rynku energii (*Electricity Market Design*) z czerwca 2024 r.

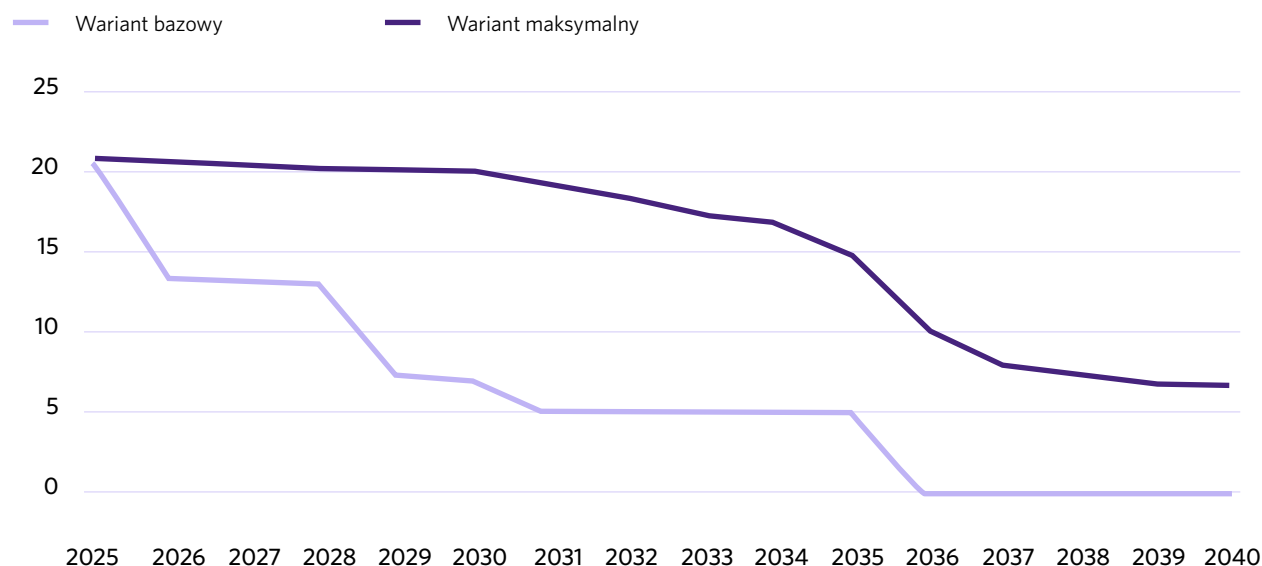
2

Aukcje uzupełniające są dedykowane istniejącym źródłom niespełniającym limitu wysokości 550 g CO₂/kWh oddane do eksploatacji przed 4 lipca 2019 r., a więc przede wszystkim węglowym. Dopuszczone jednak zostaną też do nich jednostki DSR. W 2025 r. cena maksymalna wynosi w aukcji 431 zł/kW, podczas gdy cena wyjścia dla cenobiorców, czyli źródeł wytwórczych istniejących, wyniosła 278 zł/kW/rok. Popyt na moc w aukcji uzupełniającej na okres dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 r. wynosił zaś 5444,486 MW¹³.

3

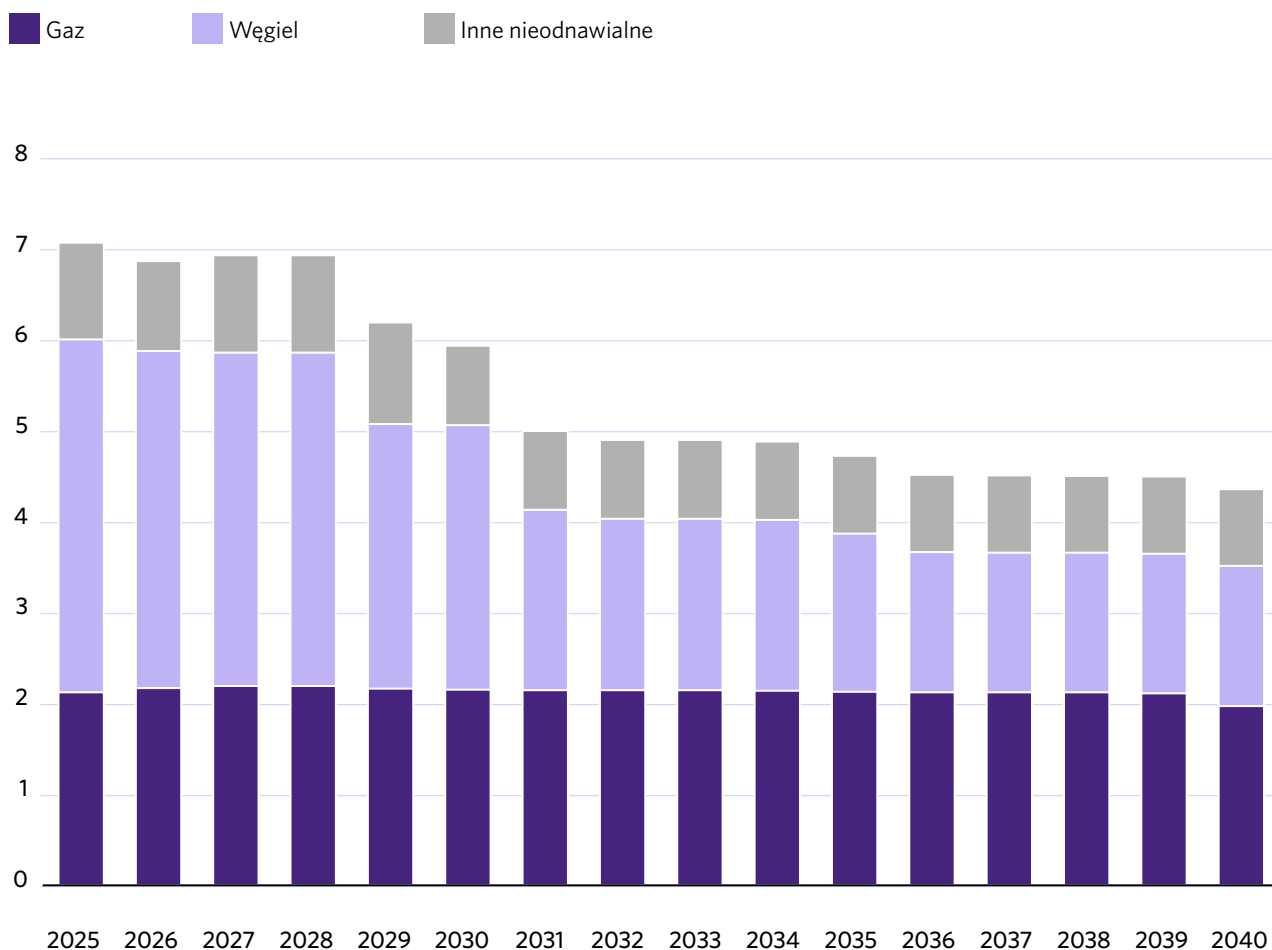
Aukcje uzupełniające mają pozwolić na zmniejszenie ryzyka pojawienia się luki wytwórczej w KSE od połowy 2025 r. do końca 2028 r. Będą przeprowadzane, tylko jeśli po aukcji głównej i aukcjach dodatkowych nadal będzie występował problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych. Fakt ten musi zostać potwierdzony w Ocenie Wystarczalności Zasobów na Poziomie Krajowym, którą przygotowują PSE. Problem z wystarczalnością mocy wynika z rosnących kosztów źródeł węglowych przy malejącym czasie ich wykorzystania i spóźnionych inwestycjach w nowe moce wytwórcze.

WYKRES 6: MAKSYMALNA MOC OSIĄGALNA NETTO ISTNIEJĄCYCH WĘGLOWYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH CENTRALNIE DYSPONOWANYCH (GW)



Źródło: PSE.

WYKRES 7: MOC OSIĄGALNA NETTO JEDNOSTEK nJWCD ZASILANYCH GAZEM, WĘGLEM LUB INNYMI PALIWAMI NIEODNAWIALNYMI (GW)

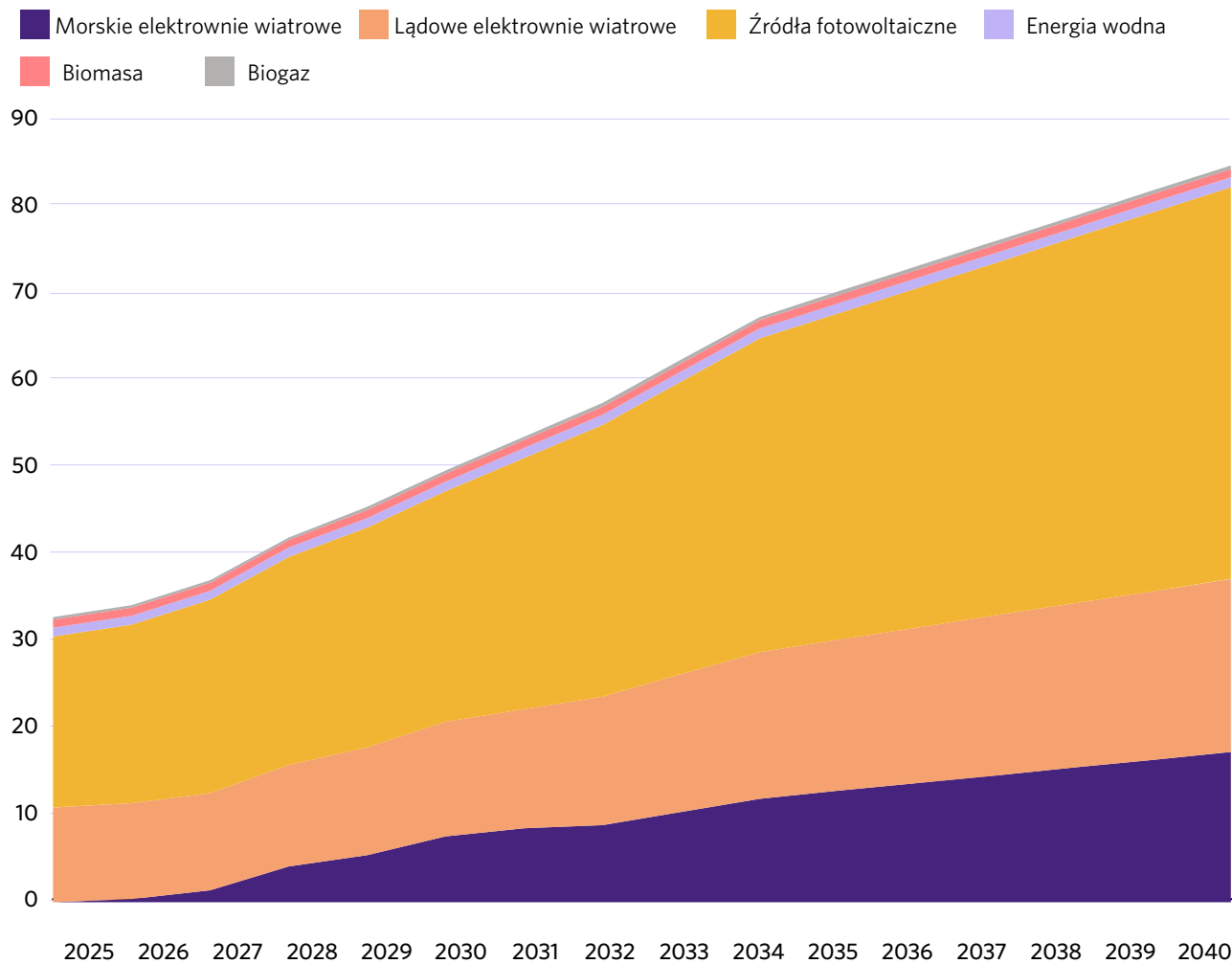


Źródło: PSE.

4

Od 18 marca 2025 r. obowiązuje uchwalona 21 lutego 2025 r. przez Sejm kolejna nowelizacja ustawy o rynku mocy¹⁴, która wprowadziła aukcje dogrywkowe. Mają być przeprowadzone z dostawą mocy na 2029 i 2030 r., jeśli aukcja główna w ocenie PSE nie zapewni wystarczalności zasobów wytwórczych na dany rok dostaw. Wobec tego do udziału w nich będą uprawnione te same podmioty co w aukcjach głównych, a więc także jednostki redukcji zapotrzebowania. Aukcje są organizowane, aby zwiększyć szanse źródeł gazowych, które w ocenie PSE są potrzebne dla zastąpienia źródeł węglowych, gdyż magazyny energii zdominowały aukcje na rok 2029, ale ich typowa pojemność (4 godz. przy mocy nominalnej) może nie zapewnić wystarczających mocy w dłuższych okresach niskiej generacji OZE.

WYKRES 8: ROZWÓJ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII (GW)



Źródło: PSE.

Co po 2030 roku

Zasady i struktura unijnego rynku energii elektrycznej promują rozwój DSR jako usługi silnie wspierającej stabilność systemu elektroenergetycznego. Mimo to dotychczasowe doświadczenia funkcjonowania rynku mocy pokazują, że zasadna jest jego gruntowna rewizja, także w odniesieniu do jednostek redukcji zapotrzebowania.

Dzięki rynkowi mocy – a przede wszystkim płatnościom za dyspozycyjność – DSR stał się mechanizmem w pełni rozwiniętym i pełniącym bardzo ważną rolę w systemie elektroenergetycznym.

Zarówno opracowania PSE, jak i przeprowadzone niezależnie przez PSE i URE szerokie konsultacje publiczne wskazują na konieczność przedłużenia rynku mocy poza rok 2030. Jest to też trend europejski – coraz więcej krajów przygotowuje się do wdrożenia rynku mocy, a Komisja Europejska uznała, że mechanizm ten nie musi mieć charakteru przejściowego. Ustawa i regulacje przedłużające jego funkcjonowanie są opracowywane i konsultowane z KE i prawdopodobnie zostaną wdrożone już w 2025 r. Oczekiwać można natomiast pewnych zmian, które powinny też poprawić warunki funkcjonowania DSR na rynku mocy – niekiedy czekając do 2030 r.

Do takich istotnych zmian mogłoby należeć możliwie jak najszybsze:

W RAMACH RYNKU MOCY:

- 1 Zagwarantowanie możliwości powtórzenia testowego okresu przywołania w kwartalnej demonstracji. Obecne zasady są zbyt restrykcyjne, PSE może bowiem nie wezwać do powtórzenia testu – wówczas niewykonanie redukcji grozi utratą kwartalnego wynagrodzenia dla uczestnika programu DSR.
- 2 Skrócenie i uproszczenie procedur zgłaszania odbiorców do zastąpienia planowanych jednostek redukcji zapotrzebowania oraz wykorzystanie na rynku mocy – podobnie jak w innych programach DSR (IRP, IZP) – certyfikatów ORed jako narzędzia kwalifikacyjnego.
- 3 Wprowadzenie niezależnego opomiarowania (*submetering*) w formie liczników wewnętrznych dla zasobów, które z uwagi na pobieranie pomocy publicznej w innej formie lub przekraczanie limitów emisji nie mogą otrzymywać wsparcia z rynku mocy. Pozwoli to na większe wykorzystanie w tym ostatnim:
 - a. wykorzystywanych przez odbiorców magazynów energii, które mogłyby być rozliczane na podobnych zasadach jak magazyny energii u wytwórców lub instalacje wolnostojące. Obecnie wykorzystywanie magazynów znacząco obniża możliwą do wykazania moc redukcji zapotrzebowania, przez co dla DSR przychody z rynku mocy mogą być mniejsze lub zerowe.

b. wyłączenie z rynku mocy części instalacji odbiorcy zawierających źródło wytwórcze niespełniające limitów emisji lub pobierających zielone certyfikaty (które nie mogą pobierać wynagrodzenia na rynku mocy).

4

Wprowadzenie możliwości zmiany składu zagregowanej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Pozwoliłoby to na zastąpienie agregatorom nowych odbiorców i tych, którzy nie wykonują swoich zobowiązań.

5

Umożliwienie wykorzystania agregatów rezerwowych do redukcji zapotrzebowania. W przeciwieństwie do wielu innych krajów europejskich w Polsce nie ma możliwości ich zastosowania na rynku mocy, nawet jeśli nie przekraczają limitu emisji 350 kg CO₂/rok na każdy kW mocy zainstalowanej i zostały uruchomione przed 4 lipca 2019 r.

DLA RYNKU USŁUG BILANSUJĄCYCH:

6

Uproszczenie wymagań technicznych związanych z wejściem na rynek usług bilansujących dla zagregowanych odbiorców i źródeł rozproszonych. Obecne wymagania są dedykowane dla wielkich elektrowni i zbyt kosztowne w realizacji. Zagregowani odbiorcy lub źródła rozproszone są bardziej niezawodne (brak ryzyka szybkiej utraty dużej mocy jak w przypadku elektrowni) i nie wymagają np. czterech niezależnych dróg bezpiecznej transmisji danych.

DLA RYNKU ENERGII:

7

Stworzenie standardowych, niedyskryminacyjnych zasad rozliczeń między agregatorem a dostawcą energii i umożliwienie sprzedaży energii na giełdzie lub rynku hurtowym.

Przypisy

- 1** Art. 3 pkt 6e i 6f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348).
- 2** URE, Sprawozdanie z działalności prezesa URE za 2023 r., s. 94 i 321.
- 3** URE, Dziś wchodzi w życie drugi etap reformy Rynku Bilansującego, [Internet:] <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12002,Dzis-wchodzi-w-zycie-drugi-etap-reformy-Rynku-Bilansujacego.html> [dostęp dla wszystkich podanych źródeł internetowych: 24.05.2025].
- 4** PSE, Nowa usługa ułatwi zarządzanie systemem przy nadwyżkach generacji, [Internet:] <https://www.pse.pl/uslugi-dsr/interwencyjne-ofertowe-zwiekszenie-poboru-mocy-przez-odbiorcow>.
- 5** PSE, Interwencyjna Redukcja Poboru, [Internet:] <https://www.pse.pl/uslugi-dsr/interwencyjna-redukcja-poboru>.
- 6** PSE, Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025–2034 uzgodniony, [Internet:] <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>.
- 7** MKiŚ, Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>.
- 8** PSE, Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040, [Internet:] <https://www.pse.pl/-/publikacja-raportu-zgodnie-z-art-15-i-ustawy-prawo-energetyczne?safeargs=696e686572697452656469726563743d74727565>.
- 9** PSE, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034.
- 10** P. Kubiczek, M. Smoleń, Trzy dekady wyzwań Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r., In: Instat Policy Paper 03/2024, s. 25–29.
- 11** URE, Raporty i analizy URE: w ubiegłym roku 135 odbiorców skorzystało z umów z ceną dynamiczną. Takie umowy oferowało dziewięciu sprzedawców energii, [Internet:] <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/ogólnoinformacyjne/aktualnosci/12692,Raporty-i-analizy-URE-w-ubieglym-roku-135-odbiorcow-skorzystalo-z-umow-z-cena-dy.html>.
- 12** Ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz.U. 2025 poz. 159).
- 13** Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24 lutego 2025 r. w sprawie parametrów aukcji uzupełniającej na drugą połowę 2025 r. obejmującą okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia (M.P. 2025 poz. 160).
- 14** Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2025 poz. 290).

