

## ANALIZA IPE NR 2/2018

### Odbiorca aktywny z perspektywy Pakietu Czysta Energia

*Ewa Mataczyńska\**

Przyszły kształt rynku energii elektrycznej w sposób istotny będzie zależał od implementacji w prawodawstwie krajowym zapisów Pakietu Czysta Energia. Główny cel Dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej<sup>1</sup> zakłada dekarbonizację gospodarek krajów UE poprzez stworzenie nowych wyzwań i szans dla uczestników rynku. Jednocześnie zakłada, że rozwój technologiczny umożliwi nowe sposoby zaangażowania konsumentów poprzez wszystkie dostępne formy aktywności na rynku energii. Oznacza to możliwość korzystania z inteligentnych systemów pomiarowych oraz zawierania umów opartych na dynamicznych cenach energii elektrycznej, świadczenia usług redukcji zapotrzebowania zarówno indywidualnie jak i przez agregację, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej przez odbiorcę bez konieczności posiadania koncesji. Ponadto zapisy dotyczące magazynowania energii wskazują, że tego rodzaju technologie będą w przyszłości dostępne i wykorzystywane przez odbiorców nie tylko w celu efektywnego ekonomicznie korzystania z wyprodukowanej energii we własnym zakresie, ale również w celu świadczenia usług elastyczności na rzecz Operatora Sieci Dystrybucyjnej (OSD). Oznacza to, że nastąpi zmiana z centralnego na lokalne obszary bilansowania. Wskazują na to chociażby te zapisy dyrektywy, które dają odbiorcom możliwość zrzeszania się w społeczności energetyczne mające na celu zaspokojenie wszelkich potrzeb energetycznych swoim członkom, innymi słowy dążące w docelowym modelu do możliwości pracy sieci dystrybucyjnej, którą będą zarządzały w trybie offgrid. W nowym modelu rynku odbiorca aktywny zajmie centralną pozycję biorąc odpowiedzialność za transformację sektora elektroenergetyki.

#### **Odbiorca w nowej strukturze rynku energii**

Odbiorca energii w ustawodawstwie polskim zdefiniowany jest jako ten, który otrzymuje lub pobiera energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.

---

\* dr Ewa Mataczyńska – ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza  
III Ogólnopolska Konferencja Naukowa „Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju” 2018.  
Panel 2.3. Kłustry Energii

Uzupełnieniem tej definicji w ustawie Prawo energetyczne jest wyszczególnienie odbiorcy końcowego jako odbiorcy dokonującego zakupu energii na własny użytek<sup>2</sup>. Jednocześnie dyrektywa definiuje odbiorcę będącego „gospodarstwem domowym” czyli odbiorcę dokonującego zakupu energii elektrycznej na potrzeby własnego jej zużycia w gospodarstwie domowym, z wyłączeniem działalności handlowej lub zawodowej (Dyrektywa, art. 2, pkt 4). **Z powyższych definicji wynika, że odbiorca jest pasywnym uczestnikiem rynku energii, który nie ma wpływu na jego kształt oraz zachodzące na nim procesy.** Zgłębiając się jednak dalej w zapisy prawa odnajdujemy prosumenta, czyli odbiorcę końcowego dokonującego zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą<sup>3</sup>. Zapis taki stawia w nowym świetle odbiorcę końcowego, daje mu bowiem dodatkowe możliwości już nie tylko biernego korzystania z energii zakupionej od wybranego (zgodnie z zasadą TPA) sprzedawcy, ale samodzielnego produkowania tej energii na własne potrzeby. Model taki prowadzi do częściowej aktywizacji odbiorcy. Aktywizacji polegającej na umożliwienie mu zaspokajania swoich potrzeb w sposób, który sam wybierze jako najbardziej dla siebie odpowiedni. Oczywiście model ten nie jest modelem konkurencyjnym w stosunku do istniejącego modelu handlu energią elektryczną, bowiem nadwyżka energii wyprodukowanej przez prosumenta nie jest rozliczana zgodnie z obowiązującymi regułami rynkowymi, ale z ustalonymi w ustawie OZE regułami, które z góry zakładają jaka część energii wprowadzonej do sieci przez prosumenta znajdzie odzwierciedlenie w zmniejszeniu jego rachunków za energię pobraną z sieci. Wielkość tych energii, przy uwzględnieniu różnych warunków wskazanych w ustawie nigdy nie jest taka sama (Ustawa OZE, rozdział 2, art. 4, pkt 1).

Zmiany nasycenia polskiego rynku energii prosumentami, w porównaniu z innymi europejskimi państwami zachodzą powoli<sup>4</sup>. Główną przyczynę takiego stanu rzeczy należy upatrywać przede wszystkim w wysokich cenach instalacji do produkcji energii elektrycznej (panele fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe), nie znajdujących ekonomicznego uzasadnienia w tego rodzaju inwestycje. Atrakcyjne ekonomicznie wydają się jedynie te inwestycje, które otrzymują wsparcie ze specjalnie do tego celu przeznaczonych środków, czy to unijnych czy państwowych. Należy zwrócić uwagę, że pod tym względem odbiorcy mają zagwarantowany znaczny wachlarz programów wspierających rozwój źródeł odnawialnej do produkcji energii

na własne potrzeby. Oczywiście, można polemizować z tezą, że zwiększenie liczby prosumentów uzależnione jest od kosztów instalacji, gdyż z pewnością jest wiele innych czynników, które się do tego przyczyniają. Stąd warto byłoby również w tym miejscu wskazać że istotnym czynnikiem jest również poziom świadomości poszczególnych odbiorców w opłacalność tego rodzaju rozwiązań. Opłacalność mierzona nie tylko jako ekonomiczna wartość zaoszczędzonego pieniądza, ale również jako dbałość o środowisko naturalne oraz niezależność energetyczną, której poziom zależy od samego odbiorcy.

**Rozwój prosumentów należy widzieć jako etap przejściowy do pełnej aktywizacji odbiorcy na rynku energii.** Odbiorca aktywny to zgodnie z zapisami dyrektywy odbiorca końcowy lub grupa działających wspólnie odbiorców końcowych, którzy zużywają bądź magazynują energię elektryczną wytworzoną w tym samym obiekcie lub którzy sprzedają energię elektryczną wytworzoną we własnym zakresie, pod warunkiem że działania te nie stanowią ich podstawowej działalności gospodarczej ani zawodowej (Dyrektywy, art.2, pkt 6.). **Tak rozumiany odbiorca to prosument otrzymujący dodatkowo prawo sprzedaży wyprodukowanej przez siebie energii, przez co wprowadzony zostaje kolejny element aktywizacji odbiorcy, umożliwiający mu handel energią bez konieczności posiadania właściwej dla tego procesu koncesji. Jednocześnie zagwarantowanie możliwości magazynowania otwiera nowe możliwości przed odbiorcą.** Nie będzie on musiał wprowadzać nadmiaru wyprodukowanej przez siebie energii do sieci i otrzymywać za nią rozliczenie zgodnie z ustalonymi współczynnikami<sup>2</sup>, ale będzie mógł zmagazynować tę energię i wykorzystać w czasie kiedy produkcja z jego instalacji będzie niewystarczająca, aby zapewnić potrzeby własne. Zmagazynowaną energię będzie mógł również sprzedać, jeżeli uzna że oferowana za nią cena na rynku spełnia jego oczekiwania. Co więcej, energię zmagazynowaną będzie mógł również zaoferować w ramach świadczenia usług elastyczności. **Istotne wydaje się pytanie kto będzie nabywał takie usługi elastyczności.** Otóż, aktywizacja odbiorców prowadzi do poszerzenia i zmiany ról poszczególnych uczestników obowiązującego w chwili obecnej modelu rynku energii. **Zasadnicza zmiana będzie polegała na wprowadzeniu mechanizmów obszarowego (lokalnego) bilansowania systemu elektroenergetycznego.**

---

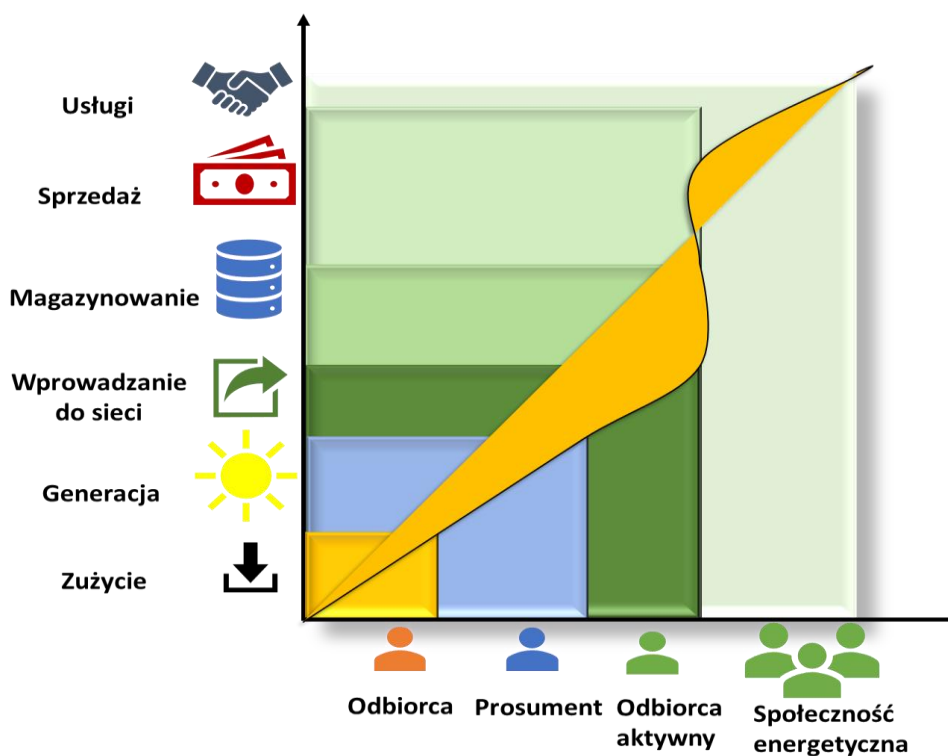
<sup>2</sup> Ustawa OZE, rozdział 2, art. 4. 1. *Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w stosunku ilościowym 1 do 0,7 z wyjątkiem mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW, dla których ten stosunek ilościowy wynosi 1 do 0,8.*

W obecnym modelu rynku usługi bilansowania systemu, zamawianie usług redukcji zapotrzebowania, czy usług elastyczności leży w gestii operatora systemu przesyłowego. W takiej sytuacji odbiorca aktywny ze swoim niewielkim, dostępnym potencjałem możliwości świadczenia usług elastyczności jest jednostką, która nie stanowi dla Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) partnera do rozmów. Przyszły model przewiduje, że usługi takie będą zamawiane przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, który będzie zobowiązany do uwzględniania w planach rozwoju swojej sieci tego rodzaju produktów. Zakłada się bowiem, że dzięki wykorzystaniu usług elastyczności będzie można, w niektórych przypadkach, uniknąć kosztownych inwestycji w rozbudowę sieci (Dyrektywa, art. 32).

Z pewnością pojedynczy odbiorca nie będzie w stanie zaproponować usług elastyczności na poziomie gwarantującym utrzymanie stabilności sieci w czasie, kiedy system tego będzie wymagał. Usługi te odbiorca będzie mógł świadczyć poprzez agregatora. Państwa członkowskie będą miały obowiązek by wszyscy odbiorcy mieli swobodę zakupu i sprzedaży usług elektroenergetycznych innych niż dostawa energii elektrycznej, w tym agregacji, niezależnie od swoich umów na dostawy i od wybranego przez siebie przedsiębiorstwa energetycznego (Dyrektywa, art. 13). Instytucja niezależnego agregatora jest jednym ze sposobów umożliwiających realne możliwości dodatkowych zarobków dla odbiorcy w wyniku jego aktywności. Innym sposobem jest udostępnienie wszystkim odbiorcom możliwości zrzeszania się w społeczności energetyczne.

Implementacja w polskim prawodawstwie zapisów Pakietu Czysta Energia zapewni odbiorcom liczne prawa, które będą stanowić mechanizm aktywizacji. Prawo unijne podstawę do efektywnej aktywizacji odbiorców upatruje w opomiarowaniu takich odbiorców inteligentnymi licznikami. Każdy odbiorca będzie uprawniony do posiadania takiego licznika. Jeżeli na poziomie państwa członkowskiego ekonomiczne analizy instalacji masowej nie będą pozytywne, wówczas odbiorca składając wniosek o inteligentny licznik, będzie miał zagwarantowane prawem otrzymanie takiego licznika nie później jak 4 miesiące od dnia złożenia oświadczenia. Warunkiem instalacji takiego licznika będzie pokrycie przez odbiorcę wszystkich kosztów z tym związanych. Prawodawstwo unijne zakłada, że do roku 2025 nasycenie rynku zainstalowanymi u odbiorców licznikami inteligentnymi będzie na tyle duże, bądź całkowite, że **techniczna zmiana procesu sprzedawcy będzie możliwa w 24 godziny i będzie go można przeprowadzić w dowolnym dniu roboczym** (Dyrektywa, pkt (22a), str. 10,

oraz art. 12, pkt 1). Ponadto, odbiorca posiadający licznik inteligentny będzie uprawniony do zawarcia umowy na zakup energii elektrycznej opartej o ceny dynamiczne. Innymi słowy umowy na dostawy energii elektrycznej między dostawcą, a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą **wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego**, w odstępach co najmniej równych częstotliwości rozliczeń na rynku (Dyrektywa, art. 11). Oznacza to, że odbiorca będzie mógł na bieżąco kontrolować ceny po jakich będzie rozliczana energia, którą zużywa. Umożliwi mu to podejmowanie decyzji o ewentualnych zmianach swojego dotychczasowego profilu zużycia, czyli swoich dotychczasowych przyzwyczajaję w kierunku, który przyniesie mu wymierne efekty finansowe.



**Rysunek 1** Od odbiorcy do społeczności energetycznej

Należy jednak pamiętać, że oprócz praw umożliwiających odbiorcom aktywny rozwój, będą zdefiniowane również obowiązki. Podstawowy obowiązek, wynikający z konieczności zapewnienie stabilności systemu elektroenergetycznego, będzie związany z odpowiedzialnością za wprowadzanie zakłóceń oraz ponoszeniem kosztów wynikających z niezbilansowania (Dyrektywa, art. 15, pkt 1e). W obecnym modelu rynku wszyscy

uczestnicy, którzy chcą aktywnie działać na rynku ponoszą odpowiedzialność za jego bilansowanie (poprzez rynek bilansujący) oraz utrzymanie stabilności (poprzez chociażby realizowanie wezwań OSP w momentach ogłoszenia poziomów zasilania).

### **Usługa redukcji zapotrzebowania – odpowiedź odbioru**

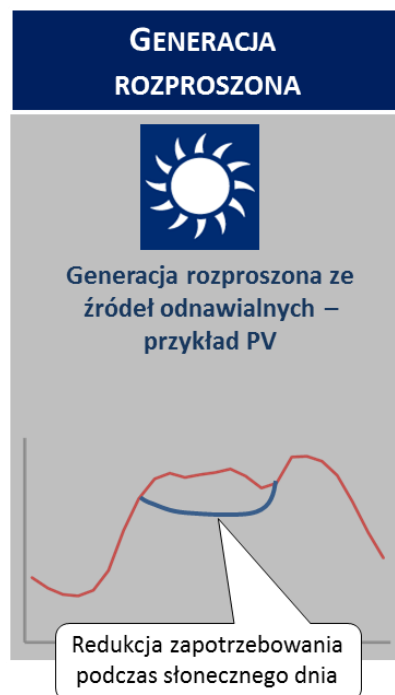
Reakcja strony popytowej (DSR - Demand Side Response) jest dobrowolnym, tymczasowym dostosowaniem zapotrzebowania na moc, realizowanym przez użytkownika



końcowego w odpowiedzi na sygnał cenowy (cena rynkowa lub taryfa energii elektrycznej) lub realizowanym na podstawie umowy z użytkownikiem końcowym<sup>5</sup>. Jest zmianą podejścia do funkcjonowania rynku energetycznego. W tradycyjnym modelu odbiorca energii elektrycznej płaci za otrzymaną energię. W modelu DSR to odbiorca otrzymuje wynagrodzenie za to, aby zechciał na wezwanie operatora systemu energetycznego zrezygnować na pewien czas z korzystania z części lub nawet całości zamówionej energii. To co istotne w nowym modelu rynku, którego centralne miejsce będzie zajmował odbiorca aktywny, to gwarancja, że wszyscy konsumenci będą mieć możliwość czerpania korzyści z bezpośredniego uczestnictwa w rynku,

w szczególności właśnie poprzez dostosowywanie swojego zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w zamian za to korzystanie z niższych cen energii lub otrzymywanie innych zachęt finansowych. Odbiorcy korzystający z inteligentnych systemów pomiarowych oraz umów opartych na dynamicznych cenach energii elektrycznej, będą mogli dostosowywać swoje zużycie do sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym. Celem takiego modelu rynku, na którym funkcjonuje DSR jest zwiększenie stabilności systemu elektroenergetycznego. Odbiorcy aktywni rezygnując na wezwanie operatora systemu z całości lub części swojego zapotrzebowania na energię, zwiększają moce rezerwowe w systemie elektroenergetycznym. Rezygnacja z zapotrzebowania na energię przez odbiorcę może przybierać formę przesunięcia zapotrzebowania na inne pory dnia lub zmniejszenie intensywności wykorzystania urządzeń zasilanych energią elektryczną bądź całkowite ich wyłączenie. Dodatkowo zastąpienie

zasilania sieciowego własnymi źródłami energii (generator, odnawialne źródła energii, etc.) również będzie stanowiło formę odpowiedzi popytu. W efekcie chwilowej rezygnacji z zapotrzebowania na energię zostają wygenerowane z systemie energetycznym oszczędności, czyli negawaty<sup>6</sup>. Przy generacji rozproszonej sieci dystrybucyjne stają się aktywne, mamy bowiem do czynienia z występowaniem dwóch kierunków przepływu energii. Większa liczba aktywnych odbiorców wprowadzając energię do sieci powoduje zmianą profilu obciążenia poprzez zmniejszenie zapotrzebowania ze strony „centralnej” generacji. Wymagania, które umożliwiają zarządzanie przepływem energii elektrycznej w czasie rzeczywistym, w tym zmienione role operatorów sieci wynikające z konieczności realizacji bilansowania lokalnego, nie zostały jeszcze w pełni rozwinięte w większości krajów.



Wzrost liczby rozproszonych generacji OZE jest postrzegany jako element systemu, który zmusza do zaprojektowania nowych rozwiązań, tak aby utrzymać stabilność systemu oraz



zachować odpowiednie parametry świadczonych usług. Rozwój odnawialnych źródeł energii sprawi, że potrzeba magazynowania energii elektrycznej będzie coraz większa. Bez magazynowania, gdy zbyt dużo energii elektrycznej zostanie wprowadzone do sieci w słoneczne dni i wietrzne popołudnie lub dni o zmniejszonym popycie, podaż przewyższy popyt doprowadzając do: po pierwsze problemów z zachowaniem stabilności systemu, a po drugie do sytuacji, w której ceny energii ukształtują się na poziomie ujemnym. Obydwa zjawiska nie są ani dobre ani pożądane. Ograniczyć występowanie tych niedogodności mogą magazyny energii.

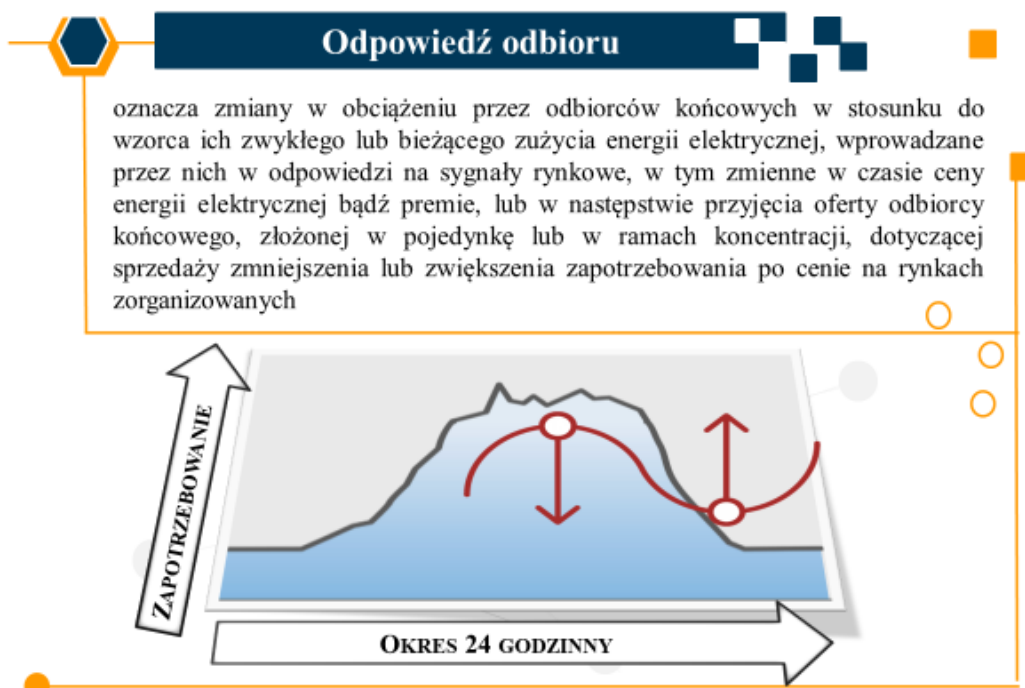
Magazynowanie energii umożliwiając przechowywanie oraz rozładowywanie energii później, gdy są

takie potrzeby w systemie - na przykład w godzinach wieczornych lub w godzinach szczytowego zapotrzebowania, przyczyni się do zwiększenia stabilności systemu, a jednocześnie przyniesie pozytywne efekty ekonomiczne odbiorcom aktywnym. Takie wykorzystanie magazynów jest sposobem na spłaszczenie szczytów i dolin podaży oraz zapobieganie niekorzystnym zjawiskom ekonomicznym. Obecnie magazynowanie zarówno na skalę przemysłową jak i indywidualnie nie jest rozwinięte na poziomie zezwalającym na efektywnie korzystać z tych urządzeń. Jest to jednak rynek, który szybko się rozwija i należy się spodziewać, że w ciągu kilku lat stanie się znaczącym elementem systemu elektroenergetycznego. Jednak już teraz warto odnotować, że za sprawą zapisów ustawy Rynek Mocy magazyny energii będą liczącymi się beneficjentami nowych inwestycji.

W chwili obecnej usługi DSR są świadczone na rzecz OSP zgodnie z zawartymi umowami. Co istotne, wprowadzona na początku roku 2018 ustawa o rynku mocy (wspomniana już wyżej) dopuszcza składania ofert również w ramach redukcji zapotrzebowania. Kształt rynku mocy, który został zaimplementowany w Polsce przypomina ustawę wprowadzoną w Wielkiej Brytanii, stąd przeniesione z niej zostały zapisy dotyczące udziału reakcji strony popytowej w rynku mocy jak również możliwości udziału w aukcjach magazynów energii elektrycznej<sup>7</sup>.

Co istotnie z punktu widzenia przyszłego modelu rynku energii, jeżeli jednostka redukcji zapotrzebowania samodzielnie nie będzie w stanie zagwarantować minimalnego poziomu 2MW, będzie mogła dokonać tego w ramach usług świadczonych przez agregatora. Instytucja agregacji nie jest rozpowszechniona w Polsce. Nie funkcjonuje również model definiujący możliwości, uprawnienia i odpowiedzialność tego rodzaju uczestników rynku. Rynek mocy jest ustawą, która wprost wskazuje na kierunki zmian na rynku energii w tym zakresie, a w połączeniu z zapisami nowelizowanej, w ramach Pakietu Czysta Energia, dyrektywy o zasadach wspólnego rynku energii dotyczącymi wprowadzenia agregatora jako niezależnego, funkcjonującego na konkurencyjnych i niedyskryminacyjnych zasadach uczestnika rynku energii, prowadzi do przekonania, że zmiany promujące aktywizację odbiorców nabierają realnych kształtów.





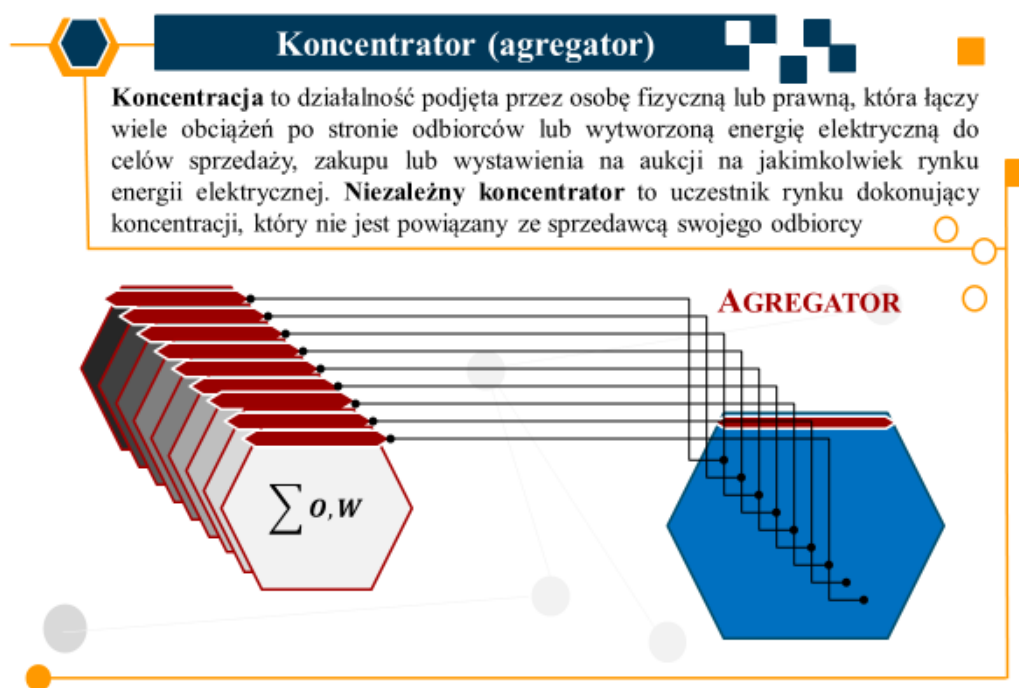
**Rysunek 2** Odpowiedź odbioru. Źródło: prezentacja *Odbiorca aktywny z perspektywy Pakietu Czysta Energia*. III Ogólnopolska Konferencja Naukowa „Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju” 2018. Panel 2.3. Klastery Energii

Warto w tym miejscu zauważyć, że dla jednego podmiotu zajmującego się agregacją, bądź będącego się nią zajmować w przyszłości, przypisane zostały różne nazwy, które w istocie znaczą to samo. Pierwsza nazwa „agregator”, wydaje się intuicyjna i zakorzeniona już w realiach rynku energii w Polsce. Również z łatwością używana w ustawie rynku mocy. Druga nazwa to „koncentrator”. Nazwa ta powstała z tłumaczenia zawartego w rynkowej dyrektywy słowa „agregator” na język polski. Wydaje się, że właściwym byłoby zachować funkcjonujące w polskim nazewnictwie określenie „agregator”.

Uczestnicy rynku zajmujący się agregacją będą prawdopodobnie odgrywać istotną rolę jako pośrednicy między grupami odbiorców a rynkiem. Dyrektywa wprowadza bowiem zmiany w zakresie modelu świadczenia usług systemowych, otwierając ten rynek dla operatorów sieci dystrybucyjnej oraz dla indywidualnych, drobnych klientów. W tym względzie efektywnie działający agregator będzie pożądanym uczestnikiem rynku. I to właśnie państwom członkowskim, dyrektywa pozostawia swobodę wyboru odpowiedniego modelu wdrażania

oraz podejścia do zarządzania w odniesieniu do niezależnej agregacji, przy jednoczesnym poszanowaniu ogólnych zasad określonych w prawie.

Wybrany model powinien zawierać przejrzyste i sprawiedliwe przepisy umożliwiające niezależnym agregatorom zagwarantowanie odbiorcy końcowemu zachowanie wszystkich praw i przywilejów zagwarantowanych w dyrektywie oraz aktywne czerpanie z nich korzyści. Dlatego ważne jest, aby regulacje rynkowe jasno określały role i obowiązki między graczami, umożliwiały odbiorcom swobodny wybór dostawcy usług reagowania na zapotrzebowanie, w tym możliwość sprzedaży ich elastyczności poprzez niezależnego agregatora, oferując dedykowane usługi.



**Rysunek 3** Koncentracja i niezależny koncentrator. Źródło: Prezentacja *Odbiorca aktywny z perspektywy Pakietu Czysta Energia*. III Ogólnopolska Konferencja Naukowa „Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju” 2018. Panel 2.3. Klastery Energii.

### Spoleczności energetyczne

Spoleczności energetyczne ze względu na swoją strukturę członkowską, wymagania w zakresie zarządzania i cel funkcjonowania, stanowią podmiot nowego rodzaju. Powinny zatem mieć możliwość działania na rynku w warunkach równych szans, bez zakłócania

konkurencji oraz podlegać tym samym prawom i obowiązkom, co pozostałe przedsiębiorstwa energetyczne. Prawa i obowiązki powinny mieć zastosowanie odpowiednio do podejmowanych ról, takich jak role odbiorców końcowych, aktywnych odbiorców, wytwórców, dostawców czy operatorów systemów dystrybucyjnych. Na co warto również zwrócić uwagę, to fakt, że istotne znaczenie zaczynają odgrywać projekty związane z zaspokajaniem w ramach grupy lokalnego zapotrzebowania na ciepło, chłód, czy dbałość o efektywność energetyczną. Inicjatywy powyższe, to nie tylko działania ukierunkowane na produkcję i wykorzystanie energii, ale również współpraca na innych płaszczyznach (np. nauka, pomoc socjalna), które pozwalają społeczności energetycznej na osiągnięcie wymiernych korzyści ekonomicznych, społecznych i środowiskowych dla swoich członków.<sup>8</sup>

Umożliwienie zrzeszania się odbiorców w zorganizowane na poziomie lokalnym grupy jest kolejnym krokiem aktywizacji odbiorców. Pojęcie społeczności energetycznej jest szeroko dyskutowane zarówno na poziomie krajowym jak i unijnym<sup>9</sup>. Nie są to łatwe rozmowy, ponieważ model rynku, który w swoim kształcie będzie musiał uwzględniać lokalne inicjatywy, na dzień dzisiejszy budzi wiele wątpliwości oraz niepewności co do ostatecznego kształtu rynku energii.

To co już wiemy, to pewność, że dla społeczności energetycznej przypisane zostaną te same prawa i obowiązki jakie będzie posiadał odbiorca aktywny. Oznacza to, że odbiorca będzie odgrywał centralną rolę w stosunku do wszystkich elementów rynku energii. Szczegółowe rozważania dotyczące zakresu praw i obowiązków jakie będą posiadały społeczności energetyczne były już prezentowane i osobom zainteresowanym tą tematyką są doskonale znane. Co warto jeszcze dodać? Otóż zapisy unijne wskazują, że tego rodzaju lokalne inicjatywy powinny być rejestrowane i licencjonowane. Obowiązek przeglądu i monitorowania rozwoju społeczności będzie powierzony krajowemu regulatorowi. Jest to istotne zagadnienie chociażby z punktu widzenia monitorowania praw odbiorców przystępujących do tego rodzaju inicjatyw, szczególnie w zakresie dobrowolności uczestnictwa, niedyskryminacyjnego traktowania, opłat odzwierciedlających koszty, zachowania prawa do zmiany sprzedawcy czy możliwości rezygnacji z pozostawania członkiem społeczności.



**Rysunek 4** Spółeczność energetyczna. Źródło: Prezentacja *Odbiorca aktywny z perspektywy Pakietu Czysta Energia*. III Ogólnopolska Konferencja Naukowa „Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju” 2018. Panel 2.3. Kłustry Energii.

Warto również wspomnieć, że spółeczności energetyczne będą uprawnione do wirtualnego podziału wyprodukowanej w ramach spółeczności energii pomiędzy swoich członków. Co istotne, spółeczności nie powinny napotykać ograniczeń regulacyjnych, jeżeli zechcą stosować istniejące bądź przyszłe technologie informatyczne do rozdziału energii w oparciu o zasady rynkowe, na przykład poprzez kompensowanie składnika „energia” członków z użyciem wytwarzania dostępnego w obrębie tej spółeczności, nawet za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej będącej własnością spółki OSD, pod warunkiem, że oba punkty pomiarowe należą do danej spółeczności. Taki wirtualny rozdział umożliwi członkom korzystanie z dostaw energii elektrycznej pochodzącej z generacji zainstalowanej w obrębie spółeczności, nawet gdy nie znajdują się oni fizycznie w bezpośrednim sąsiedztwie. Rozdział powinien być ułatwiany zgodnie z obowiązkami oraz stosowanymi na rynku przedziałami czasowymi w odniesieniu do bilansowania, pomiarów i rozliczania<sup>10</sup>.

Istotnym nurtem w technologii IT, który może być zastosowany w przyszłości do wirtualnego podziału energii jest technologia oparta na rozproszonym rejestrze zapisu danych czyli technologia blockchain. Tego rodzaju technologie oraz ich wykorzystanie do rejestracji, podziału i rozliczeń energii elektrycznej wyprodukowanej w ramach mikrosieci są już na świecie stosowane w rozwiązaniach pilotażowych. Warto również zaznaczyć, że jeżeli tego rodzaju technologia znajdzie powszechne uznanie, model obecnie funkcjonującego rynku energii ulegnie zmianie, dostosowując się do nowej filozofii, której podstawą jest decentralizacja <sup>11</sup>.

### **Podsumowanie**

Projekt Dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, która jest jedynie elementem Pakietu Czysta Energia rysuje przyszły kształt modelu rynku energii, w którym centralną rolę będzie odgrywał odbiorca aktywny. Kształt ten na chwilę obecną zawiera jedynie szkic docelowego modelu. To na jakie kolory oraz jakim rodzajem farb ten szkic zostanie pokolorowany, jeżeli znajdzie się taka wola, będzie zależało od decyzji na poziomie krajowym. Decyzji, które powinny odzwierciedlać wolę wszystkich uczestników rynku, od dużych elektrowni systemowych, przez lokalne inicjatywy, po odbiorcę w gospodarstwie domowym zużywającym energię na pokrycie niewielkich potrzeb własnych.

To co wydaje się istotne, to zrozumienie, że wiele zagadnień i problemów wynikających z ciągłych transformacji rynku energii, będzie dotyczyło nie tylko Polski, ale wszystkich krajów Europy. Oznacza to, że w rozwiązywaniu pewnych zagadnień (np. elektromobilność i jej wpływ na system elektroenergetyczny, znaczenia i rozwoju magazynów energii, wdrażania usług elastyczności czy opracowania modelu dla funkcjonowania agregatora) wszystkie państwa członkowskie UE rozpoczną od tego samego punktu startowego. Mamy szansę, przy odpowiednim zaangażowaniu i wytrwałości dotrzymać kroku pozostałym, zajmując jedno z czołowych miejsc na drodze transformacji sektora.

Dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej jest w fazie projektu, jednak nie należy się spodziewać, że jej ostateczny kształt ulegnie radykalnym zmianom. Stąd na podstawie obecnych zapisów projektu można rozpocząć przygotowania do jej implementacji w polskim prawie. Warto zatem już wskazać najważniejsze tematy, które będzie należało uregulować, opracować modele i poddać je pod konsultacje społeczne,

przedyskutować ze środowiskami naukowymi. Największy bowiem potencjał płynie z uwag nanoszonych przez różne podmioty zaangażowane w poszczególne zagadnienia. Dzięki tym uwagom pojawi się możliwość porównania różnych punktów widzenia przez co opracowywane rozwiązania będą bardziej przemyślane i dopasowane do potrzeb rynku i jego uczestników.

---

<sup>1</sup> Dyrektywa - Directive of the European Parliament and the Council on common rules for the internal market in electricity, European Commission, Brussels, 30.11.2016 COM(2016) 864 final 2016/0380 (COD)).

<sup>2</sup> Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r, załącznik do obwieszczenia Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 20 stycznia 2017 r. (poz. 220), Rozdział 1, Art. 3., pkt 13) i 13a) .

<sup>3</sup> Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r., Rozdział 1, Art. 1, pkt 1.

<sup>4</sup> M. Błażejowska, *Rozwój energetyki prosumenckiej w świetle nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii*, Stowarzyszenie Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu Roczniki Naukowe, tom XVII, zeszyt 6, 2017.

<sup>5</sup> D.D. Rasolomampionona, S. Robak, P. Chmurski, G.Tomasik, *Przegląd istniejących mechanizmów DSR stosowanych na rynkach energii elektrycznej*, Rynek Energii, nr 4/2010.

<sup>6</sup> <http://www.vpplant.pl/pl/demand-side-response-dsr/>, [dostęp:08.05.2018].

<sup>7</sup> E. Mataczyńska, *Lokalny wymiar mechanizmów mocowych*, Analiza IPE nr 1/2018, 07.03.2018 r.

<sup>8</sup> L. Laybourn-Langton, , *Community and Local Energy Challenges and Opportunities*, Institute for Public Policy Research, London, 2016, ss.10-13.

<sup>9</sup> E. Mataczyńska, *Lokalna społeczność energetyczna w Pakiecie zimowym - możliwości implementacji w Polsce* Analiza IPE nr 3/2017, 20.11.2017 r.

<sup>10</sup> Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona), Sekretariat Generalny Rady, Bruksela, 20 grudnia 2017 r. s. 16.

<sup>11</sup> E. Mataczyńska, *Blockchain Technology Impact on the Energy Market Model*, Energy Policy Studies, No. 1 (1) 2017, ss.3-14