



Praca zrealizowana w ramach projektu pt.

Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER) (www.er.agh.edu.pl)

współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków
GOSPOSTRATEG/umowa nr
Gospostateg1/385085/21/NCBR/19

RYNEK ENERGII, ENERGIA ZDECENTRALIZOWANA, MODELE BIZNESOWE I STOWARZYSZENIA ENERGETYCZNE W NIEMCZECH

Autorzy:

Prof. Dr.-Ing. Przemysław Komarnicki

Dr.-Ing. Bartłomiej Arendarski

wer. 02, 09.03.2020



Prof. Dr.-Ing. Przemysław Komarnicki

jest od roku 2018 profesorem urządzeń i aparatów elektrycznych na University of Applied Sciences w Magdeburgu w Niemczech. Uzyskał w 2004 roku dyplomy magistra inżyniera na Politechnice Wrocławskiej i Uniwersytecie Otto von Guericke Magdeburg (OVGU) w Niemczech w ramach programu podwójny dyplom. Od 2004 roku jest kierownikiem projektów, od 2008 roku menedżerem Grupy Systemy Elektroenergetyczne, a od 2017 roku dyrektorem Departamentu Konwergentnych Infrastruktur i Systemów w Instytucie Fraunhofera IFF w Magdeburgu. W 2008 roku zdobył tytuł doktora w Katedrze Sieci Elektroenergetycznych i Odnawialnych Źródeł Energetyki na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Otto-von-Guericke University Magdeburg pod kierownictwem Prof. Dr.-Ing. habil. Z. Styczyńskiego. Od 2018 roku jest prezesem zarządu Centrum Energii Odnawialnych Saksonia Anhalt ZERE e.V. Prowadził i zarządzał ponad 40 projektami badawczo-rozwojowymi i przemysłowymi w latach 2004-2020. Jego zainteresowania koncentrują się zwłaszcza na monitorowaniu rozległych obszarów oraz kontroli i zabezpieczeniu systemów energetycznych, a także integracji OZE i innych systemów do sieci elektroenergetycznej. Jest członkiem niemieckich stowarzyszeń t.j. VDE, DIN, DKE, a także grupy koordynacyjnej EU M/490 Smart Grid Mandat i IEC TC8/WG6. Jest autorem i współautorem ponad 100 publikacji oraz kilku książek.

Dr.-Ing. Bartłomiej Arendarski

ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektroniki i Telekomunikacji Politechniki Wrocławskiej. W latach 2006–2009 był stypendystą programu Marie Curie Early Stage Research w Instytucie Fraunhofera IFF w Magdeburgu w Niemczech, gdzie obecnie pracuje na stanowisku menedżera projektu. Od 2019 r. jest pracownikiem naukowym na University of Applied Sciences w Magdeburgu. Tytuł doktorski uzyskał w 2015 roku w Katedrze Sieci Elektroenergetycznych i Odnawialnych Źródeł Energetyki na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Uniwersytetu Otto-von-Guericke w Magdeburgu. Jego szczególne obszary zainteresowania obejmują multikryterialne planowanie i prowadzenie systemów energetycznych, integrację teleinformatyki i komunikacji cyfrowej w sieciach elektrycznych oraz analizę niezawodności systemów elektroenergetycznych i teleinformatycznych. Jest członkiem grup roboczych inicjatywy ERA-Net Smart Energy Systems. Jest autorem i współautorem ponad 25 publikacji.



Spis treści

Wykaz oznaczeń i symboli stosowanych w tekście	6
1. Opis zasad / sposobu funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Niemczech ze szczególnym uwzględnieniem rynku odnawialnych źródeł energii.....	8
1.1. Zasady zliberalizowanego rynku energii elektrycznej	8
1.2. Uczestnicy rynku	10
1.3. Handel giełdowy – EEX	12
1.3.1. Sprzedaż energii elektrycznej na rynku kasowym EEX	14
1.3.2. Handel energią elektryczną na rynku terminowym EEX	17
1.3.3. Wprowadzenie energii odnawialnych na rynek EEX	20
1.3.3.1. Sprzedaż bezpośrednia w modelu opartym na premii rynkowej.....	20
1.4. Korzystanie z sieci	23
1.4.1. Grupa bilansująca	23
1.4.2. Harmonogram i standardowe profile obciążeń	23
1.4.3. Energia bilansująca i rezerwowa	25
2. Analiza przepisów prawa i systemów wsparcia rozwoju zdecentralizowanej energii w Niemczech	29
2.1. Wprowadzenie i przegląd historyczny rozwoju promocji energii odnawialnych	29
2.2. Aktualne wsparcie energii odnawialnych	36
2.2.1. Ustawa o odnawialnych źródłach energii EEG-2014	36
2.2.1.1. „Korytarz docelowy” dla rozwoju energii odnawialnych	36
2.2.1.2. Restrukturyzacja finansowania	37
2.2.1.3. System i koncepcja jego uruchomienia.....	40
2.2.1.4. Samowystarczalność	41
2.2.1.5. Poszczególne źródła energii w Ustawie EEG 2014	44
2.2.2. Ustawa EEG-2017	53
2.2.2.1. Przetarg na systemy fotowoltaiczne	55
2.2.2.2. Przetargi na lądową energię wiatrową	58
2.2.2.3. Przetarg na energię wiatrową morską	64
2.2.2.4. Przetargi na biomasę	65
2.2.2.5. Inne formaty przetargów.....	67

2.2.2.6.	Dotacja dla mechanizmu PV-Mieterstrom w Niemczech	69
3.	Modele biznesowe zdecentralizowanych systemów energetycznych	72
3.1.	Wstęp	72
3.2.	Power Purchase Agreement (PPA)	73
3.2.1.	Tło i rozwój cenowy energii odnawialnych	73
3.2.2.	Ogólne uwagi dotyczące umów PPA	75
3.2.2.1.	Kwalifikacja prawna jako umowa na dostawę energii	76
3.2.2.2.	Formy umów PPA	77
3.2.3.	Ocena prawna umowy PPA	81
3.2.3.1.	Rola stron umów PPA z perspektywy prawa energetycznego	81
3.2.3.2.	Kwalifikacja prawna dotycząca Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG)	83
3.2.3.3.	Szczególne cechy finansowej umowy PPA	87
3.3.	Wirtualne elektrownie do zaopatrywania w energię bilansującą	88
3.3.1.	Rynek energii bilansującej	88
3.3.1.1.	Zapewnienie elastyczności w obcych grupach bilansujących	89
3.3.1.2.	Kryteria kwalifikacji wstępnej dla rynku bilansującego	90
3.4.	Dostawa energii Peer-2-Peer ze źródeł energii odnawialnych	92
3.4.1.	Obrót energią oparty o platformę	93
3.4.2.	Warunki ramowe prawa energetycznego	93
3.4.2.1.	Szczególne warunki dotacji	93
3.4.2.2.	Ramy prawne dotyczące dostaw energii elektrycznej	94
3.4.3.	Perspektywa	97
4.	Best Practice - Przykłady energii obywatelskiej na przykładzie spółdzielni energetycznych	99
4.1.	Wstęp	99
4.2.	Projektowanie spółdzielni energetycznych w Niemczech	101
4.2.1.	Założenie spółdzielni energetycznej	101
4.2.2.	Kapitał własny spółdzielni	103
4.2.3.	Organy spółdzielni	103
4.3.	Praktyczne przykłady	104
4.3.1.	Friedrich Wilhelm Raiffeisen Energie e.G.	104
4.3.2.	Zaopatrzenie w energię elektryczną Honigsee e.G.	105
4.3.3.	Spółdzielnia energetyczna Weissacher Tal eG	107

4.3.4.	Spółdzielnia energetyczna Starkenburg eG	109
4.3.5.	Spółdzielnia energetyczna Lieberhausen eG	110
4.3.6.	NEW – Neue Energie West eG	112



Wykaz oznaczeń i symboli stosowanych w tekście

EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung Energiewirtschaftsgesetz	Ustawa o zaopatrzeniu w energię elektryczną i gaz z dnia 24 kwietnia 1998 r.
EEX	European Energy Exchange	
EOM	Energy-Only-Market	
BNetzA	Bundesnetzagentur	Federalna Agencja Sieci
EVU	Energieversorgungsunternehmen	Przedsiębiorstwo energetyczne
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber	Operator systemu przesyłowego
VNB	Verteilnetzbetreiber	Operator systemu dystrybucyjnego
ECC	European Commodity Clearing	
MCP	Market clearing price	
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	Odnawialne źródła energii
MaPrV	Managementprämienvverordnung	
AW	anzulegende Wert	
MP	Marktprämie	Premia rynkowa
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung	
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher	Koordinator grupy bilansującej
StrEG	Stromneinspeisegesetz	Ustawa o zasilaniu energią elektryczną
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung	Rozporządzenie w sprawie mechanizmów kompensacyjnych
BGH	Bundesgerichtshof	Federalny Trybunał Sprawiedliwości
WHG	Wasserhaushaltsgesetzes	Ustawa o zasobach wodnych
BImA	Bundesanstalt für Immobilienaufgaben	Federalny Instytut ds. Nieruchomości
BFO	Bundesfachplan-Offshore	Federalny sektorowy plan offshore
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie	Federalna Agencja Morska i Hydrograficzna
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplans	Plan rozwoju sieci offshore
GemAV	gemeinsamen Ausschreibungen	Wspólne oferty przetargowe
IEA	Internationalen Energieagentur	
NNE	Netznutzungsentgelte	Oplaty za korzystanie z sieci
OTC	Over The Counter	
Phelix	Physical Electricity Index	
MaPrV	Managementprämienvverordnung	

AW	anzulegende Wert	
MP	Marktprämie	
MW	Monatsmarktwerts	
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung	
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher	
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen	
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung	
BImA	Bundesanstalt für Immobilienaufgaben	Federalny Instytut ds Nieruchomości
BauGB	Baugesetzbuchs	Kodeks budowlany
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie	Federalna Agencja Morska i Hydrograficzna
BFO	Bundesfachplan-Offshore	federalny sektorowy plan offshore
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplans	planu rozwoju sieci offshore
IEA	International Energy Agency	Międzynarodowej Agencji Energetycznej
MiFID	Märkte für Finanzinstrumente	
KWG	Kreditwesengesetz	
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungen	

1. Opis zasad / sposobu funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Niemczech ze szczególnym uwzględnieniem rynku odnawialnych źródeł energii

1.1. Zasady zliberalizowanego rynku energii elektrycznej

Dyrektywa rynku energii elektrycznej UE 96/92/WE z 19 grudnia 1996 r. wprowadziła liberalizację rynków energii związanych z siecią energetyczną w Unii Europejskiej. Państwa członkowskie były zobowiązane do przeniesienia Dyrektywy w ciągu dwóch lat do prawa krajowego. W Niemczech stało się to z chwilą wejścia w życie pierwszej Ustawy o zaopatrzeniu w energię i gaz, Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG) z dnia 24 kwietnia 1998 r.; cały rynek energii elektrycznej został po wejściu w życie Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG) udostępniony konkurencji. Pierwsza Ustawa o gospodarce energetycznej (EnWG) została w międzyczasie zastąpiona drugą Ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. wprowadzającą nowe regulacje w prawie energetycznym.

Nadrzędnym celem liberalizacji jest stworzenie warunków ramowych dla konkurencji i wolnego handlu energią związaną z siecią energetyczną. Do tego jest konieczne spełnienie następujących minimalnych warunków:

Wolny wybór dostawcy

Każdy klient powinien mieć możliwość wolnego wyboru dostawcy energii elektrycznej.

Rozdział obszarów wytwarzania, sieci, dystrybucji/handlu (Unbundling)

Na rynku monopolistycznym zaopatrzenie w energię elektryczną jest zdominowane najczęściej przez zintegrowane pionowo przedsiębiorstwo energetyczne (EVU) począwszy od etapu wytwarzania po konsumenta końcowego. Na rynku zliberalizowanym przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do oddzielenia od siebie obszarów działalności – wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i sprzedaży pod względem organizacyjnym, księgowym i w miarę możliwości również pod względem własnościowym. Dopiero to umożliwi konkurencję.

Niedyskryminowany dostęp do sieci

Obszar sieci jest i pozostaje naturalnym monopolem nawet na zliberalizowanym rynku. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych są jednak zobowiązani do zapewnienia wszystkim użytkownikom sieci swobodnego dostępu do swoich sieci na takich samych warunkach, jak dla własnych klientów. Opłaty za korzystanie z sieci (NNE) muszą być uczciwe, przejrzyste i jednakowe dla wszystkich użytkowników sieci. Muszą być również regularnie publikowane. W Niemczech podlegają one również zatwierdzeniu zgodnie z nową Ustawą o gospodarce energetycznej (EnWG) z 7 lipca 2005 r.

Organ regulacyjny (regulator)

Niezależny organ regulacyjny (regulator) powinien ustanowić ramy funkcjonowania konkurencji i jest upoważniony do podejmowania działań przeciwko antykonkurencyjnym zachowaniom i naruszeniom przez uczestników rynku, zwłaszcza w sektorze sieci.

Na rynku niemieckim podjęto najpierw próbę pozostawienia tego zadania samym uczestnikom rynku poprzez zawieranie przez nich dobrowolnych porozumień. Jednak ten specjalny proceder okazał się mało skuteczny, szczególnie w sektorze gazowym. Z perspektywy czasu, pod naciskiem Komisji Europejskiej, w wyniku nowelizacji Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG) z dnia 1 lipca 2005 r. utworzono organ regulacyjny – Federalną Agencję Sieci (BnetzA).

Operator systemu

Niezależny operator systemu powinien zapewniać sprawne działanie sieci. Jest on w szczególności odpowiedzialny za regulację napięcia i częstotliwości oraz kompensację odchyleń związanych z pokrywaniem zapotrzebowania na energię w sieci w stosunku do przyjętego harmonogramu. To zadanie jest realizowane na niemieckim rynku przez czterech operatorów systemów przesyłowych.

1.2. Uczestnicy rynku

Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej istnieje duża liczba podmiotów. Można je podzielić na następujące grupy.

Klienci: Każda osoba, do której jest dostarczana energia na podstawie umowy dostawy, jest klientem. Nie ma znaczenia, czy pobiera energię z sieci i wykorzystuje ją czy odsprzedaje. Każdy klient, który na podstawie umowy dostawy pobiera i wykorzystuje dostarczoną energię do własnych celów (prywatnych, komercyjnych) z sieci, jest konsumentem końcowym w rozumieniu § 3 nr 25 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG). Odbiorcy są rozliczani na podstawie zużycia energii oraz zapotrzebowania na moc szczytową, podobnie jak odbiorcy z zawartym odpowiednim kontraktem na rynku monopolistycznym, jak również duzi odbiorcy, którzy często wytwarzają energię elektryczną z własnych źródeł. „Klientami powszechnymi“, zgodnie z nową Ustawą o gospodarce energetycznej (EnWG), są wszyscy odbiorcy domowi oraz klienci o rocznym zużyciu energii poniżej 10 000 kWh/rok. Główni dostawcy są zobowiązani do dostarczania energii klientom powszechnym w ich obszarze sieci. Zgodnie z § 36 ust. 2 podstawowym dostawcą jest przedsiębiorstwo energetyczne, które zaopatruje większość klientów gospodarstw domowych na danym obszarze sieci.

Operatorzy sieci: „Operatorzy sieci przesyłowych (OSP)”, którzy obsługują sieci najwyższych napięć, 380 kV i 220 kV, i są połączeni w ramach niemieckiej sieci elektroenergetycznej. Odpowiadają za regulację napięcia i częstotliwości oraz kompensację odchyłeń związanych z pokrywaniem zapotrzebowania na energię w sieci według ściśle przyjętego harmonogramu w swojej strefie. „Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)” obsługują sieci do 110 kV i dostarczają energię elektryczną klientom końcowym lub dystrybutorom podłączonym do ich sieci. Są oni jednak odpowiedzialni tylko za działanie sieci i nie mogą wykonywać żadnych funkcji dostawcy energii elektrycznej ani sprzedawcy.

Producenci: Są to najczęściej spółki powiązane z własnym parkiem elektrowni, niezależni producenci energii elektrycznej i drobni producenci. Wytwarzają i dostarczają energię elektryczną detalistom i dużym odbiorcom.

Dostawcy: Mogą to być operatorzy elektrowni lub handlowcy, którzy zajmują się obrotem energii na własny rachunek. Dostawcy są odpowiedzialni za bilansowanie w ramach grup bilansujących wobec operatorów systemów przesyłowych, tzn. muszą między innymi dostarczać koordynatorowi ds. bilansowania odpowiednie harmonogramy określające pobór i generację energii dla danych węzłów sieci w danej strefie co ¼ godziny.

Ponadto dostawcy mają następujące obowiązki:

- Konsument końcowy musi korzystać z sieci, w tym uiszczać opłaty sieciowe oraz ponosić opłaty i inne koszty związane z siecią. W tym celu musi zostać zawarta umowa ramowa na dostawę z operatorem sieci, do którego sieci jest podłączony klient. Obejmuje to także wkład w promocję energii odnawialnych.
- Należny podatek od poboru energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego musi zostać zapłacony i obciąża się nim klienta.
- Umowa na dostawę energii elektrycznej musi spełniać wymogi prawa cywilnego i zawierać również informacje wymagane przez prawo zgodnie z § 41 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG).
- Rachunki za energię muszą być zgodne z przepisami prawa określonymi w § 40 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG).
- Oznaczenia dostawców na fakturach, materiałach reklamowych i na stronie internetowej, informujące klientów z jakiego źródła energia jest wytwarzana, muszą spełniać wymogi § 42 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG). Jeżeli producent korzysta również z premii rynkowej w ramach Ustawy o energiach odnawialnych, musi on również spełniać szczególne wymagania dotyczące finansowania zawarte w tej ustawie.

Koordynator grupy bilansującej: Jest to dany operator systemu przesyłowego w strefie regulacyjnej. W Niemczech są cztery strefy.



Manager grupy bilansującej: Każdy dostawca (z własnymi zdolnościami wytwórczymi lub bez) tworzy grupę bilansującą pozwalającą na kontrolę dostaw energii elektrycznej na danym obszarze.

Pozostałymi uczestnikami są np. makler, broker i zarządzający portfelem, którzy realizują transakcje sprzedaży energii elektrycznej na zlecenie swoich klientów.

Dzięki transformacji systemu energetycznego i jego decentralizacji, pojawiają się nowe modele biznesowe i nowi uczestnicy. Agregacja zdecentralizowanych jednostek wytwórczych, magazynujących i obciążeniowych w ramach wirtualnej elektrowni będzie miała coraz większe znaczenie dla działania systemu energetycznego opartego na energii odnawialnej (patrz rozdział 3). Powiązaną z tym funkcję opisano za pomocą agregatora.

Dyrektywa UE w sprawie funkcjonowania rynku energii elektrycznej ustanawia w tym celu ramy. Wszystkie grupy klientów (przemysł, przedsiębiorcy i gospodarstwa domowe) powinny mieć zdaniem UE dostęp do rynków energii elektrycznej i móc wprowadzać na rynek ich elastyczną zdolność produkcyjną i wytwarzaną przez siebie energię elektryczną. Klienci powinni mieć możliwość korzystania w pełnym zakresie z korzyści związanych z agregacją wytwarzania i dostaw na dużą skalę oraz z międzynarodowej konkurencji. Państwa członkowskie UE mogą swobodnie określać ramy prawne za pomocą zasad rynkowych i/lub regulacyjnych. Istotnym jest, aby agregator był niezależny i nie był częścią przedsiębiorstwa energetycznego. Bliżej wyjaśnia to art. 17 Dyrektywy UE dotyczący funkcjonowania rynku energii elektrycznej.

1.3. Handel giełdowy – EEX

Na zliberalizowanym rynku klient ma nie tylko wolny wybór swojego dostawcy lub dostawców, może również wybierać spośród licznych produktów w różnych cenach i o różnych okresach, które są sprzedawane za pośrednictwem giełdy energetycznej (Power Exchange) lub w ramach bilateralnych transakcji (over the counter – OTC). Niżej zamieszczona Tabela 1 przedstawia zarys tych możliwości.

Tabela 1: Rodzaje transakcji i produktów w handlu energetycznym

Rynek kasowy/ Spotmarkt		Rynek terminowy			
<i>Fizyczna dostawa energii elektrycznej</i>		<i>Finansowe transakcje zabezpieczające (Hedging)</i>			
Giełda energii (produkty standardowe, produkty bazowe, szczytowe, godzinowe)	Obrót pozagiełdowy (wszystkie transakcje)	Warunkowe transakcje terminowe (Opcje, Caps, Floors)		Bezwarunkowe transakcje terminowe (Forwards, Futures, Swaps)	
		Handel giełdowy (Opcje)	Obrót pozagiełdowy (wszystkie transakcje)	Handel giełdowy (Futures)	Obrót pozagiełdowy (Forward, Swaps)

Istotnym celem giełdy energii jest udostępnienie wszystkim uczestnikom rynku w sposób uczciwy i na zasadzie równości transparentnego, bezpiecznego pod względem finansowym, prawnym i technicznym miejsca na rynku w celu handlu produktami energetycznymi.

Niezbędnym warunkiem skutecznego obrotu giełdowego jest dostateczna płynność. Płynność oznacza wysoką wielkość obrotów i dużą ilość uczestników rynku. Zapewnia się to m.in. przez „Market-Maker”; są to uczestnicy rynku, którzy dbają o podstawową płynność poprzez oferowanie w każdej chwili wiążących ofert kupna i sprzedaży. "Registered Market-Maker" jest zobowiązany do stałego wprowadzania określonej ilości zleceń.

European Energy Exchange (EEX) z siedzibą w Lipsku powstała w roku 2002 w wyniku fuzji niemieckich giełd energii we Frankfurcie i Lipsku. Od tego czasu rozwinęła się z czystej giełdy energii do wiodącego miejsca handlu energią i produktami związanymi z energią z międzynarodowymi partnerstwami.

W celu wzmocnienia pozycji EEX w 2006 r. przekształcono działalność clearingową w spółkę – córkę European Commodity Clearing (ECC). Dzisiaj ECC z 6 giełdami partnerskimi jest wiodącym domem clearingowym energii i produktów związanych z



energią w Europie. W roku 2008 EEX i "Powernext" wystartowały ze ścisłą współpracą w obszarze handlu energią elektryczną. W ramach tej kooperacji obaj partnerzy dokonali fuzji swoich rynków kasowych i terminowych. W styczniu 2015 r. EEX zostało większościowym właścicielem Powernext i posiada obecnie 87,73% udziałów w Powernext. Grupa EEX (EEX i Powernext) posiada 51% udziałów we wspólnej spółce „EPEX SPOT”, która obsługuje rynek kasowy w Niemczech, we Francji, w Austrii i Szwajcarii. Rynek terminowy energii elektrycznej w Niemczech i we Francji jest obsługiwany przez spółkę-córkę EEX – EEX Power Derivatives.

Na giełdzie EEX obrót energią elektryczną, gazem ziemnym i prawami do emisji CO₂ odbywa się zarówno w perspektywie krótkoterminowej na „Rynku kasowym” jak i długoterminowej na „Rynku terminowym” do sześciu kolejnych lat. Produkty, okresy handlowe i miejsca handlowe są podane na stronie internetowej EEX w zakładkach: „Produkty” oraz „Handel”. Clearing transakcji giełdowych i pozagiełdowych (OTC-Clearing) przejmuje European Commodity Clearing AG. EEX jest stroną umowy wszystkich transakcji i zajmuje się ich realizacją finansową oraz ochroną. Transakcje są realizowane anonimowo. EEX i jej spółki-córki zajmują się dwoma rodzajami transakcji giełdowych, „Rynkiem kasowym” i „Rynkiem terminowym”.

1.3.1. Sprzedaż energii elektrycznej na rynku kasowym EEX

Rynek kasowy EEX jest obsługiwany przez EPEX Spot SE z siedzibą w Paryżu. Poziomem handlowym jest sieć najwyższego napięcia 220/380 kV. Miejscami dostawy są niemieckie, austriackie, francuskie i szwajcarskie sieci przesyłowe.

Kontrakty rynku kasowego EEX są znormalizowanymi produktami fizycznej dostawy energii elektrycznej. Na rynku niemieckim i austriackim są one sprzedawane pod nazwą „Phelix” (Physical Electricity Index – wskaźnik fizycznej energii elektrycznej). W zależności od czasu dostawy energii elektrycznej można rozróżnić kontrakty godzinowe i blokowe. W przypadku kontraktów godzinowych jest sprzedawana dostawa energii elektrycznej o stałej mocy przez określoną godzinę dostawy. W przypadku umów blokowych jest sprzedawana dostawa energii elektrycznej o stałej

mocy dostawy w przeciągu kilku godzin dostawy. W sprzedaży są następujące znormalizowane produkty (patrz Tabela 2), oferta jest podawana w €/MWh.

Tabela 2: Kontrakty w EEX

Kontrakt	Minimalny wolumen kontraktów
Baseload (Kontrakt blokowy na każdy dzień, pn-nd)	1 MW x 24 h = 24 MWh
Peakload (Kontrakt blokowy dla dni pn-pt, w godz. od 8 do 20)	1 MW x 12 h = 12 MWh
Kontrakt godzinowy dla każdej godziny dnia	0,1 MW x 1 h = 0,1 MWh
Kombinacja kontraktów godzinowych i bloków godzinowych	0,1 MW x ilość h

Sprzedaż na rynku energii elektrycznej odbywa się w zależności od rodzaju produktu w handlu aukcyjnym i/lub w obrocie ciągłym. W handlu aukcyjnym sprzedaż ma miejsce na jeden dzień przed fizyczną realizacją (dzień przed terminem). Transakcje zawarte poprzedniego dnia muszą być fizycznie zrealizowane w dniu następnym. Sprzedawca jest zobowiązany do dostarczenia, a nabywca do odbioru ustalonej ilości energii elektrycznej i zapłaty uzgodnionej ceny. Dostawa jest realizowana za pomocą komunikatów harmonogramu od operatorów systemów przesyłowych.

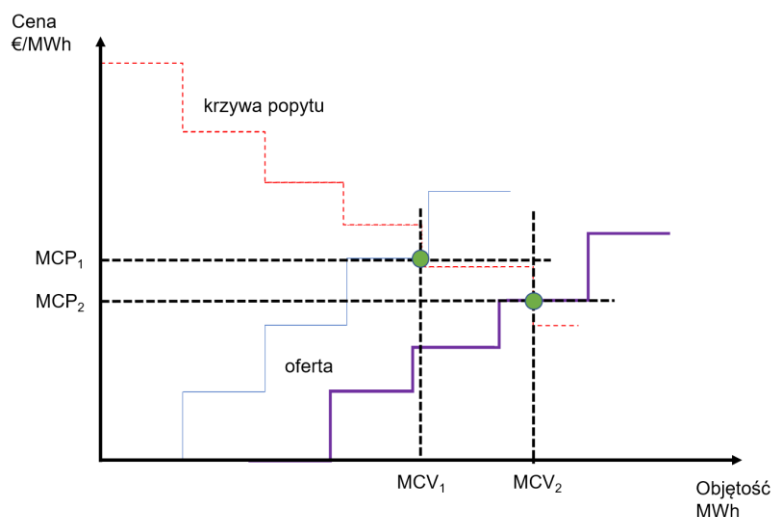
Na rynku aukcyjnym przedmiotem obrotu są kontrakty godzinowe. Uczestnicy rynku mogą składać oferty sprzedaży i zakupu pocztą elektroniczną podając wolumen (MWh) i limit ceny (€ / MWh) do godziny 12:00 w dniu sprzedaży.

Oferty są składane anonimowo za pośrednictwem zamkniętej księgi zamówień. Na podstawie wszystkich otrzymanych ofert na rynku aukcyjnym jest ustalana cena na każdą godzinę następnego dnia.

W celu ustalenia ceny, krzywa podaży i popytu (rysunek 1) jest zwykle konstruowana o godzinie 12:30 dla każdej godziny następnego dnia.

Rynek w EEX jest zaprojektowany wyłącznie jako rynek energii (EOM), na którym ilości energii w MWh są sprzedawane po cenach w EUR/MWh. Oferty obejmują jedynie

koszty produkcji następnych MWh, znane jako koszty krańcowe (marginal cost). Koszty utrzymywania mocy produkcyjnych nie są wliczone (kapitał i stałe koszty operacyjne). Cena równowagi rynkowej (market clearing price MCP) wynika z przecięcia krzywych podaży i popytu i odnosi się do wszystkich możliwych do wykonania zleceń w danej godzinie.



Rysunek 1: Kształtowanie ceny na rynku aukcyjnym [własna prezentacja]

Odnawialne źródła energii, takie jak fotowoltaika, elektrownie wodne i elektrownie wiatrowe praktycznie nie mają kosztów dodatkowych, a ich oferty zawsze są akceptowane (Rys. 1). Po drugie: w wietrzne i słoneczne dni jest wytwarzana duża ilość energii elektrycznej z tych źródeł energii, krzywa podaży przesuwana się w prawo, a MCP w dół. I odwrotnie: jeżeli wytwarza się mało energii „wiatrowej”, to krzywa podaży przesuwana się w lewo, a MCP w górę. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii ma zatem bezpośredni wpływ na tak zwaną kolejność zamówień (merit order), tzn. kolejność eksploatacji elektrowni w oparciu o koszty dodatkowe.

W ekstremalnych sytuacjach mogą powstawać nawet ujemne MCP. W wietrzne dni np. może się zdarzyć, że operatorzy turbin wiatrowych zapłacą nawet odbiorcom energii elektrycznej za odbiór energii elektrycznej. Oznacza to, że oferują nadwyżkę

energii elektrycznej przy ujemnych cenach, dzięki czemu MCP może również przejść do przedziału ujemnego.

W ramach ciągłego (Intraday) handlu EPEX uczestnicy giełdy kupują dodatkowe ilości energii elektrycznej z dostawą w tym samym dniu lub w dniu następnym lub sprzedają nadwyżki. W ten sposób jest możliwe uniknięcie odchyleń w harmonogramie i zoptymalizowanie w krótkim czasie zakupu energii elektrycznej.

Kontrakty na energię elektryczną są przedmiotem obrotu w trybie ciągłym. Uczestnicy rynku mogą wprowadzać swoje oferty kupna lub sprzedaży do otwartej elektronicznej księgi zamówień zgodnie z limitem ilościowym i cenowym. Wszystkie oferty są wymienione i porównane według objętości i ceny. Gdy tylko kupno i zlecenie sprzedaży okażą się wykonalne (tzn. cena sprzedaży równa lub niższa od ceny zakupu), natychmiast dochodzi do zawarcia transakcji.

1.3.2. Handel energią elektryczną na rynku terminowym EEX

Rynek terminowy EEX dla energii elektrycznej jest obsługiwany przez EEX Power Derivates GmbH na rynku niemieckim i na różnych rynkach europejskich (w tym m.in. Francji, Szwajcarii, Hiszpanii, Włoch, Wielkiej Brytanii). Na rynku terminowym EEX mogą być zawierane kontrakty „futures” i kontrakty opcji. Oba służą przede wszystkim do zabezpieczenia ryzyka cenowego w przyszłości. Tabela 3 przedstawia porównanie dwóch rodzajów transakcji terminowych.

Tabela 3: Porównanie różnych rodzajów transakcji terminowych

Opcje	Futures
Transakcje terminowe warunkowe → gotówkowe rozliczenie płatności	Transakcje terminowe bezwarunkowe → fizyczna realizacja lub gotówkowe rozliczenie płatności (w zależności od specyfikacji kontraktu)
Prawo do zakupu (opcja zakupu, call) lub sprzedaży (opcja sprzedaży, put) w ostatnim dniu handlowym (tak zwana opcja	Zobowiązanie do zakupu lub sprzedaży określonego składnika aktywów bazowych ¹

<p>europańska) lub do ostatniego dnia handlowego (tak zwana opcja amerykańska) określonej ilości instrumentu bazowego¹ po aktualnie ustalonej cenie (cena realizacji).</p>	<p>po aktualnie ustalonej cenie w określonym terminie.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • ryzyko straty ograniczone dla kupującego, nieograniczone dla sprzedającego • bardzo wysoki potencjał dochodowy • zabezpieczenie przed ryzykiem • wypłata premii 	<ul style="list-style-type: none"> • nieograniczone ryzyko straty • nieograniczony potencjał dochodowy • neutralizacja ryzyka • brak wypłaty premii

Sprzedż kontraktów Futures może być wykorzystana do zabezpieczenia (hedging) przed spadającymi cenami energii elektrycznej, a zakup w celu zabezpieczenia się przed rosnącymi cenami energii elektrycznej. Futures jest sprzedawane np. w oczekiwaniu na spadające ceny rynkowe z zamiarem realizacji zysku poprzez późniejszy wykup po niższej cenie.

Podobnie jak wszystkie inne transakcje giełdowe, kontrakty futures i opcje są znormalizowanymi produktami pod względem wielkości, typu świadczenia, okresu dostawy oraz bezpieczeństwa finansowego i fizycznego. Nabywcy i sprzedawcy kontraktów futures uzgadniają odbiór lub dostawę na chwilę obecną określonej ilości energii elektrycznej w przyszłości i na uzgodnionych warunkach.

Na rynku terminowym EEX przedmiotem handlu są kontrakty futures na energię elektryczną specyficzne dla obszaru dostaw (takie jak np. kontrakty francuskie (French-Future) jako dostawa fizyczna lub kontrakty szwajcarskie (Swiss-Future) jako rozliczenie gotówkowe). Poza tym EEX opracował tak zwane produkty zwrotu energii i oferuje Wind Power Futures jako znormalizowaną pochodną energii wiatrowej w

¹ Aktywem bazowym (eng. underlying asset) jest fizyczna dostawa energii elektrycznej o obciążeniu podstawowym lub szczytowym dla kontraktów terminowych typu futures lub Phelix Base lub Phelix Peak z rynku EEX Spot dla rozliczeń pieniężnych.

obrocie giełdowym w celu zapewnienia ochrony przed ryzykiem związanym z wytwarzaniem energii wiatrowej. Instrument bazowy oparty jest na uznanym na arenie międzynarodowej indeksie EuroWind. Handel księgami zamówień gwarantuje przejrzyste ceny, a ryzyko kontrahenta jest eliminowane poprzez rozliczenia (clearing) za pośrednictwem ECC.

Okresami dostawy są tygodnie, miesiące, kwartały i lata. Kontrakt Baseload-Futures przewiduje ciągłą dostawę 1 MW w ciągu 24 godzin danego dnia dostawy, Peakload-Future dostawę 1 MW w czasie od 8:00 do 20:00 przez cały okres dostawy.

Kontrakty futures są przedmiotem ciągłego obrotu na rynku terminowym EEX. Uczestnicy rynku wprowadzają zlecenia kupna i sprzedaży do otwartej księgi zamówień podając cenę i liczbę kontraktów. Są one wymienione i scalone w księdze zamówień. Transakcje są zawierane automatycznie, gdy tylko zlecenie kupna i sprzedaży okaże się wykonalne, tzn. jak tylko zlecenie kupna zostanie skonfrontowane z zamówieniem sprzedaży o tej samej lub niższej cenie.

Wyrównanie: Jeżeli przedmiotem wymagalności jest Phelix-Base-Future z okresem dostawy np. w terminie jednego miesiąca, to sprzedawca musi sprzedać uzgodnioną ilość energii elektrycznej na rynku kasowym po odpowiedniej cenie MCP. W ujęciu miesięcznym otrzymuje praktycznie średnią miesięczną cenę rynku kasowego, która zwykle nie jest taka sama jak uzgodniona cena kontraktów futures. Jeżeli cena rynku kasowego jest niższa niż uzgodniona cena, to otrzymuje on rekompensatę z tytułu różnicy i odwrotnie, jeśli jest wyższa, to musi zapłacić rekompensatę pieniężną. W praktyce kontrakty futures są sprzedawane po innej cenie każdego dnia okresu dostawy, więc zapis na dobro rachunku lub obciążenie jest wymagane każdego dnia (variation margin / marża wariacyjna). Rozliczenie gotówkowe odbywa się codziennie, a kiedy następuje termin płatności – po ustaleniu ostatecznej ceny rozliczeniowej - dokonywana jest płatność tylko różnicy należności/ pozostałego salda. EEX musi zagwarantować, podobnie jak w przypadku każdej innej transakcji, że transakcja zostanie zrealizowana również w przypadku, gdy jakiś uczestnik wypadnie z transakcji. Z tego powodu uczestnicy w chwili otwarcia transakcji Futures muszą zapewnić

podstawowe zabezpieczenie, tak zwany „additional margin” („dodatkowy depozyt zabezpieczający”) lub „initial margin” („początkowy depozyt zabezpieczający”). Jest ono wiążące przez cały okres obowiązywania umowy i jest zwalniane ostatniego dnia okresu dostawy. Poniżej znajduje się praktyczny przykład.

1.3.3. Wprowadzenie energii odnawialnych na rynek EEX

Kierując się celami obniżenia kosztów i integracji rynkowej energii odnawialnych, ustawodawca podniósł w EEG 2014 marketing bezpośredni do reguły prawnej lub standardowego modelu marketingowego (marketing bezpośredni został wprowadzony po raz pierwszy w EEG 2009). Jednak taryfa gwarantowana jest płacona tylko w wyjątkowych przypadkach. § 37 Abs. 2 EEG 2014 stanowi, że w dalszym ciągu można ubiegać się o stałą taryfę gwarantowaną dla dostawy energii elektrycznej pochodzącej z systemów uruchomionych przed 1 stycznia 2014 r. i których zainstalowana moc wynosi do 500 kW. Systemy, które zostaną uruchomione później, mają to prawo tylko do zainstalowanej mocy wynoszącej maksymalnie 100 kW. Energia elektryczna ze wszystkich innych elektrowni musi być wprowadzana do obrotu bezpośrednio, chyba że taryfa gwarantowana jest przedmiotem roszczenia w ramach rekompensaty za straty ze zniżką w wysokości 20%. Jest to jednak przeznaczone wyłącznie jako rozwiązanie awaryjne w wyjątkowych sytuacjach, np. stanowi zabezpieczenie w przypadku bankructwa firmy zajmującej się sprzedażą bezpośrednią i nie stanie się standardową opcją ze względu na związane z tym straty ekonomiczne.

Z tą zmianą systemu są związane fundamentalne zmiany w strukturze, systemie i terminologii EEG. Zgodnie z § 19 EEG 2014, zamiast dotychczasowego „prawa do wynagrodzenia”, jak zostało sformułowane jeszcze w § 16 EEG 2012 i § 16 EEG 2009, lub „obowiązku wynagrodzenia” operatora sieci, jak przewidziano w § 5 EEG 2004 i § 3 EEG 2009, istnieje tylko „uprawnienie do dotacji za energię elektryczną”.

1.3.3.1. Sprzedaż bezpośrednia w modelu opartym na premii rynkowej

a) Warunki ubiegania się o premię rynkową

EEG 2014 opiera się na wymogach EEG 2012, ale zawiera także pewne innowacje, w szczególności wymóg dotyczący zdalnego sterowania. W §§ 34 i 35 EEG 2014 zawarte są - w dużej mierze znane z EEG 2012 – wymagania dotyczące okresów sprawozdawczych, pomiaru i bilansowania energii elektrycznej w odniesieniu do wykorzystania premii rynkowej. Podobnie jak w EEG 2012 warunkiem koniecznym do ubiegania się o premię rynkową jest to, że energia elektryczna jest sprzedawana bezpośrednio, faktycznie dostarczana i kupowana przez osobę trzecią. Wynika to z definicji pojęcia – sprzedaż bezpośrednia – wymienionego w § 5 nr 9 EEG 2014.

Zgodnie z tym sprzedaż bezpośrednia to „sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii [...] osobom trzecim, chyba że energia elektryczna jest wykorzystywana w pobliżu systemu i nie jest przesyłana przez sieć”. W ten sposób sprzedaż bezpośrednia różni się od sprzedaży lokalnej bez korzystania z sieci powszechnych dostaw, tak zwanej dostawy bezpośredniej. Ta nie jest sprzedażą bezpośrednią w rozumieniu EEG. Ponadto definicja wyjaśnia, że warunkiem marketingu bezpośredniego jest sprzedaż. Bezpłatna dostawa energii elektrycznej osobie trzeciej nie uprawnia zatem do premii rynkowej.

Istotną nowość zawiera § 35 str. 1 nr 2 EEG 2014. Zgodnie z nim prawo do otrzymania premii rynkowej istnieje w przypadku wszystkich systemów energii odnawialnej wtedy, gdy dany system jest zdalnie sterowany w rozumieniu § 36 EEG 2014. Zgodnie z § 35 str. 2 EEG obowiązek utworzenia zdalnego sterowania istnieje tylko w przypadku nowych systemów, dopiero na początku drugiego miesiąca kalendarzowego od uruchomienia systemu. Tłem tego przepisu jest to, że po uruchomieniu operatorzy systemu generacji powinni mieć zagwarantowany co najmniej pewien czas na techniczne zrealizowanie funkcji zdalnego sterowania.

W odniesieniu do definicji zdalnego sterowania, § 36 EEG 2014 opiera się na Rozporządzeniu w sprawie zarządzania premiami (MaPrV) stosowanym do systemów wiatrowych i fotowoltaicznych sprzed 01.08.2014 r. i nadal spełnia wymogi dotyczące zdalnego sterowania systemem. Zgodnie z nim system jest zdalnie sterowany, jeśli spełnione są dwa następujące warunki:



- System musi posiadać urządzenia techniczne, które umożliwią w każdej chwili uzyskanie odpowiedniego faktycznego zasilania i możliwa będzie zdalna redukcja mocy zasilania, § 36 ust. 1 nr 1 EEG 2014.
- Firmie zajmującej się marketingiem bezpośrednim lub innej osobie, której sprzedawana jest energia elektryczna, należy przyznać prawo do wprowadzenia faktycznej ilości energii z danego systemu generacji do sieci, a w szczególności prawo do ograniczenia zdolności wytwórczych danego systemu jeżeli jest to konieczne do wprowadzenia energii elektrycznej zgodnie z zapotrzebowaniem, § 36 ust. 1 nr 2 EEG 2014.

b) Obliczanie wysokości premii rynkowej w przypadku nowych systemów

„Odpowiednia wartość/ wartość stała” (AW) ma decydujące znaczenie dla obliczeń. Należy przez to rozumieć kwotę uwzględnianą w odniesieniu do poszczególnych źródeł energii zgodnie z §§ 40 EEG 2014. Premia wypłacona zgodnie z EEG 2012 jeszcze jako „Bonus marketingu bezpośredniego” mogła zostać „wyliczona” w związku ze zmianą systemu na marketing bezpośredni jako reguła odpowiedniej wartości, które należy stosować zgodnie z § 40 i nast. EEG 2014.

Zgodnie z § 37 ust. 3 EEG 2014 prawodawca przyjął „premię z tytułu zarządzania” w wysokości 0,2 ct/kWh w przypadku systemów sterowanych oraz 0,4 ct/kWh w przypadku systemów bez możliwości sterowania. O tę sumę redukcji ulega wartość stała w przypadku systemów, które stosują taryfę gwarantowaną. Specyficzna dla systemu wartość stała (AW) odpowiada zatem „stawce wynagrodzenia” specyficznej dla systemu w wersjach EEG, pomniejszonej o już ustaloną premię z tytułu zarządzania. Wzór obliczania wysokości premii rynkowej (MP) wypłacanej w danym przypadku podano w załączniku 1 do EEG 2014:

$$MP = AW - MW$$

W związku z tym premię rynkową oblicza się po prostu odejmując miesięczną wartość rynkową (MW) od wartości stałej danego systemu. Miesięczna wartość rynkowa jest ustalana ex post co miesiąc w zależności od zastosowanego źródła energii. W

przypadku energii elektrycznej pochodzącej z systemów ze sterowaniem decydująca jest faktyczna średnia miesięczna kontraktów godzinowych dla strefy cenowej Niemcy/Austria na rynku kasowym EPEX Spot SE, rozdział 2.1 załącznika 1 do Ustawy o odnawialnych źródłach energii 2014. W przypadku energii elektrycznej pochodzącej z energii wiatrowej i energii promieniowania słonecznego zgodnie z punktem 2.2 załącznika 1 o EEG 2014 wykorzystuje miesięczną średnią wartość rynkową energii elektrycznej z turbin wiatrowych lub systemów fotowoltaicznych na rynku spot EPEX Spot SE.

1.4. Korzystanie z sieci

1.4.1. Grupa bilansująca

Korzystanie z sieci przez konsumentów końcowych i dostawców odbiorców końcowych wymaga utworzenia grup bilansujących. Zgodnie z § 4 Rozporządzeniem w sprawie dostępu do sieci energetycznej (StromNZV) w strefie muszą zostać utworzone grupy bilansujące przez jednego lub więcej użytkowników sieci. Grupa bilansująca obejmuje wszystkie punkty doprowadzania energii do sieci i jej poboru przez użytkowników sieci tworzących grupy bilansujące lub odpowiednich dostawców w ramach sieci przesyłowej. Dla każdej grupy bilansującej użytkownicy sieci tworzący grupy bilansujące muszą ustanowić menedżera grupy bilansującej (BKV) dla odpowiedniego OSP. Manager grupy bilansującej musi dostarczać harmonogramy koordynatorowi bilansowania z wyprzedzeniem co 1/4 godziny i odpowiada za równowagę między zasilaniem a poborem w swojej grupie bilansującej. Odpowiednim operatorem systemu przesyłowego jest koordynator bilansujący. Manager grupy bilansującej będący łącznikiem między użytkownikami sieci a operatorami systemów przesyłowych przejmuje odpowiedzialność ekonomiczną za odchylenia między zasilaniem i poborem w grupie bilansującej.

1.4.2. Harmonogram i standardowe profile obciążeń

Na zliberalizowanym rynku energetycznym wykorzystanie elektrowni i eksploatacja sieci oparte są na harmonogramach opracowywanych przez koordynatorów grup

bilansujących na każdy kwadrans następnego dnia. Zestawienie harmonogramów jest opracowywane na podstawie danych historycznych dla typowych dni, prognoz pogody i innych zdarzeń, które mogą mieć wpływ na krzywą obciążenia. Generalnie istnieją dwie kategorie klientów. W przypadku klientów, u których realizowany jest pomiar mocy, zainstalowane są liczniki monitorujące z rejestracją pomiaru profilu obciążenia.

Ten rodzaj pomiaru jest jednak zbyt drogi dla klientów pobierających energię z sieci nN i z niskim rocznym zużyciem. Klientom u których nie jest realizowana rejestracja pomiaru profilu obciążenia, o rocznym poborze poniżej 100 000 kWh Ustawa o gospodarce energetycznej (EnWG) zaleca stosowanie standardowych profili obciążeń. Ze względu na podobne struktury zużycia i dużą liczbę klientów o statystycznie wyrównanym zachowaniu konsumenckim ich zużycie może być dokładnie reprezentowane przez znormalizowane standardowe profile obciążenia dla różnych grup klientów. Są oni nazywani klientami profili obciążenia. Ustanowiono dwie podstawowe metody:

- Syntetyczna metoda profilu obciążenia
- Analityczna metoda profilu obciążenia

W metodzie syntetycznej standardowe profile obciążeń opierają się na typowych charakterystykach konsumpcyjnych konsumentów, jak np. firmy, gospodarstwa domowe, rolnictwo, klienci powiązani, jednostki z przerywanym poborem energii i odbiorcy ciepła. Znormalizowane profile są dostępne dla dni typowych, takich jak dni robocze, soboty, niedziele i święta w okresie zimowym, letnim i przejściowym. Są one znormalizowane dla rocznego zużycia wynoszącego 1 000 kWh. Standardowe profile obciążeń są skalowane i sumowane z odpowiednim prognozowanym rocznym zużyciem. Daje to każdemu dostawcy fikcyjny, kumulatywny profil obciążenia jego klienta. Operator sieci określa na podstawie standardowych profili obciążeń roczne zużycie dla danej grupy konsumentów oraz całkowity profil obciążeń dla wszystkich klientów profilu obciążenia. Wynik jest udostępniany dostawcom i operatorom systemów przesyłowych.

W metodzie analitycznej są odejmowane od całkowitej krzywej obciążenia najpierw straty sieci, a następnie profil obciążenia klientów u których nie jest realizowana rejestracja pomiaru profilu obciążenia tak, że łączny profil dla klientów profilu obciążenia jest tworzony jako krzywa resztkowa. Jest to następnie przyporządkowywane do klientów profilu obciążenia zgodnie z przewidywanymi udziałami w profilu obciążenia.

Zużycie energii przez klientów korzystających z profilu obciążenia jest zwykle mierzone na koniec roku. W obu metodach roczna prognoza zużycia jest sporządzana przez operatora sieci w porozumieniu z poszczególnymi dostawcami. Po udostępnieniu wyniku pomiaru należy dokonać wyrównania i rozliczenia odchyleń od prognozowanego rocznego zużycia. Wyrównanie nadwyżek i niedoborów zależy od odpowiedniej metody.

W metodzie analitycznej dostarczana energia jest już zbilansowana dla operatora sieci dystrybucyjnej poprzez krzywą obciążenia resztkowego. Odchylenia są dzielone między dostawców. Po stronie operatora sieci nie powstają koszty zakupu energii i nie ponosi on żadnego ryzyka związanego z prognozą.

W metodzie syntetycznej wyrównanie nadwyżek i niedoborów jest dokonywane przez operatorów sieci dystrybucyjnych w ciągu roku. Prognozowane niedokładności generują zatem koszty zakupu energii po stronie operatora sieci dystrybucyjnej. Rozliczenie odbywa się między dostawcami a operatorami sieci dystrybucyjnych na podstawie ustalanych co miesiąc średnich cen rynkowych. Operatorzy sieci dystrybucyjnych są zobowiązani do publikowania tych cen.

1.4.3. Energia bilansująca i rezerwowa

Harmonogramy to prognozy popytu, które zasadniczo odbiegają od rzeczywistego obciążenia sieci. Brak równowagi między zasilaniem a poborem w sieci może wystąpić z powodu:

- awarii jednostek wytwarzających
- awarii lub wystąpienia większych obciążeń

- odchyień między obciążeniem prognozowanym a faktycznym.

Ustawowym zadaniem operatorów sieci przesyłowych (OSP) jest zapewnienie w każdym czasie równowagi między wytwarzaniem a poborem w ich strefie za pomocą odpowiednich środków. W ramach tego procesu moderacji porównawczej wszyscy OSP w ENTSO-E współpracują w ramach jednolitego mechanizmu regulacyjnego, zwanego „Regulacja częstotliwości i mocy”. Wynika to z faktu, że w przypadku nagłej zmiany obciążenia częstotliwość sieci zaczyna odchyłać się od wartości nominalnej ($50 \pm 0,05$ Hz).

Regulacja jest rozłożona tak, aby w przypadku wystąpienia braku równowagi regulacja pierwotna i wtórna oraz rezerwa minutowa były stosowane na trzech poziomach.

OSP są zobowiązani do utrzymywania przez cały czas rezerwy pierwotnej, wtórnej i rezerwy minutowej oraz w tym celu kontraktowania rezerwy operacyjnej w odpowiednich elektrowniach. Podstawową kontrolę zapewnia tzw. rezerwa wirująca (rezerwa spinowa/spinning reserve). Są to elektrownie na całym obszarze ENTSO-E, które utrzymują niewielką część, między 3 a 5%, wolnej mocy podczas normalnej pracy. Gdy tylko wystąpi zaburzenie równowagi, to rezerwa pierwotna jest przesyłana natychmiast i w sposób w pełni automatyczny w całej sieci ENTSO-E aż do pełnego obciążenia. Rezerwa pierwotna musi w przypadku wystąpienia zakłócenia zostać aktywowana w ciągu 15–30 sekund i być utrzymana przez co najmniej 15 minut. Wartość całej rezerwy pierwotnej, którą należy utrzymywać, jest obecnie ustalona przez ENTSO-E na 3000 MW. Pierwotna rezerwa operacyjna utrzymywana w poszczególnych strefach jest ustalana corocznie na podstawie jej produkcji energii elektrycznej netto za pomocą tak zwanego współczynnika udziału. Współczynnik ten odpowiada w przybliżeniu ilości energii elektrycznej netto wprowadzonej do sieci w Niemczech i w całej zintegrowanej sieci ENTSO-E, w każdym przypadku w TWh/rok. Aby rezerwa pierwotna była szybko w pełni ponownie dostępna po interwencji, jest ona automatycznie zmieniana przez rezerwę wtórną w ciągu 30 sekund (secondary control). W ciągu 15 minut od wystąpienia zakłócenia częstotliwość i moc przesyłu muszą osiągnąć wartość zadaną.

Rezerwa wtórna (secondary control reserve) jest dostarczana przez elektrownie należące do danej strefy, które działają przy częściowym obciążeniu. Służy do utrzymania pożądanej wymiany energii ze strefy sterowania z resztą sieci, przy jednoczesnym integralnym wsparciu częstotliwości. Musi być dostępna przez co najmniej 1 godzinę po wywołaniu.

Rezerwa trójna lub rezerwa minutowa (minutes reserve) powinna zastąpić rezerwę wtórną najpóźniej 15 minut po wystąpieniu zmiany mocy. Jest aktywowana manualnie i udostępniana przez elektrownie magazynujące, pompowe i turbiny gazowe. Również turbiny wiatrowe kwalifikują się do rezerwy minutowej w ramach elektrowni wirtualnych (patrz rozdział 3). Może to być również zapewnione przez szybko uruchamiające się rezerwy termiczne w elektrowniach termicznych. Rezerwy wtórne i minutowe muszą być co najmniej tak duże, jak największe jednostki wytwórcze w strefie sterowania. Za wykorzystanie rezerw pierwotnych, wtórnych i trójnych (minutowych) odpowiada operator sieci przesyłowej.

Po upływie godziny od wystąpienia zakłócenia manager grupy bilansującej inicjuje wykorzystanie rezerwy godzinowej. Jeśli zakontraktowane przez niego elektrownie ulegną awarii lub w jego grupie bilansującej wystąpią wyższe niż planowane obciążenia, to energia jest dostarczana z elektrowni cieplnych, które są dostępne jako rezerwa zimna lub rezerwa stała. W zależności od zakłócenia równowagi między wytwarzaniem a odbiorem, częstotliwość sieci może się zmniejszać lub zwiększać w stosunku do wartości zadanej. W pierwszym przypadku wymagana jest pozytywna rezerwa operacyjna, aby zrekompensować deficyt mocy. Można to również zrobić przez zredukowanie dużych odbiorców. W drugim przypadku mówi się o negatywnej rezerwie operacyjnej, tj. moc elektrowni dostarczających rezerwę operacyjną musi zostać zredukowana. Może się tak zdarzyć, gdy elektrownie wiatrowe wrowadzają do sieci więcej energii niż planowano. W przypadku rezerwy pierwotnej istnieje tylko moc dodatnia, w przypadku rezerwy wtórnej i minutowej obie. Suma dodatniej i ujemnej mocy nazywana jest pasmem rezerwy.

Energia kontrolna (control energy) i energia bilansująca (imbalance energy) różnią się w następujący sposób: Energia kontrolna służy wyłącznie utrzymaniu częstotliwości; jest usługą systemową i stanowi część kosztów opłat za korzystanie z sieci najwyższych napięć. Energia bilansująca natomiast służy do wyrównania odchyłań między harmonogramem a faktycznym poborem energii przez klientów z grupy bilansującej i jest rozliczana z danymi grupami bilansującymi.

Niemieccy operatorzy sieci przesyłowych uzyskują zapotrzebowanie na rezerwę pierwotną i wtórną oraz rezerwę minutową na wolnym rynku mocy sterowania. Odpowiednie regulacje są zawarte w Rozporządzeniu o dostępie do sieci elektrycznej § 6 StromNZV „Zasady nabywania energii bilansującej” oraz w wymogach Federalnego Urzędu Antymonopolowego (Bundeskartellamt).

Dostawa pierwotnej rezerwy operacyjnej następuje w cyklu tygodniowym; rezerwy wtórnej i minutowej w drodze przetargu dziennego. W celu realizacji codziennych przetargów niemieccy operatorzy sieci przesyłowych utworzyli platformy informatyczne. Zaopatrzenie odbywa się w drodze przetargu na niemieckim rynku energii bilansującej z udziałem wielu dostawców, zarówno od operatorów elektrowni, jak i od odbiorców energii elektrycznej (zmniejszenie obciążenia) – szczególnie w przypadku rezerwy minutowej. Mali dostawcy mogą również brać udział w przetargach poprzez utworzenie grup (agregację). Takie połączenia są również znane jako „wirtualne elektrownie”. Rezerwa pierwotna jest rozliczana tylko z ceną za moc, ponieważ nie można ustalić pracy. Moc rezerwy wtórnej i rezerwy minutowej rozliczana jest na podstawie uzgodnionego utrzymania dodatniej i ujemnej rezerwy operacyjnej w porównaniu z planowanym nakładem. Wykonana praca stanowi różnicę między wkładem faktycznym (P_{ist}) a planowanym (P_{soll}), pomnożoną przez okres wykorzystywania. Jeżeli ta różnica jest większa niż zero, to chodzi o pracę pozytywną, jeżeli jest poniżej zera, to mówi się o pracy negatywnej.

Źródła:

- I. P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft* (pol. *Podręcznik gospodarki energetycznej*), 4 edycja, 2017, VDI, Springer Vieweg.

- II. European Energy Exchange, www.eex.de.
- III. Dyrektywa w sprawie rynku energii elektrycznej UE / EU Strommarkttrichtlinie, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>.
- IV. Ekardt Valentin, *Das neue Energierecht* (pol. *Nowe prawo energetyczne*), Nomos 2015.

2. Analiza przepisów prawa i systemów wsparcia rozwoju zdecentralizowanej energii w Niemczech

2.1. Wprowadzenie i przegląd historyczny rozwoju promocji energii odnawialnych

Ochrona niewielkich zasobów paliw kopalnych i ochrona środowiska stanowią istotny cel europejskiej i niemieckiej polityki energetycznej i powinny być realizowane między innymi poprzez wymuszony rozwój wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Wraz z wprowadzeniem Ustawy o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (Stromeinspeisegesetz) w roku 1990 Republika Federalna Niemiec rozpoczęła promowanie energii odnawialnych bez pomocy państwa. Ustawę o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej zastąpiono Ustawą o priorytetach dla energii odnawialnych (Ustawą o odnawialnych źródłach energii, EEG-2000) z 29.03.2000 r. Ustawa o odnawialnych źródłach energii EEG 2000 reguluje zakup i płatność za energię elektryczną uzyskiwaną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii przez firmy dostarczające energię, które obsługują sieci ogólnego zasilania. Podstawową konstrukcją jest tutaj zapewnienie finansowania energii odnawialnych przez 20-letnie wynagrodzenie oraz gwarantowany dostęp do sieci i priorytet dostawy.

Poprzednią regulację prawa do zakupu i wynagrodzenia wprowadzonego Ustawą o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) stanowią §§ 26 ust. 2, 103 ust. 5 zd. 2 nr 3 Ustawy o

przeciwdziałaniu ograniczeniom konkurencji (GWB) w starej wersji 41. Zgodnie z § 26 ust. 2 (GWB) w poprzedniej wersji dominujące przedsiębiorstwa, związki przedsiębiorstw i firmy nie mogły bezpośrednio lub pośrednio w sposób niesprawiedliwy utrudniać innej firmie w transakcji biznesowej, która jest zwykle dostępna dla podobnych firm, ani traktować jej bezpośrednio lub pośrednio inaczej niż podobne firmy bez obiektywnie uzasadnionego powodu. Zgodnie z § 103 ust. 5 zdaniem 2 nr 3 (GWB) w starej wersji były możliwe środki podejmowane przez organy antymonopolowe, m.in. gdy przedsiębiorstwo dostarczające energię w nieuzasadniony sposób utrudnia innemu przedsiębiorstwu dostarczającemu energię lub innej firmie wykorzystanie energii wytwarzanej we własnych zakładach. Sprawy sporne w tamtym czasie, które były również podejmowane przez Federalny Urząd Kartelowy (Bundeskartellamt) i regulowane od 1979 r. w tak zwanej „Umowie stowarzyszeniowej 1” nie dotyczyły jednak w mniejszym stopniu systemów energii odnawialnej, lecz raczej wymagań operatorów zdecentralizowanych oraz elektrowni konwencjonalnych eksploatowanych w przemyśle z wykorzystaniem technologii skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej w celu dostarczania nadwyżek energii elektrycznej do sieci zasilającej.

Kiedy Ustawa o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG 1990) weszła w życie z dniem 01.01.1991 r., w Niemczech istniało około 4 000 elektrowni wytwarzających energię elektryczną z OZE, których produkcja stanowiła około 0,25% produkcji energii elektrycznej w Niemczech. Ustawodawca ocenił wpływ samej Ustawy o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) jako ograniczony. Prawdopodobnie jest to powód, dla którego ustawodawca pozwolił, aby system ten zerwał z porządkiem gospodarki rynkowej, który sam uznał za „absolutny wyjątek”. Ustawodawca wyraźnie wykluczył możliwość zastosowania modelu dostaw w obszarze energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła. Ustawa o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) byłaby uzasadniona (i najwyraźniej słuszna)

tylko ze względu na znaczenie polityki energetycznej i polityki ochrony środowiska oraz możliwość oddzielenia i przejrzystość uwzględnianych faktów.

Ustawa o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) z roku 1990 zawierała już istotne cechy obowiązujących do dziś przepisów o dostawie energii – Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), a mianowicie ustawowe prawo do zakupu i wynagrodzenia - które jest również kontynuowane w kolejnych poprawkach do Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG). Jednak początkowo tylko systemy niezależnych operatorów były objęte zakresem stosowania przepisów o dostawie energii. Wynagrodzenie początkowo nie było stałe, ale było powiązane z rozwojem cen detalicznych. Brakowało przede wszystkim obowiązującego w całych Niemczech ogólnokrajowego równoważenia obciążenia. Ustawa o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) z roku 1990 zawierała jedynie klauzulę „trudności”, która zwalniała przedsiębiorstwa energetyczne w przypadku nieuzasadnionych trudności z obowiązku zakupu (§ 4 Ustawy o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej).

W trakcie nowelizacji prawa energetycznego z 1998 r. zmieniono również treść Ustawy o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG). Te zmiany Ustawy o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) wynikały z różnych sporów prawnych dotyczących dopuszczalności na mocy prawa konstytucyjnego i wspólnotowego do zakupu i wynagrodzenia, które należy dziś uznać za rozstrzygnięte. Ustawa o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) z 1998 r. zawierała znaczne braki w zakresie jej praktycznego wdrożenia. Dotyczyło to w szczególności tak zwanego pięcioprocentowego limitu zgodnie z § 4 ust. 1 zd. 2 Ustawy o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) z 1998 r. dla nowych zakładów, co nie było wystarczające dla

niektórych obszarów zapotrzebowania. Ponadto powiązanie wynagrodzenia z ceną odbiorcy końcowego okazało się znacznym ryzykiem inwestycyjnym i częściowo również przeszkodą dla inwestycji, ponieważ ceny początkowo spadały w trakcie liberalizacji rynku dostaw energii elektrycznej.

Ustawa o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (StrEG) z 1998 r. przewidywała także szerokie wsparcie dla biomasy, która nie była już ograniczona do pozostałości biologicznych i odpadów z rolnictwa i leśnictwa. W związku z tym nie uwzględniono pięcioprocentowego limitu w ustawie, która weszła w życie 01.04.2000 r., a który dotyczył priorytetu energii odnawialnych (EEG 2000) i został w § 9 Ustawy o odnawialnych źródłach energii – EEG 2000 – zastąpiony absolutnym maksymalnym okresem dotacji wynoszącym 20 lat, z którego wykluczono tylko elektrownie wodne. W § 11 Ustawy o odnawialnych źródłach energii – EEG 2000 – po raz pierwszy wprowadzono ogólnokrajową kompensatę: zgodnie z § 3 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG 2000) operator sieci położonej najbliżej elektrowni, tzn. zasadniczo ten, który obsługuje lokalną sieć dostaw, początkowo był zobowiązany do odbioru i zapłaty. Zgodnie z § 3 ust. 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2000 operator nadrzędnej sieci przesyłowej był zobowiązany do przyjęcia i zapłaty za ilości zużytej energii.

Operator systemu dystrybucji przekazywał więc całkowicie dostarczoną energię elektryczną operatorowi systemu przesyłowego. Operatorzy systemów przesyłowych musieli następnie dokonać kompensaty różnych ilości pobranej energii. Przedsiębiorstwa będące dostawcami energii elektrycznej, które dostarczają energię elektryczną do odbiorców końcowych, tzn. dostawcy energii elektrycznej, były zobowiązane do odbioru energii od operatora sieci przesyłowej odpowiedzialnego za ich strefę bilansową i do zapłaty za dostawę zgodnie ze średnią taryfą. Ta zasada kompensaty ilości była również stosowana do czasu wejścia w życie Rozporządzenia w sprawie systemu rekompensaty (AusglMechV) w dniu 01.01.2010 r. w ramach Ustaw o odnawialnych źródłach energii – EEG 2004 i EEG 2009. W odpowiedzi na malejący rozwój cen energii elektrycznej na rynku zliberalizowanym nowelizacją prawa

energetycznego z 1998 r. oraz w celu zmniejszenia ryzyka rynkowego dla producentów energii elektrycznej OZE i zagwarantowania im bezpieczeństwa inwestycji, Ustawa o odnawialnych źródłach energii EEG 2000 po raz pierwszy przewidziała stałe minimalne wynagrodzenia za poszczególne źródła energii.

Od czasu wprowadzenia Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG-2000 ustawa była kilkakrotnie zmieniana. W taki sposób następowały zmiany treści Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG):

- EEG-2004

Ustawa o odnawialnych źródłach energii z 21.07.2004 r. 41 weszła w życie 01.08.2004 r. W trakcie tej zmiany ustawy EEG ustawa była przede wszystkim ukierunkowana na wymogi zawarte w Dyrektywie 2001/77/EEG48 w sprawie zobowiązania operatorów sieci do priorytetowego traktowania przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (art. 7 ust. 1 EE-RL 2001) i odnośnie systemu wzajemnie uznawanych świadectw pochodzenia (por. art. 5 EE-RL 2001, § 17 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2004, obecnie § 55 Ustawy EEG 2012). Z chwilą wprowadzenia tak zwanego zakazu podwójnego obrotu nie było już możliwe sprzedawanie energii elektrycznej dotowanej w ramach Ustawy EEG jako certyfikowanej zielonej energii elektrycznej. Ponadto należało wyeliminować wątpliwości dotyczące projektowania i zastosowania. Dzięki Ustawie o odnawialnych źródłach energii – EEG 2004 – powinno nastąpić zwiększenie udziału energii odnawialnych w dostawie energii do roku 2010 do co najmniej 12,5% i co najmniej 20% do roku 2020 (§ 1 ust. 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2004).

- EEG-2009

Kolejna zasadnicza poprawka do Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), podjęta przez niemiecki Bundestag w dniu 06.06.2008 r. weszła w życie 01.01.2009 r. Celem nowej wersji Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) było zwiększenie udziału energii odnawialnych w dostawie energii do roku 2020 do co najmniej 30% (§ 1 ust. 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii – EEG 2009), a następnie dalszego

zwiększania ich udziału. Podstawowa struktura Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2004 została zachowana w EEG 2009. Dokonano jednak daleko idących zmian i uzupełnień. Te powinny służyć m.in. realizacji uchwały rządu z Meseberg dotyczącej zintegrowanego programu energetycznego i klimatycznego z sierpnia 2007 r., w szczególności w odniesieniu do zwiększenia udziału energii odnawialnych w produkcji energii elektrycznej do roku 2020. Najważniejsze zmiany w Ustawie o odnawialnych źródłach energii – EEG 2009 w celu osiągnięcia tego celu to bardziej atrakcyjny projekt repoweringu elektrowni wiatrowych (§ 30 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2009), poprawa warunków dla morskiej energii wiatrowej (§ 31 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2009) oraz poprawa integracji z siecią elektrowni do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w tym regulacja dotycząca zarządzania dostawami (§§ 6 nr 1, 11, 12 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2009). W celu utrzymania kosztów z tytułu Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) na możliwie najniższym poziomie i zapewnienia jedynie minimalnego wynagrodzenia w zakresie, w jakim jest to konieczne jako zachęta do zwiększonej instalacji odnawialnej mocy wytwórczej, stawki wynagrodzeń podane w Ustawie o odnawialnych źródłach energii EEG 2009 zostaną zmienione.

- EEG-2012

Ustawę o odnawialnych źródłach energii EEG 2012 można streścić pod tytułem „Poprawka fotowoltaiczna”. Główne zmiany dotyczyły przede wszystkim energii słonecznej. Zasadniczo wsparcie finansowe powinno zostać zmniejszone. Dla fotowoltaiki dotowanej w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) został ustanowiony całkowity cel ekspansji wynoszący 52 GW. W przypadku przekroczenia tego pułapu fotowoltaiki, wsparcie dla nowych systemów fotowoltaicznych kończy się, priorytet dostawy energii nie był i nie jest zmieniany. Ponadto wprowadzono „ruchomy pułap” do rocznego programu rozbudowy od 2 500 do 3 500 MW. W zależności od rozwoju, miesięczne obniżenie stawek dotacji jest obliczane kwartalnie. Ponadto od nowa zaprojektowano strukturę finansowania systemów dachowych z czterema klasami wynagrodzeń (10 kW, 40 kW, 1000 kW i więcej). Systemy fowoltaiczne

naziemne (parki słoneczne) otrzymują jednolite wsparcie bez dodatkowych świadczeń. Ponadto silna ekspansja fotowoltaiki doprowadziła w sieciach regionalnych do problemów związanych z ich przeciążaniem. W związku z tym wprowadzono model integracji rynku, zgodnie z którym instalacje solarne o mocy od 10 do 1 000 kW otrzymują taryfę gwarantowaną jedynie za 90% wyprodukowanej energii elektrycznej, a pozostałe 10% nie jest objęte tą taryfą i może zostać sprzedane w obrocie energią po cenach rynkowych. Miało to stanowić pierwszą zachętę do wytwarzania energii elektrycznej w sposób odpowiadający potrzebom rynku.

W celu odciążenia sieci nałożono również wymagania techniczne związane z oddawaniem energii do sieci. Z jednej strony zajęto się problematyką 50,2 Hz, w której wraz ze wzrostem częstotliwości sieci, falowniki instalacji fotowoltaicznych odłączały je jednocześnie od sieci. Z powodu już dużej zainstalowanej mocy doprowadziłoby to do nagłego spadku częstotliwości z powodu braku mocy czynnej. W celu złagodzenia tego efektu, falowniki musiały zostać przekonwertowane zgodnie z Rozporządzeniem o stabilności systemu w celu wdrożenia określonego trybu wyłączenia. Koszty konwersji zostały w połowie sfinansowane z opłat sieciowych i dopłaty w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG).

Coraz ważniejsze stało się angażowanie również mniejszych, zdecentralizowanych systemów w proces zarządzania siecią. W tym celu ustawodawca przewidział, że elektrownie o mocy do 100 kW mogą być regulowane po stronie wytwarzania i mogą być włączone do zarządzania zasilaniem (feed-in management) zgodnie z § 11 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2012. Alternatywnie do zarządzania zasilaniem (feed-in management), w przypadku instalacji o mocy do 30 kW, moc czynna zasilania może być ograniczona do 70% po stronie falownika.

Spadające koszty wytwarzania, szczególnie w przypadku instalacji fotowoltaicznych, sprawiły, że wykorzystanie energii z PV dla pokrycia potrzeb własnych/samowystarczalność stała się bardziej atrakcyjna. Wsparcie finansowe możliwe jeszcze w Ustawie o odnawialnych źródłach energii EEG 2009, a dotyczące wykorzystywania energii fotowoltaicznej we własnym zakresie, zostało zniesione.

Nadal istniała jednak silna zachęta do samowystarczalności. W celu wsparcia zdecentralizowanych modeli dostaw wprowadzono tzw. przywilej dystrybutora energii elektrycznej pochodzącej z fotowoltaiki (§39 ust. 3 Prawa energetycznego EG 2012). Przewidywał on, że energia fotowoltaiczna, która jest wykorzystywana w bezpośrednim sąsiedztwie i nie przepływa przez publiczną sieć dostawczą, zyskuje obniżoną dopłatę w ramach EEG o 2 ct/kWh.

Oprócz zagadnień związanych z integracją rynku wraz z dalszą ekspansją energii odnawialnych zwiększa się również znaczenie wymagań dotyczących integracji z systemem. Ważną rolę odgrywają tutaj magazyny energii. Aby pozytywnie wspierać dalszy rozwój, wprowadzono rozporządzenie, zgodnie z którym za energię elektryczną, która jest tymczasowo magazynowana (tj. jest dostarczana z powrotem do sieci) nie trzeba uiszczać dopłaty (EEG-Umlage) dla wsparcia rozwoju OZE w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG). Zasadniczo wszyscy konsumenci energii elektrycznej muszą płacić dopłatę EEG na rozwój OZE, która jest wliczona w cenę energii elektrycznej. Tło tego przepisu jest takie, że z punktu widzenia prawa energetycznego magazyn w przypadku pobierania energii elektrycznej z sieci jest traktowany jako odbiorca końcowy, a w przypadku oddawania energii do sieci jako generator.

2.2. Aktualne wsparcie energii odnawialnych

2.2.1. Ustawa o odnawialnych źródłach energii EEG-2014

2.2.1.1. „Korytarz docelowy” dla rozwoju energii odnawialnych

Główną innowacją Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014 jest zorientowany na nowo instalowane moce wytwórcze „korytarz docelowy”, który określa dalszą ekspansję poszczególnych rodzajów źródeł energii. Tak zwany „ruchomy pułap”, który reguluje zwiększenie wskaźników regresji w przypadku przekroczenia korytarza docelowego i zmniejszenie wskaźników regresji w przypadku poziomu poniżej ustalonej wartości korytarza ekspansji, powinien gwarantować planowane utrzymanie ekspansji lądowej energii wiatrowej i fotowoltaiki. Dla morskich turbin wiatrowych

określono korytarz ekspansji bez potrzeby korekty współczynników regresji w oparciu o osiągnięcie założonego celu. W przypadku biomasy wskaźniki regresji zwiększają się tylko po przekroczeniu pułapu. Jednak nie ma miejsca zmniejszenie regresji w przypadku nieosiągnięcia określonego celu.

2.2.1.2. Restrukturyzacja finansowania

Zmiany w Ustawie o odnawialnych źródłach energii EEG 2014 skutkują nowym systemem dotacji.

a) Przypadek standardowy: marketing bezpośredni

§ 37 ust. 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014 przewiduje stopniowe wprowadzenie obowiązku dla operatorów elektrowni do bezpośredniego wprowadzania do obrotu swojej energii elektrycznej. Prawo do stałej taryfy gwarantowanej, będące dotychczas normą, istnieje teraz tylko w wyjątkowych przypadkach znormalizowanych w § 37 i § 38 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014.

Od 01.08.2014 r. obowiązek ten dotyczy wszystkich elektrowni o zainstalowanej mocy większej niż 500 kW. Od 01.01.2016 r. próg obowiązkowego marketingu bezpośredniego spadł do 100 kW. Obowiązek bezpośredniego wprowadzania do obrotu ma zawsze zastosowanie wyłącznie do zakładów, których zainstalowana moc przekracza próg mocy i które zostały oddane do eksploatacji po odpowiedniej dacie granicznej.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii EEG 2014 przewiduje dwie formy marketingu bezpośredniego: dotowany marketing bezpośredni w modelu premii rynkowej (patrz rozdział 1.3.3) i innego rodzaju (niedotowany) marketing bezpośredni. Zachowano możliwość częściowego wykorzystania różnych opcji finansowania, np. wyprodukowana energia elektryczna jest dzielona po połowie na marketing zgodnie z modelem premii rynkowej i innego rodzaju (niedotowany) marketing bezpośredni zgodnie z § 20 ust. 1 nr 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014.

W przeciwieństwie do dotowanego marketingu bezpośredniego, w przypadku innego rodzaju marketingu bezpośredniego chodzi o każdą formę obrotu energią elektryczną, w odniesieniu do której nie domaga się prawa do finansowania w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), ale która jednocześnie spełnia wymogi definicji marketingu bezpośredniego w § 5 nr 9 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014. W związku z tym musi więc chodzić o sprzedaż energii elektrycznej osobie trzeciej i energia elektryczna musi zostać dostarczona do publicznej sieci zasilającej.

Wzmianka o innym rodzaju marketingu bezpośredniego jako formie sprzedaży w § 20 ust. 1 nr 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014 zasadniczo służy wyjaśnieniu, że operatorzy elektrowni mogą również wybrać formę marketingu, która nie jest dotowana w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014, bez utraty z tego tytułu innych przywilejów jako systemu OZE, takich jak np. prawo do priorytetowego fizycznego odbioru, przesyłania i dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej zgodnie z § 11 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014. W praktyce staje się to szczególnie istotne, jeśli po upływie okresu dotacji ograniczonego do 20 lat system będzie nadal działał, a energia elektryczna będzie dostarczana i wprowadzana do obrotu.

b) Wyjątek: „Małe” systemy

Jeśli zainstalowana moc nowego systemu jest niższa niż wyżej wymieniony próg, to operator elektrowni może nadal wybierać między taryfą gwarantowaną a marketingiem bezpośrednim. W perspektywie długoterminowej pozostaje możliwość ubiegania się o taryfę gwarantowaną zgodnie z przepisami EEG 2014, tylko dla nowych systemów o zainstalowanej mocy poniżej 100 kW.

c) Wyjątek: instalacje dotychczas działające

Z obowiązku marketingu bezpośredniego zwolnione są systemy uruchomione przed 01.08.2014 r. Operatorzy takich istniejących instalacji mogą niezależnie od wielkości instalacji również w przyszłości decydować, czy będą wyprodukowaną energię elektryczną sprzedawać bezpośrednio czy stosować taryfę gwarantowaną. Wyjątki

opisano w tak zwanych przepisach przejściowych §§ 100 i kolejne Ustawy o odnawialnych źródłach energii EEG 2014, których nie trzeba tutaj wyjaśniać bardziej szczegółowo.

Jeśli jednak operator istniejącego systemu dobrowolnie wybierze opcję sprzedaży bezpośredniej wyprodukowanej przez siebie energii elektrycznej, to ze względu na podstawowy priorytet zastosowania Ustawy EEG 2014 musi spełnić zmienione wymagania dotyczące ubiegania się o premię rynkową. W tym względzie przepisy EEG 2014 zastępują §§ 33a i kolejne Ustawy EEG 2012, które regulowały marketing bezpośredni do 31.07.2014 r.

d) Wyjątek: wynagrodzenie w przypadku strat

Aby utrzymać niskie ryzyko związane z marketingiem bezpośrednim, a tym samym utrzymać strukturę graczy na rynku sprzedawców bezpośrednich, ustawodawca stworzył instrument „taryfy gwarantowanej w wyjątkowych przypadkach”. Nowe instalacje, które podlegają pod obowiązkowy marketing bezpośredni, mogą skorzystać zgodnie z prawem z kompensaty wynagradzania pomniejszonej o 20% zgodnie z § 38 Ustawy EEG 2014.

Pomimo terminu „Wyrównania straty” lub „Marketingu straty” korzystanie z tej taryfy gwarantowanej nie wiąże się ze spełnieniem szczególnych wymagań. Wprawdzie z uzasadnienia ustawy § 38 EEG 2014 wynika, że wyrównanie straty nie powinno stwarzać opcji wyboru dla operatora systemu generacji, ale korzystanie z „sytuacji nadzwyczajnych”, takich jak w szczególności upadłość przedsiębiorstwa marketingu bezpośredniego powinno pozostać ograniczone.

W związku z tym operatorzy sieci nie muszą w przypadku wyrównania straty sprawdzać, czy spełnione są dodatkowe wymagania, ani wymagać dostarczenia dowodów.

2.2.1.3. System i koncepcja jego uruchomienia

W Ustawie EEG 2014, zarówno w kontekście koncepcji rozruchu, jak i określenia na początku i w czasie dotacji, decydujące znaczenie ma tylko system/elektrownia, a nie generator. W odpowiedzi na wywody w tym temacie Sądu Federalnego w wyroku w sprawie definicji systemu OZE z dnia 23.10.2013 r., sygnatura akt VIII ZR 262/12, celem powinno być zapewnienie, aby każdy system miał jednolity czas uruchomienia, który oznacza początek dwudziestoletniego okresu wynagradzania dla wszystkich generatorów zaliczanych do systemu. Powinno to również dotyczyć późniejszych rozszerzeń w postaci dodanych generatorów.

Federalny Trybunał Sprawiedliwości (BGH) orzekł w wyroku z dnia 23.10.2013 r. w sprawie długoletniego sporu dotyczącego terminu OZE, który dotyczył głównie biogazowni, ale także elektrowni wodnych. W tym przypadku chodziło o biogazownię. W swoim wyroku Federalny Trybunał Sprawiedliwości (BGH) przychylił się do tak zwanej szerokiej koncepcji elektrowni i zdecydował, że kilka generatorów (elektrociepłowni blokowych) zainstalowanych w bliskiej odległości od siebie, które są podłączone do tej samej instalacji do produkcji biogazu (fermentora), generalnie tworzą jednolitą biogazownię. Nieoczekiwanie dla ustawodawcy Federalny Trybunał Sprawiedliwości stwierdził w swoim orzeczeniu, że początek dwudziestoletniego okresu wynagrodzeń i mający zastosowanie poziom degresji zależy jednak od daty uruchomienia każdej indywidualnej jednostki wytwórczej/generatora. Ustawodawca wykorzystał poprawkę do Ustawy EEG 2014 jako okazję do położenia kresu tej interpretacji prawnej.

Nie wiadomo, którą drogę wybierze Sąd Najwyższy. Pojęcie uruchomienia zostało zmienione w taki sposób, aby decydujące znaczenie miało tylko pierwsze uruchomienie z wykorzystaniem energii odnawialnych. Zmiana dotyczy elektrociepłowni na biogaz i biometan, w przypadku których było możliwe dotychczas uruchomienie w oparciu o paliwa kopalne. W przyszłości będzie to niemożliwe.

2.2.1.4. Samowystarczalność

Samowystarczalność w zakresie energii elektrycznej została obszernie uregulowana w Ustawie EEG 2014. Wraz z nowym § 61 EEG 2014 i definicją „samowystarczalności” w § 5 nr 12 Ustawy EEG 2014, po raz pierwszy wprowadzono przepisy, które wyraźnie dotyczą samowystarczalności. W szczególności w Ustawie EEG 2014 przewidziano obciążenie zużycia wewnętrznego (własnego) opłatą OZE. Ponadto pozostaje fakt, że samozaopatrzenie jest zasadniczo zwolnione z opłat związanych z siecią, a także z podatku od energii elektrycznej.

a) Prawne zrozumienie samozaopatrzenia w rozumieniu Ustawy OZE (EEG)

W § 5 nr 12 Ustawy OZE – EEG 2014 – samozaopatrzenie definiuje się teraz jako „zużycie energii elektrycznej, które osoba fizyczna lub prawna zużywa w bezpośrednim połączeniu przestrzennym z elektrownią, jeżeli energia elektryczna nie jest przesyłana przez sieć, a ta osoba sama prowadzi elektrownię”.

Dlatego nadal jest to konieczne, aby w przypadku operatorów systemów i odbiorców energii elektrycznej chodziło o tę samą osobę prawną lub fizyczną i aby posiadała ona tożsamość osobową. Zgodnie z prawną definicją § 5 nr 2 Ustawy EEG 2014 operatorem instalacji jest ten, który wykorzystuje elektrownię do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii lub z gazu kopalnianego, niezależnie od struktury własnościowej. Rozumie się przez to zazwyczaj osobę, która ponosi ryzyko przedsięwzięcia i operacyjne związane z elektrownią.

Ponadto samowystarczalność może być realizowana również w ramach tak zwanych modeli dzierżawy systemów. W takim przypadku wynikiem umowy dzierżawy i wszelkich innych umów zawartych między przyjmującym w dzierżawę a właścicielem obiektu musi być fakt, że konsument energii elektrycznej staje się operatorem systemu w rozumieniu § 5 nr 2 Ustawy EEG 2014, tj. przejmuje ryzyko operatora dotyczące systemu generacji.

b) Przestrzenne rozgraniczenie samowystarczalności – bezpośrednia bliskość geograficzna

W przeciwieństwie do dotychczas obowiązującej sytuacji prawnej samozaopatrzenie w energię za pośrednictwem sieci publicznej nie jest już dozwolone w kontekście przestrzennym ani zwolnione z opłaty. Wprowadza się raczej dodatkowy warunek dla dostaw częściowo odpłatnych, a mianowicie, że produkcja i konsumpcja musi odbywać się „w bezpośredniej bliskości geograficznej”. Kryterium „bezpośredniej bliskości geograficznej” jest obecnie całkowicie nieokreślone i będzie interpretowane bardziej szczegółowo (także sądowo) poprzez realizację konkretnych, indywidualnych przypadków. W tym miejscu należy wziąć pod uwagę, że ustawodawca dodał słowo „bezpośredni” do terminu „związek przestrzenny”, który był wcześniej używany w § 37 ust. 3 zd. 2 Ustawy EEG 2012 i jest stosowany w prawie dotyczącym podatku od energii elektrycznej. Oznacza to, że po zastosowaniu prawa nie będzie już możliwe w przyszłości odwołanie się do orzecznictwa Federalnego Trybunału Finansowego z dnia 20.04.2004 r. w sprawie „związku przestrzennego”.

Ustawodawca stosował raczej restrykcyjne sformułowania i interpretację, ponieważ samowystarczalność pociąga za sobą znaczne oszczędności kosztów, kosztem innych konsumentów końcowych. Pojawiły się obawy, że zachęta ekonomiczna byłaby zbyt duża ze względu na kontynuację poprzedniego rozporządzenia i że kwestionowane byłoby finansowanie całego systemu. Jednocześnie Komisja Europejska wyraziła obawy dotyczące pomocy państwa, które mogłyby utrudnić zatwierdzenie zmienionej Ustawy OZE.

c) Zwolnienia z opłat i warunki dotyczące wyjątków

Samozaopatrzenie w energię elektryczną z systemu energii odnawialnej w rozumieniu § 5 nr 1 Ustawy EEG 2014 lub wysoce wydajnego systemu kogeneracji w rozumieniu § 53a ust. 1 zd. 3 Ustawy o podatku energetycznym jest zgodnie z § 61 ust. 1 Ustawy EEG 2014 obciążone tylko proporcjonalną opłatą OZE. Kogeneracja musi osiągnąć miesięczny lub roczny wskaźnik wykorzystania wynoszący co najmniej 70%. W takich przypadkach należało wpłacić 30% opłaty OZE, od roku 2016 35% , a od 2017 r. 40%. Wszystkie przedsiębiorstwa samo zaopatrujące się we własną energię, które nie spełniają tych wymagań i które nie podlegają jednemu ze zwolnień zgodnie z § 61 ust.

2 Ustawy EEG 2014 lub które korzystają z istniejącej ochrony zgodnie z § 61 ust. 3 lub 4 Ustawy EEG 2014, w przyszłości będą płacić pełne stawki opłaty OZE za energię elektryczną, którą same wykorzystują.

Istnieje jednak szereg wyjątków od obowiązku wnoszenia opłat OZE. Zgodnie z § 61 ust. 2 nr 1 Ustawy EEG 2014 nadal nie pobiera się opłaty OZE z tytułu własnego zużycia przez elektrownię. Zużycie własnej energii przez elektrownię istnieje, o ile energia elektryczna jest wykorzystywana w systemach pomocniczych elektrowni do wytwarzania energii elektrycznej w sensie technicznym.

Ponadto zgodnie z § 61 ust. 2 nr 2 Ustawy EEG 2014 nie trzeba uiszczać opłaty OZE z tytułu samozaopatrzenia z elektrowni całkowicie samowystarczalnych, które nie są ani bezpośrednio, ani pośrednio podłączone do sieci. Również samowystarczalne przedsiębiorstwa, które zakończyły już swoją „transformację energetyczną”, są zwolnione z opłaty OZE.

Zgodnie z § 61 ust. 2 nr 3 Ustawy EEG 2014 powinno tak być w przypadku, gdy przedsiębiorstwo samo zaopatrujące się w energię pobiera energię elektryczną w pełni samo z odnawialnych źródeł energii, a z tytułu wytwarzanej przez siebie energii elektrycznej nie korzysta z żadnego wsparcia finansowego w ramach Ustawy OZE (EEG) oprócz własnych dostaw. Obejmuje to jednak tylko koncepcje samo zasilania, w których faktycznie całe źródło energii pochodzi z własnych systemów OZE. W przypadku, gdy energia elektryczna jest pobierana przez osobę trzecią z sieci publicznej, również wtedy, gdy chodzi o energię elektryczną OZE, to wymogi dotyczące zwolnienia z opłaty nie są spełnione.

W końcu podmioty samowystarczalne czerpiące energię z małych elektrowni nie powinny ponosić opłat OZE. Zgodnie z § 61 ust. 2 nr 4 Ustawy EEG 2014 za takich uznaje się operatorów systemów o zainstalowanej maksymalnej mocy 10 kW. Nie są one jednak w pełni zwolnione z opłaty OZE, lecz maksymalnie do wysokości własnego zużycia wynoszącego 10 MWh na rok kalendarzowy (zazwyczaj spełnia ten warunek system fotowoltaiczny montowany na dachu). Z tytułu zużycia energii przekraczającego ten limit należy uiścić opłatę OZE, ale tylko po obniżonej stawce,

pod warunkiem, że chodzi o samozaopatrzenie z systemów energii odnawialnej lub wysoce wydajnych systemów kogeneracyjnych, co zwykle ma miejsce.

W § 61 ust. 3 i 4 Ustawy EEG 2014 są zawarte przepisy dotyczące ochrony istniejących zasobów podmiotów samowystarczalnych. Tutaj rozróżnia się modele samowystarczalności wdrożone przed 01.09.2011 r. oraz inne modele samowystarczalności wdrożone przed 01.08.2014 r., przy czym istniejąca ochrona jest przyznawana w równym stopniu konwencjonalnym i odnawialnym modelom samozaopatrzenia. Potwierdzenie podjęcia samozaopatrzenia nie podlega żadnym specjalnym obowiązkom dowiedzenia. Wszystkie możliwości Kodeksu postępowania cywilnego są odpowiednie do udowodnienia samowystarczalności, w szczególności oświadczenia pod przysięgą, zeznania świadków, zdjęcia urządzeń pomiarowych w połączeniu z zeznaniami świadków oraz przedłożenie protokołu o ustaleniu samozaopatrzenia.

2.2.1.5. Poszczególne źródła energii w Ustawie EEG 2014

a) Energia wiatrowa na lądzie

Zmiana stawek dotacji

W przypadku nowych instalacji zlikwidowano zarówno opcję bonusu dotyczącego Repoweringu, jak i premii za usługę systemową. Oprócz likwidacji premii obniżone zostały odpowiednie stawki dotacji, a premia za zarządzanie została ujęta w wartości (taryfie) stałej.

W celu promowania energii wiatrowej ustawodawca przewidział już we wcześniejszych wersjach Ustawy EEG 2014 dwupoziomowe wynagrodzenie.

Zgodnie z nim należy rozróżnić między wynagrodzeniem podstawowym a podwyższonym wynagrodzeniem początkowym. W każdym razie jest ono wypłacane operatorowi systemu przez pierwsze pięć lat po uruchomieniu systemu. Podstawowa wartość w Ustawie OZE – EEG 2014 wynosi 4,95 ct/kWh. Początkowa zwiększona wartość, obowiązująca przez pięć lat w referencyjnym modelu uzysku wynosi teraz

8,90 ct/kWh. W przypadku taryfy gwarantowanej od tych wartości należy odjąć premię za zarządzanie w wysokości 0,4 ct/kWh (§ 37 ust. 3 Ustawy OZE).

Obliczanie kwoty wynagrodzenia związanego z systemem i lokalizacją

W zależności od dochodów systemu prawo do podwyższonego wynagrodzenia początkowego może przekraczać okres pięciu lat. Decydujące znaczenie dla obliczeń ma to, na ile dochód z systemu nie osiąga poziomu referencyjnego (obliczanie dochodu specyficzne dla typu systemu w oparciu o standardowe warunki, patrz <https://wind-fgw.de/themen/referenzertraege/>). Im niższy dochód z turbiny wiatrowej, tym dłużej przyznawane jest wyższe wynagrodzenie początkowe. Ta metoda obliczeń ma na celu zagwarantowanie dotacji do energii wiatrowej mimo różnej intensywności wiatru w poszczególnych lokalizacjach. W szczególności należy stworzyć zachętę do eksploatacji systemów w głębi lądu.

Ten model referencyjny został przejęty w Ustawie EEG 2014 w oparciu o poprzednie wersje. Zmienił się tylko poziom poszczególnych wskaźników. W przyszłości okres początkowego wynagrodzenia będzie przedłużany o 0,36% każdego miesiąca, o który dochód z systemu znajdzie się poniżej poziomu 130% dochodu referencyjnego i dodatkowo o 0,48% każdego miesiąca, o który dochód z systemu znajdzie się poniżej poziomu 100% dochodu referencyjnego. Na tej podstawie można obliczyć, że w przyszłości zróżnicowanie dotacji będzie miało miejsce w segmencie zysków w wysokości od 130 do 60% dochodów referencyjnych. Metoda obliczania jest dwuetapowa, pod warunkiem, że dochód z systemu spadnie poniżej progu 100%: W pierwszym etapie przedłużenie ma miejsce zgodnie z poziomami dochodów. Jeśli system osiąga dochód wynoszący 90% dochodu referencyjnego, to należy wykonać następujące dwa obliczenia:

$$(130 - 90) / 0,36 = 111,11 \text{ (w zaokrągleniu 111 miesięcy)}$$

$$(100 - 90) / 0,48 = 20,83 \text{ (w zaokrągleniu 21 miesięcy)}$$

W drugim etapie wcześniej obliczone miesiące są dodawane do pięcioletniego okresu w celu ustalenia całkowitego czasu trwania podwyższonego wynagrodzenia początkowego:

$$111 + 21 + 60 = 192 \text{ miesiące}$$

Przy dochodzie wynoszącym 90% dochodu referencyjnego istnieje zatem prawo do podwyższonego wynagrodzenia początkowego przez 16 lat. Z metody obliczania wynika górna i dolna granica, zgodnie z którymi dochód może mieć wpływ na czas obowiązywania początkowego wynagrodzenia. Jeżeli dochód przekracza 130%, to prawo do podwyższonego wynagrodzenia początkowego istnieje tylko przez okres 5 lat. Z drugiej strony przez pełny okres dotacji wynoszący 20 lat przysługuje prawo do wyższego wynagrodzenia początkowego, jeżeli dochód nie przekracza 80% dochodu referencyjnego. Ponieważ skończył się okres dotacji, to ten dochód osiąga dolną granicę dla stale rosnącej kwoty dofinansowania.

„Ruchomy pułap“

W ramach dotacji należy zagwarantować ‘docelowy korytarz’ dla energii wiatrowej o mocy od 2 400 do 2 600 MW/rok netto. Kwartalna degresja podstawowa wyniesie w przyszłości 0,4%. Stopniowo wzrasta do 1,2% w przypadku przekroczenia rozszerzonego korytarza o 800 MW i stopniowo maleje do zera w przypadku nieosiągnięcia poziomu o więcej niż 400 MW. Podwyższenie stawek dotacji planowane jest w przypadku przekroczenia rozszerzonego korytarza o ponad 600 MW (wzrost o 0,2%) i ponad 800 MW (wzrost o 0,4%). Okresem odniesienia jest zawsze okres 12-miesięcy, który poprzedza datę korekty o pięć miesięcy.

b) Energia wiatrowa morska

Oдноśnie wytwarzania energii elektrycznej w morskich turbinach wiatrowych, obowiązujące przepisy dotyczące nowych elektrowni są zasadniczo kontynuowane. Operatorzy morskich turbin wiatrowych mogą w ramach Ustawy EEG 2014 wybierać między dwoma modelami dotacji – modelem podstawowym i modelem kompresji. Podstawowa wartość, w tym wyceniona premia za zarządzanie, wynosi obecnie 3,9

ct/kWh. W modelu podstawowym wartość początkowa przyznana na dwanaście lat wynosi obecnie 15,4 ct/kWh. W modelu kompresji wartość początkowa wynosi 19,4 ct/kWh, ale jest przyznawana tylko na osiem lat. Model kompresji powinien zgodnie z EEG 2014 zostać przedłużony o dwa lata, a opcja zastosowania podwyższonej wartości początkowej powinna mieć zastosowanie do systemów uruchomionych do 01.01.2020 r. Degresja energii elektrycznej z morskich turbin wiatrowych, która zacznie obowiązywać od 2018 r., ulegnie zmniejszeniu do 0,5 ct/kWh rocznie w modelu podstawowym i do 1 ct/kWh w modelu kompresji.

c) Fotowoltaika

Dotacja energii elektrycznej z systemów fotowoltaicznych będzie w dużej mierze strukturalnie kontynuowana. Dodatkowe koszty marketingu bezpośredniego po wygaśnięciu premii za zarządzanie, a także dodatkowa dopłata w wysokości 0,3 ct/kWh, powinna zrekompensować zaplanowane przyszłe koszty związane z opłatą OZE (EEG-Umlage) dotyczące konsumpcji własnej. Wprowadzony w ramach EEG 2012 model integracji rynku nie będzie już miał zastosowania.

Model integracji rynkowej przewidywał, że wynagrodzenie będzie wypłacane jedynie za 90% wytworzonej energii elektrycznej. „Przywilej zielonej energii słonecznej” został również zniesiony zgodnie z § 39 ust. 3 Ustawy EEG 2012. Zgodnie z tym opłata OZE została zmniejszona – mówiąc wprost – o 2,0 ct/kWh w przypadku przedsiębiorstw dostarczających energię, które w sposób zdecentralizowany dostarczały końcowym odbiorcom energię elektryczną solarną bez przesyłania jej przez sieć publiczną. Dla tego przepisu nie przewidziano przepisu przejściowego, dlatego też rozporządzenie to podlega usunięciu bez zastąpienia z chwilą wejścia w życie Ustawy EEG 2014. Z konstytucyjnego punktu widzenia wydaje się to problematyczne, jeżeli poczyniono inwestycje w zaufaniu do dalszego istnienia preferencyjnego traktowania takich zdecentralizowanych koncepcji dostaw. W takich przypadkach długoterminowe umowy na dostawy będą często zawierane z konsumentami końcowymi, tak że krótkoterminowe przejście na „klasyczne wynagrodzenie OZE” może w wielu przypadkach być nierealne, ale może również nie być ekonomiczne. W § 95 nr 6

Ustawa EEG 2014 ustawodawca przewidział rozporządzenie regulujące system bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii odbiorcom końcowym, w którym tę energię elektryczną można określić jako „elektryczność z odnawialnych źródeł energii”. Czy i kiedy takie rozporządzenie wejdzie w życie i jaka będzie jego konkretna forma, pozostaje kwestią otwartą.

W przepisy dotyczących regresji kontynuowana jest koncepcja tak zwanego „ruchomego pułapu”, w tym mechanizmu „catch-all” w przypadku załamania rynku w celu dotowania fotowoltaiki. Ruchomy pułap ma na celu zapewnienie utrzymania korytarza docelowego dla energii elektrycznej z fotowoltaiki (2,4 do 2,6 GW/rok). Miesięczna podstawowa regresja wynosi 0,5%. Jest on dostosowywany co kwartał do faktycznego rozwoju i stopniowo wzrasta do 2,8%, jeśli docelowy korytarz zostanie przekroczony o więcej niż 4 900 MW, lub stopniowo maleje do zera, jeśli docelowy korytarz nie przekroczony poziomu o ponad 900 MW. W przypadku, gdy docelowy korytarz nie przekroczy poziomu o ponad 1 400 MW, to planowane jest jednorazowe zwiększenie stawek dotacji o 1,5%. Całkowity limit 52 GW zainstalowanej mocy fotowoltaicznej pozostaje.

W przypadku energii elektrycznej z systemów fotowoltaicznych naziemnych Ustawa EEG 2014 stworzyła podstawę do przetargu pilotażowego dotyczącego konkurencyjnego ustalenia kwoty finansowania dla systemów o zainstalowanej mocy większej niż 1 MW. Model przetargowy został początkowo wprowadzony dla 600 MW z systemów fotowoltaicznych, które zaliczają się do docelowego korytarza dla energii fotowoltaicznej. Model został pomyślnie zrealizowany i posłużył jako istotna podstawa zmiany systemu przy określaniu wysokości kwoty dotacji, która została wprowadzona zasadniczo z chwilą wejścia w życie EEG 2017 (patrz odniesienie do 3.2.2).

d) Biomasa

W dyskusji na temat dalszej promocji energii odnawialnych w Niemczech kwestia kosztów odegrała wyjątkową rolę. Energia wiatrowa i słoneczna wykazały postęp w kosztach wytwarzania energii elektrycznej, natomiast wykorzystanie biomasy do wytwarzania energii już nie. Promowanie biogazu w regionach według Ustawy OZE

(EEG) miało również negatywny wpływ na struktury w rolnictwie poprzez priorytetową produkcję roślin energetycznych w połączeniu z dużą liczbą zwierząt (w tym zawartością azotu w glebie). W przypadku energii elektrycznej pochodzącej z biomasy Ustawa OZE – EEG 2014 – zawiera zatem daleko idące zmiany, które znacznie spowalniają rozwój instalacji opartych na biomasie, a nawet całkowicie ją zatrzymują. Niektóre zmiany dotyczą również istniejących systemów, które zostały uruchomione lub rozbudowane przed 01.08.2014 r. Ustawodawca wyraźnie stwierdził, że w Ustawie OZE - EEG 2014 nie dążono do finansowania porównywalnego z fotowoltaiką i energią wiatrową.

Przepisy dotyczące nowych systemów

Stawki dotacji dla nowych instalacji znacznie spadły w porównaniu do wersji Ustawy OZE (EEG). W przypadku nowych instalacji do wytwarzania energii elektrycznej z biomasy istnieją zasadniczo tylko stawki dotacji, odpowiadające „wynagrodzeniu podstawowemu” w wersjach wcześniejszych. Dodatkowe wynagrodzenia związane z surowcem, jak również premia za oczyszczanie gazu, nie mają już zastosowania. Zwiększone stawki dotacji są przewidziane tylko dla fermentacji bioodpadów i małych instalacji na gnojowicę o zainstalowanej mocy wynoszącej maksymalnie 75 kW, ponieważ mają one większe znaczenie, szczególnie z punktu widzenia polityki ochrony środowiska i klimatu.

W przypadku systemów o zainstalowanej mocy większej niż 100 kW istnieje prawo do dotacji tylko z tytułu udziału w wytwarzaniu energii elektrycznej, który mieści się w zakresie mocy znamionowej do 50% mocy zainstalowanej. W przypadku ilości energii elektrycznej przekraczających ten limit istnieje tylko prawo do miesięcznej wartości rynkowej energii elektrycznej na giełdzie. Istnieje wyjątek od zmniejszenia o połowę dopuszczalnej ilości energii elektrycznej podlegającej dotacjom tylko w przypadku systemów o zainstalowanej mocy do 100 kW.

Natomiast w przypadku systemów o zainstalowanej mocy większej niż 100 kW, nawet na pierwsze 100 kW nie przysługuje prawo do dotacji wynoszącej 100% mocy znamionowej. Na przykład w przypadku systemu z zainstalowaną mocą wynoszącą

120 kW płacone jest tylko za 60 kW. Jednak operatorzy nowych systemów o mocy większej niż 100 kW, o ile takie systemy powinny istnieć, będą mogli ubiegać się w przyszłości o tzw. dodatek z tytułu elastyczności w wysokości 40 EUR za kW rocznie za całkowitą zainstalowaną moc. Prawo do dodatku z tytułu elastyczności istnieje dodatkowo oprócz premii rynkowej lub taryfy gwarantowanej. Oczekuje się, że kwartalna degresja wzrośnie z 0,5 do 1,27% w ciągu 12 miesięcy kalendarzowych, jeżeli zostanie przekroczony pułap o wartości 100 MW. Mechanizmu „catch-all” w przypadku załamania rynku poprzez zmniejszenie degresji, na przykład poprzez dotacje energii fotowoltaicznej i wiatrowej, nie przewidziano dla biomasy. Ustawodawca nie dąży do dalszej minimalnej ekspansji instalacji na biomasę.

Przepisy dotyczące istniejących systemów

W przypadku istniejących instalacji Ustawa EEG 2014 wprowadziła zmiany, a w niektórych przypadkach nawet ograniczenia dotyczące wynagrodzenia OZE.

Ograniczenie prawa do wynagrodzenia za „maksymalną moc znamionową”

Od 01.08.2014 r. wsparcie finansowe dla energii elektrycznej z biogazu było udzielane tylko do maksymalnej mocy znamionowej uzyskanej jednorazowo w instalacji od momentu uruchomienia. Tylko miesięczna wartość rynkowa na giełdzie musi zostać wypłacona za ponadwymiarowy udział energii elektrycznej. Prawo do wynagrodzenia OZE lub premii rynkowej jest zatem ograniczone w istniejących biogazowniach do tak zwanej „maksymalnej mocy znamionowej” systemu. „Maksymalna moc znamionowa” jest ustalana na podstawie:

- najwyższej średniej rocznej wydajności, która została osiągnięta do roku 2013 w roku kalendarzowym lub
- 95% „zainstalowanej mocy” w dniu 31.07.2014 r.

Premia z tytułu elastyczności dla istniejących systemów

W celu zapewnienia elastycznej wydajności operatorzy istniejących systemów mogą ubiegać się o premię za elastyczność zgodnie z Ustawą OZE - EEG 2014, której forma odpowiada poprzedniej premii za elastyczność zgodnie z § 33i EEG 2012. Dotyczy to

również sytuacji, gdy premia za elastyczność zostanie zastosowana po raz pierwszy po wejściu w życie Ustawy EEG 2014. Prawo do premii za elastyczność jest jednak ograniczone do pierwszych 1 350 MW, które po 31.7.2014 r. zostaną dodane do istniejących systemów jako nowa moc zainstalowana. W porównaniu do instalacji z uruchomieniem od 01.08.2014 r. wynagrodzenie z tytułu elastyczności instalacji dla istniejących systemów jest wyższe.

Uruchomienie przez modernizację systemu przed 01.08.2004 r.

Zgodnie z Ustawą EEG 2004 elektrownie uważa się za nowo uruchomione, jeśli zostaną zastąpione nowymi inwestycjami o wartości co najmniej 50% wartości elektrowni sprzed 01.01.2009 r. Do tej pory rozporządzenie to nie miało zastosowania do obiektów, których termin uruchomienia upłynął przed wejściem w życie Ustawy EEG 2004 r. Jednak przepisy przejściowe stanowią obecnie, że dla wszystkich systemów, które zostały zgodnie z Ustawą EEG 2014 zmodernizowane przed 01.01.2009 r., ma zastosowanie definicja uruchomienia zgodna z Ustawą EEG 2004. Konsekwencją tego – przynajmniej zgodnie z brzmieniem – jest to, że wpływa to również na istniejące instalacje, które zostały „odnowione” przed wejściem w życie Ustawy EEG 2004. Zgodnie z brzmieniem czas oddania do eksploatacji tych instalacji zmienił się po wejściu w życie EEG 2014.

Przepisy przejściowe dotyczące instalacji biometanowych

Ze względu na zmienioną definicję terminu oddania do eksploatacji w EEG 2014, przy przejściu z elektrociepłowni blokowej na gaz ziemny na biometan, pierwszorazowe zastosowanie energii odnawialnych jest wystarczające do określenia momentu uruchomienia.

W celu ochrony zakładów przetwarzania gazu (biometan), które były już w fazie planowania przed wejściem w życie EEG 2014, zakłada się wejście w życie rozporządzenia przejściowego dotyczącego koncepcji uruchomienia wg EEG 2014. Zgodnie z tym przepisem przejściowym koncepcja uruchomienia wg EEG 2012 nadal ma zastosowanie do elektrociepłowni blokowych na gaz ziemny, które są

przekształcane do eksploatacji z użyciem biometanu, z zastrzeżeniem następujących warunków:

Biometan wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej musi pochodzić wyłącznie z zakładów przetwarzania gazu, które albo

- wprowadziły biometan do sieci gazu ziemnego po raz pierwszy przed 23.01.2014 r. i przed tą datą uzyskały pozwolenie lub
- przed 01.01.2015 r. (zgodnie z pierwotną wersją do 31.7.) po raz pierwszy wprowadziły biometan do sieci gazu ziemnego i przed 23.01.2014 r. uzyskały pozwolenie, przy czym elektrociepłownia blokowa wcześniej nie mogła już pracować w oparciu o biometan z innego zakładu przetwarzania gazu.

e) Inne energie odnawialne

W przypadku innych energii odnawialnych wprowadzono stosunkowo niewiele zmian w związku z EEG 2014. Nie ma istotnych zmian dotyczących gazu wysypiskowego, gazu z oczyszczalni ścieków i metanu w porównaniu do EEG 2012. Odpowiednie stawki dotacji zostały skorygowane jedynie o regresję i wzrosły o 0,2 ct/kWh ze względu na uwzględnione koszty marketingu bezpośredniego po ustaniu premii za zarządzanie. Struktura dotacji dla energii elektrycznej z elektrowni wodnej była w dużej mierze kontynuowana. Stawki dotacji zostały skorygowane o regresję i powiększone o koszty marketingu bezpośredniego. Wiele indywidualnych przepisów ustawy o dotacjach, opartych na przepisach prawa wodnego, zostało usuniętych, ponieważ ustawodawca uznaje przepisy ustawy o zasobach wodnych (WHG) za wystarczające w odniesieniu do wymagań ekologicznych dotyczących wody. W szczególności Ustawa EEG 2014 w celu promowania modernizacji istniejących instalacji odnosi się tylko do zatwierdzenia prawa wodnego, a zatem do oceny technicznej wszelkich konsekwencji ekologicznych dla środowiska wodnego w przypadku określonego środka modernizacji. Ponadto operator systemu musi wykazać, że działania doprowadziły do wzrostu wydajności, tzn. możliwości uzyskania większej ilości energii elektrycznej. Jeśli te warunki zostaną spełnione, to nadal można ubiegać się o

wsparcie w ramach EEG 2014 dla energii elektrycznej ze starych systemów (uruchomienie przed 1.1.2009) przez okres 20 lat, jeśli są one modernizowane od 1.8.2014 r. Odnowione stare elektrownie o dużej energii wodnej (moc zainstalowana powyżej 5 MW) mogą nadal ubiegać się o wsparcie tylko w odniesieniu do energii elektrycznej, która odpowiada wzrostowi mocy w wyniku działania modernizacyjnego.

Zasadniczo kontynuowana będzie również struktura dotacji dla energii elektrycznej ze źródeł geotermalnych. Bonus geotermalny zostaje zlikwidowany w EEG 2014 bez zastąpienia inną opcją, ponieważ odpowiednie projekty były jeszcze w fazie badań i wciąż trwają. Degresja wchodzi w życie dopiero w 2018 roku i nadal wynosi 5,0%.

2.2.2. Ustawa EEG-2017

Z pilotażowym przetargiem na systemy fotowoltaiczne naziemne nastąpiła fundamentalna zmiana w systemie promocji energii odnawialnych, która uwzględnia wymogi unijnego prawa dotyczącego pomocy państwa (wytyczne dotyczące pomocy na ochronę środowiska i energię). Po zmianie ustawowego mechanizmu dotacji w związku z procedurą przetargową z EEG 2017 obowiązuje zasada, zgodnie z którą wynagrodzenie za energię elektryczną z lądowych i morskich turbin wiatrowych, instalacji solarnych i elektrowni na biomasę ustala się w drodze przetargów obowiązkowych i wymaga skutecznej dopłaty (patrz § 22 Ustawy OZE).

Celem przetargu jest określenie poziomu wsparcia dla energii odnawialnych w sposób konkurencyjny, tak aby ich ekspansja była opłacalna i stanowiła gwarancję akceptacji dla ich ekspansji.

Federalna Agencja Sieci (BNetzA) odpowiada za przetarg. Aby wziąć udział, należy spełnić specyficzne wymagania technologiczne, np. w przypadku turbin wiatrowych posiadać pozwolenie zgodne z prawem ochrony emisji hałasu. Istnieje kilka dat przetargów w roku. Federalna Agencja Sieci (BNetzA) ogłasza przetarg dla każdej na predefiniowaną usługę. Uczestnicy oferują moc zainstalowaną dla jednego lub więcej systemów po określonej cenie w centach za kWh (wartość oferty).

W przypadku trzech technologii energii wiatrowej lądowej, energii wiatrowej morskiej i fotowoltaiki (PV) określono odrębny projekt przetargowy, który jest dostosowany do szczególnych cech technologii. Pomimo wszystkich różnic trzy projekty przetargowe mają kilka podobieństw:

- O ile przetargi są wymagane, to prawo do dotacji będzie w przyszłości zależeć od tego, czy system z powodzeniem weźmie udział w przetargu i otrzyma dopłatę.
- Federalna Agencja Sieci (BNetzA) odpowiada za przetarg. BnetzA ogłasza z góry określoną moc, płynną premię rynkową i maksymalną cenę dla każdej rundy przetargu za każdą technologię.
- Odbywa się kilka rund przetargów rocznie. W rundach przetargowych składane są jednorazowe, tajne oferty.
- „Moc” jest oferowana na tak zwanej „wartości stałej”. Wartość ta jest sumą wartości rynkowej energii elektrycznej osiągniętej na giełdzie i premii rynkowej. Najniższe oferty otrzymają dodatek, aż do momentu osiągnięcia deklarowanego wyniku. Wysokość dotacji zależy zasadniczo od własnej oferty („pay-as-bid”).
- „Wartość stała” ofert nie może być wyższa niż cena maksymalna ustalona przez Federalną Agencję Sieci (BnetzA).
- Przy uruchamianiu należy wykazać, że projekt został utworzony w miejscu określonym w momencie składania oferty oraz że spełnione zostały wymagania dotyczące przekazania mocy do sieci. Samozaopatrzenie jest wyraźnie niedozwolone. Wraz ze złożeniem ofert należy nadal wykazywać zabezpieczenia finansowe. Ma to na celu podkreślenie powagi oferty i faktycznej woli realizacji projektu po otrzymaniu zamówienia.
- Wyniki poszczególnych rund przetargów są publikowane na stronie internetowej Federalnej Agencji Sieci.
- Projekty muszą zostać zrealizowane w określonym terminie, zwykle w ciągu 24 miesięcy od udzielenia zamówienia. W celu osiągnięcia możliwie najwyższego

wskaźnika realizacji projektów, kara pieniężna jest należna w przypadku braku realizacji.

2.2.2.1. Przetarg na systemy fotowoltaiczne

Projekt przetargowy na fotowoltaikę jest ściśle oparty na projekcie przetargu pilotażowego, które były przeprowadzane dla naziemnych elektrowni PV od początku 2015 r.

Następujące systemy mogą uczestniczyć z zainstalowaną mocą od 750 kW:

- Systemy naziemne,
- Systemy fotowoltaiczne na budynkach,
- Systemy fotowoltaiczne na innych konstrukcjach, np. składowiskach odpadów.

Oferty na te systemy mogą otrzymać zamówienie tylko wtedy, gdy dotyczą obszarów,

- które zostały już zamknięte (zabezpieczone) w momencie podjęcia decyzji o sporządzeniu lub zmianie odpowiedniego planu rozwoju,
- były to obszary konwersji pod kątem gospodarczym, komunikacyjnym, mieszkaniowym lub wojskowym w chwili podjęcia decyzji o sporządzeniu lub zmianie odpowiedniego planu rozwoju,
- które w momencie podjęcia decyzji o sporządzeniu lub zmianie odpowiedniego planu rozwoju znajdowały się wzdłuż autostrad i linii kolejowych, pod warunkiem, że system naziemny miał zostać zbudowany w odległości do 110 metrów od zewnętrznej krawędzi utwardzonej jezdni,
- które znajdują się w obszarze opracowanego planu rozwoju zgodnie z § 30 Kodeksu budowlanego, który został sporządzony przed 1 września 2003 r. i nie został później zmieniony w celu budowy instalacji solarnej.
- które w planie rozwoju przyjętym przed 1 stycznia 2010 r. zostały wyznaczone jako tereny komercyjne lub przemysłowe w rozumieniu § 8 lub 9 Rozporządzenia w sprawie użytkowania budynków, nawet jeśli ustalenie po 1 stycznia 2010 r. zostało zmienione w celu budowy instalacji solarnej.

- dla którego przeprowadzono procedurę zgodnie z § 38 zdaniem 1 Kodeksu budowlanego, lub
- które były lub są własnością Federacji lub Federalnego Instytutu ds Nieruchomości (BlmA) i po 31 grudnia 2013 r. są zarządzane przez Federalny Instytut ds. Nieruchomości (BlmA) i opublikowane na ich stronie internetowej w celu rozwoju systemów solarnych.

Zapewnia to, że wykorzystanie gruntów ornych i obszarów ważnych dla ochrony przyrody pozostanie ograniczone pod względem ilości. Ponadto pozostaje maksymalny rozmiar 10 MW na system. Nie ma specjalnych przepisów dotyczących tak zwanych projektów energetycznych obywatelskich.

Dokumenty przetargowe

Aby wziąć udział, należy załączyć następujące dokumenty, jeżeli chodzi o instalację solarną naziemną: kopię decyzji o wdrożeniu, upublicznienie danych (informacje jawne do wglądu dla osób trzecich) lub przyjętego planu zagospodarowania przestrzennego, który został sporządzony lub zmieniony przynajmniej w celu instalacji systemów solarnych; przeznaczenie nie ma zastosowania, jeżeli plan rozwoju został przyjęty zgodnie z § 30 Kodeksu budowlanego (BauGB), a który został sporządzony przed 1 września 2003 r. Jeżeli systemy naziemne są zbudowane na obszarze, dla którego przeprowadzono procedurę zgodnie z § 38 zdaniem 1 Kodeksu budowlanego (BauGB) i jeśli nie dostarczono żadnych innych dokumentów planistycznych, to oferta stanowi decyzję o ustaleniu i zatwierdzeniu planu lub decyzję o zmianie planu, i należy ją załączyć przynajmniej w celu instalacji systemów solarnych.

Taka kopia nie jest wymagana w przypadku ofert dotyczących systemów, które mają być budowane na obiektach budowlanych.

Dla każdej oferty należy zapewnić początkowe zabezpieczenie. Początkowe zabezpieczenie wynosi 5 EUR za kilowat: jeśli oferta obejmuje na przykład system o mocy jednego megawata, to należy zapłacić zabezpieczenie w wysokości 5 000 € (5 € x 1000 kW). Pierwsze zabezpieczenie może zostać albo przekazane na powyższe



konto wraz z opłatą albo posiadać poręczenie instytucji kredytowej lub ubezpieczyciela kredytowego przy użyciu formularza poręczenia.

Oferty można wycofać do odpowiedniej daty licytacji. W tym celu należy skorzystać z formularza wycofania oferty. Wycofanie jest skuteczne tylko wtedy, gdy formularz został wypełniony dokładnie i wpłynął przed ofertą do siedziby Federalnej Agencji Sieci w Bonn. W przypadku wycofania oferty część uiszczonej opłaty zostanie zwrócona.

Procedura udzielenia dopłat

Po dacie licytacji Federalna Agencja ds. Sieci sprawdza, które oferty otrzymane w terminie spełniają powyższe warunki udziału w postępowaniu przetargowym. Oferty spełniające wymagania otrzymają dopłatę, jeśli całkowita moc zainstalowana określona w ofertach nie przekroczy całkowitego wolumenu przetargowego. Jeżeli suma mocy z ofert przekroczy wolumen przetargowy, to najkorzystniejsze oferty otrzymają dopłatę. Jeśli oferty mają taką samą wartość, to ofertom o niższej podanej mocy zostanie najpierw przyznana dopłata.

Oferty otrzymają dodatek do każdej wartości stałej podanej w każdej z ofert (procedura ceny oferty = „pay as bid”).

Wyniki poprzednich postępowań w sprawie dodatków zostaną opublikowane w Internecie. O tym zostaną również poinformowani oferenci, których oferty otrzymały dodatki.

Wybrani oferenci muszą w ciągu dziesięciu dni roboczych od opublikowania informacji o dodatku dostarczyć drugie zabezpieczenie. Drugie zabezpieczenie stanowi depozyt za wdrożenie systemu i wynosi zwykle 45 EUR za przyznany kilowat. Jeżeli system określony w ofercie jest ustalonym planem rozwoju w rozumieniu § 30 Kodeksu budowlanego lub w przypadku, gdy systemy naziemne mają zostać zbudowane na obszarze, dla którego przeprowadzono procedurę zgodnie z § 38 zdaniem 1, to dołącza się decyzję o ustaleniu, zatwierdzeniu lub zmianie planu, która została przynajmniej przyjęta w celu zainstalowania systemów solarnych, wówczas drugie zabezpieczenie zostanie zmniejszone do 20 EUR za przyznany kilowat.



Drugie zabezpieczenie musi zostać przekazane albo na rachunek Federalnej Agencji Sieci, z podaniem odpowiedniego numeru płatniczego lub może zostać złożone poręczenie instytucji kredytowej lub ubezpieczyciela kredytowego za pomocą formularza poręczenia. Drugie dostarczone zabezpieczenie można wymienić za pomocą formularza wymiany depozytu: poręczenia można zastąpić wpłatą kwoty; wpłacone kwoty można zastąpić poręczeniem.

Jeśli dla przyznanych ofert nie zostanie udzielone drugie zabezpieczenie, to oferty te wygasają. W takim przypadku kara pieniężna równa jest wysokości początkowego zabezpieczenia i opłata zostanie zatrzymana.

W przypadku ofert, które nie otrzymają dopłaty, początkowe zabezpieczenie jest zwracane przez Federalną Agencję Sieci bez interwencji ze strony oferentów. Poza tym uiszczona opłata jest zmniejszana o jedną czwartą. Nadpłacona kwota zostanie również zwrócona bez interwencji ze strony oferenta.

Przyznane dopłaty wygasają po dwóch latach od podania informacji o udzieleniu dopłaty, jeżeli do tego czasu nie złożono wniosku o autoryzację płatności. W takim przypadku oferent musi zapłacić karę.

2.2.2.2. Przetargi na lądową energię wiatrową

Wprowadzane są przetargi na lądowe turbiny wiatrowe:

- Mogą brać udział systemy posiadające zezwolenie zgodne z Federalną ustawą o ochronie imisji (tzw. „późny przetarg”).
- Wartość oferty – „wartość stała” – turbin wiatrowych lądowych musi być określona w odniesieniu do lokalizacji referencyjnej (lokalizacja 100%).
- Lokalizacja referencyjna została zdefiniowana w Załączniku 2 zd. 4 Ustawy OZE – EEG 2017.

Obliczanie dochodu referencyjnego

Oznacza to, że licytant nie zaoferuje rzeczywistej wartości za swoją instalację, a raczej przeliczoną na model referencyjny. W ten sposób oferty są porównywalne. Na tej

podstawie operatorzy instalacji składają oferty w przetargu w oparciu o 100-procentową lokalizację. W tym celu faktycznie oczekiwany dochód referencyjny jest przeliczany za pomocą prawnie zdefiniowanego współczynnika korekty na dochód referencyjny 100-procentowej lokalizacji.

Poniższa tabela przedstawia wszystkie parametry lokalizacji referencyjnej. Ze względu na rozwój technologiczny turbin wiatrowych wiążący się ze wzrostem wysokości usytuowania piasty wirnika parametry te zostały dostosowane w Ustawie EEG 2017.

Tabela 4: Parametry do obliczania dochodu referencyjnego dla energii wiatrowej lądowej [załącznik 2, EEG]

Symbol	Definicja	EEG 2017	EEG 2000-2014
v_{ref} [m/s]	Prędkość referencyjna	6,45	5,5
h_{ref} [m]	Wysokość referencyjna	100	30
z_0 [m]	Długość szorstkości	-	0,1
α	Wykładnik Hellmanna	0,25	-

Prędkość w miejscu referencyjnym dla danej turbiny wiatrowej oblicza się w następujący sposób:

<p>EEG 2014</p> $v_{Na} = v_{ref} * \frac{\ln\left(\frac{h_{Na}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)}$		<p>EEG 2017</p> $v_{Na} = v_{ref} * \left(\frac{h_{Na}}{h_{ref}}\right)^\alpha$
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	---------------------------------------------------------------------------------

Parametr h_{Na} przedstawia przy tym rzeczywistą wysokość piasty danej turbiny wiatrowej.

Spółdzielnie energetyczne

Podczas opracowywania ram prawnych dla przetargów przeprowadzono szeroko zakrojone dyskusje na temat zachowania różnorodności podmiotów, które są postrzegane jako ważne osiągnięcie niemieckiej transformacji energetycznej. W szczególności przyczynia się to do akceptacji społecznej.

Spółdzielniami energetycznymi zajmującymi się lądową energią wiatrową w rozumieniu Ustawy OZE (EEG) są spółki, które składają się z co najmniej dziesięciu osób fizycznych jako członków z prawem głosu lub akcjonariuszy posiadających prawo głosu, w których co najmniej 51% praw głosu jest posiadane przez osoby fizyczne. Osoby te miały swoje główne miejsce zamieszkania przez co najmniej rok przed złożeniem ofert w mieście lub dzielnicy, w której turbiny wiatrowe mają zostać zbudowane zgodnie ze szczegółami dotyczącymi lokalizacji znajdującymi się w ofercie, i w których żaden wspólnik lub akcjonariusz nie posiada więcej niż 10 % praw głosu.

Jeżeli tylko kilka osób prawnych lub spółek osobowych połączy się tworząc spółkę, to każda z osób lub spółek musi spełnić te wymagania, aby przepisy dotyczące przedsiębiorstw energetycznych, w których udziały mają obywatele, mogły mieć zastosowanie do spółki utworzonej w wyniku połączenia.

Dokumenty przetargowe

Chodzi o proces związany z projektem, tzn. dopłaty są przypisywane do zgłoszonych zezwoleń. Istnieje odniesienie do oferenta, ponieważ oferent pozostaje dłużnikiem zabezpieczeń. Oferty mogą być składane w odniesieniu do zatwierdzonych turbin wiatrowych lądowych o zainstalowanej mocy większej niż 750 kilowatów. Górny limit nie jest ustanowiony.

Zezwolenia na podstawie federalnej ustawy o ochronie immisji muszą zostać wydane na trzy tygodnie przed datą licytacji, a zgłoszenie musi trafić do rejestru danych podstawowych rynku w Federalnej Agencji Sieci. Dla zatwierdzonych instalacji nie można jeszcze w postępowaniu przetargowym udzielić dopłaty.



Zgodnie z § 36g Ustawy OZE (EEG) do przedsiębiorstw energetycznych, w których udziały mają obywatele, zastosowanie mają odrębne przepisy dotyczące materialnych warunków uczestnictwa. Zasadnicze znaczenie ma możliwość uczestnictwa bez zezwolenia dotyczącego ochrony przed immisjami (ważność tylko w 2017 r.) oraz niższe zabezpieczenie początkowe (połowa zabezpieczenia w momencie składania oferty i płatność w drugiej połowie w momencie udzielenia dopłaty). Celem było zmniejszenie przeszkód (szczególnie wysokich kosztów wstępnych) w przetargach na obywatelskie projekty energetyczne.

Oferta złożona przez przedsiębiorstwo energetyczne, w którym udziały mają obywatele, może obejmować maksymalnie sześć lądowych turbin wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 18 MW. Przedsiębiorstwa energetyczne, w których udziały mają obywatele, mogą składać oferty tylko wtedy, gdy zostaną zatwierdzone zgodnie z federalną ustawą o ochronie przed immisjami i zgłoszone do głównego rejestru danych rynkowych.

Kiedy obywatelskie przedsiębiorstwo energetyczne składa ofertę na istniejące zezwolenie, musi zadeklarować, że zaoferowało gminie znajdującej się na tym terenie lub przedsiębiorstwu, w którym gmina posiada 100% udziałów, udział finansowy w wysokości 10% obywatelskiej spółdzielni energetycznej. Nie ma potrzeby oferowania prawa głosu. Oferta nie musi być zaakceptowana przez gminę lub spółkę będącą własnością społeczności.

Energia elektryczna wytwarzana w lądowych turbinach wiatrowych zasadniczo nie może być wykorzystywana do samozaopatrzenia przez cały 20-letni okres dotacji. Należy to również wziąć pod uwagę w przypadku późniejszego przeniesienia przez nowego właściciela systemu.

Oferta przedsiębiorstwa energetycznego, w którym udziały mają obywatele, jest skuteczna tylko wtedy, gdy przed aukcją nie zawarto żadnych umów, które przewidują przeniesienie udziałów spółki, które zmieniłyby strukturę przedsiębiorstwa w taki sposób, że spółka nie byłaby już przedsiębiorstwem energetycznym, w którym udziały mają obywatele, ani gdy spółka, jeden z członków głosujących lub członek głosujący

z innej spółki otrzymał dopłatę na lądowe turbiny wiatrowe w ciągu ostatnich dwunastu miesięcy i nie złożył żadnych dalszych ofert w dniu licytacji, których łączna wielkość oferty przekraczałyby 18 MW, a obywatelska spółdzielnia energetyczna jest właścicielem obszaru wskazanego na lokalizację lub działą za zgodą właściciela.

Wymagania te należy najpierw wykazać w formularzach z wykorzystaniem oświadczeń własnych. Po otrzymaniu dopłaty Federalna Agencja Sietciowa zastrzega sobie prawo do zażądania dowodów. Może to być np. lista członków, odpowiednie zaświadczenia rejestracyjne lub umowa spółki.

Procedura udzielenia dopłat

Federalna Agencja Sieci (BNetzA) przyznaje dopłaty na podstawie ofert w odniesieniu do lokalizacji referencyjnej. Dzięki temu oferty są porównywalne. Turbiny wiatrowe, którym przyznano dopłaty, otrzymują dotacje na podstawie ich rzeczywistego dochodu referencyjnego (a nie dochodu referencyjnego przeliczonego na 100%). W tym celu indywidualny dochód referencyjny jest ustalany przed uruchomieniem dla danej lokalizacji zgodnie z ekspertyzą na podstawie Dyrektyw technicznych dla turbin wiatrowych (Dyrektywy FGW) (patrz Tabela 4). Dodatek jest wypłacany w oparciu o cenę oferty (pay-as-bid).

W przypadku przedsiębiorstwa energetycznego, w którym udziały mają obywatele, stosuje się Uniform-Pricing. Oferty, które spadną poniżej tego poziomu, otrzymają najwyższą wciąż przyznawaną kwotę dopłaty. Ma to stanowić rekompensatę za ewentualne niekorzystne warunki konkurencyjne dla projektów energetycznych obywatelskich w związku z mniejszą znajomością rynku i brakiem oszacowania konkurencyjnych cen ofertowych.

Konkretna stawka wynagrodzenia za projekt energetyki wiatrowej obowiązuje przez cały okres 20 lat (model jednofazowy). Dochód referencyjny jest w przyszłości sprawdzany po pięciu, dziesięciu i 15 latach w celu lepszego dostosowania dotacji do rzeczywistego dochodu instalacji. Tło obliczenia kwoty wynagrodzenia: Wartość dodatku dla 100-procentowej wartości dochodu referencyjnego jest mnożona przez

współczynnik korekty. W tym celu w Ustawie OZE (EEG) określono wartości podstawowe w krokach dziesiętnych od 70 (współczynnik: 1,29) do 150% (współczynnik: 0,79). Między sąsiednimi wartościami podstawowymi przeprowadzana jest interpolacja liniowa. Współczynnik korekty nie jest dalej zwiększany poniżej wartości dochodu referencyjnego wynoszącej 70%. Współczynniki korekty zostały wybrane w taki sposób, że ekspansja na terenie całych Niemiec była wspierana i jednocześnie bardziej stymulowane były lokalizacje wietrzne.

Dotowane projekty muszą zostać wdrożone w ciągu 24 miesięcy. Ponieważ procedury zatwierdzania turbin wiatrowych są z powodu różnych kwestii, takich jak ochrona gatunków i przyrody, skomplikowane i podatne na działania prawne, ustawodawca przyznaje projektom możliwość wydłużenia okresu o 12 miesięcy, jeżeli toczy się proces przeciwko zatwierdzeniu.

Sterowanie przestrzenne rozwojem lądowej energii wiatrowej

Ekspansja lądowej energii wiatrowej ma duży wpływ na rozbudowę sieci. Szczególnie korzystne lokalizacje wiatrowe ze względu na wietrzność i dostępność przestrzeni znajdują się na północy i północnym wschodzie Niemiec. Ponieważ system przetargowy ogólnie preferuje lepsze lokalizacje wiatrowe ze względu na koszty, ustawodawca początkowo postanowił wyznaczyć tak zwany obszar rozbudowy sieci. Federalna Agencja Sieci została upoważniona do wydania odpowiedniego rozporządzenia w porozumieniu z Federalnym Ministerstwem Gospodarki i Energii. Treść opublikowano 20 lutego 2017 r.

W obszarze rozbudowy sieci (północne Niemcy) dopłaty w przetargach na lądową energię wiatrową są ograniczone. Każdego roku dozwolone jest tam 58% średniego wzrostu z lat 2013–2015. Federalna Agencja Sieci określiła wartość górnego limitu na 902 megawatów. Oferty dla systemów w obszarze rozbudowy sieci wchodzą w grę tylko do tego limitu. Roczny ogólnokrajowy wolumen przetargowy wynosi początkowo 2 800 megawatów, od roku 2020 będzie to 2 900 megawatów.

Prawie jedna trzecia tego całkowitego wolumenu stanowi obecnie obszar ekspansji sieci na obszarze stanowiącym nieco ponad jedną szóstą terytorium Niemiec.

Rozporządzenie jest oceniane co dwa lata. Istnieje możliwość zmiany układu powierzchni i dopuszczalnej dodatkowej ilości.

Wyznaczenie obszaru ekspansji sieci było tylko w stanie częściowo zmniejszyć podział w zakresie ekspansji lądowej energii wiatrowej między północą a południem kraju. Przeciwnie, wzrósł odsetek dodatkowej budowy (prawie 90%) na północ od linii Ren-Men, która jest uważana za wąskie gardło sieci krajowej. Rząd Federalny zgodził się już na wprowadzenie kwoty południowej (na południe od wymienionego wąskiego gardła sieci). Oczekuje się, że wiosną 2020 r. nastąpi stopniowe wprowadzanie do 20% wolumenu przetargowego w ramach nadchodzącej poprawki do Ustawy OZE (EEG). Oczekuje się, że instrument zostanie zaprojektowany w taki sposób, aby dopłata do projektów w niektórych okręgach była uprzywilejowana w procedurze dopłat do momentu osiągnięcia limitu rozszerzenia. Przywilej ten mógł zapewnić, że oferty o wyższych kosztach finansowania będą również przyznawane kosztem ewentualnych tańszych ofert poza południowym regionem kwotowym. W ten sposób w tym regionie miałyby miejsce własna klasyfikacja.

2.2.2.3. Przetarg na energię wiatrową morską

Dla wszystkich morskich turbin wiatrowych, które zostaną uruchomione od 2021 r. zostaną również wprowadzone przetargi. Jest to uregulowane w Ustawie w sprawie morskiej energii wiatrowej. Ustawa reguluje projekt przetargu tylko wtedy, gdy odbiega od formy określonej w Ustawie OZE (EEG). Poza tym zastosowanie mają ogólne przepisy OZE dotyczące przetargów (np. przetarg na zmienną premię rynkową, zabezpieczenia i procedury cenowe „pay-as-bid”).

Po fazie przejściowej (uruchomienie od 2021 do 2025 r.) przetarg nastąpi w tzw. „Modelu centralnym” (uruchomienie od 2026 r.). Zgodnie z obecnym planowaniem projekty morskich farm wiatrowych o mocy 7 700 MW zostaną włączone do sieci do 2020 r. Projekty te mają albo bezwarunkowe zobowiązania do przyłączenia do sieci



na podstawie starej sytuacji prawnej albo alokację zdolności przez Federalną Agencję Sieci.

Model centralny dotyczy oddawania do użytku morskich farm wiatrowych od 2026 r. W porozumieniu z Federalną Agencją Sieci Federalna Agencja Morska i Hydrograficzna (BSH) określa obszary, na których mają być budowane przyszłe farmy wiatrowe oraz jak i kiedy w planie zagospodarowania terenu te obszary będą połączone. Plan zagospodarowania przestrzennego jest zatem centralnym instrumentem planowania wykorzystania morskiej energii wiatrowej.

Dotychczasowy federalny sektorowy plan offshore (BFO) i części dotychczasowego planu rozwoju sieci offshore (O-NEP) są uwzględnione w planie rozwoju obszaru. Zapotrzebowanie na morskie linie przyłączeniowe określa się na podstawie planu zagospodarowania terenu w planie rozwoju sieci lądowej.

Oferenci konkurują w przetargu na budowę farmy wiatrowej na badanym wcześniej obszarze (plan zagospodarowania terenu).

Tylko ci, którzy otrzymają kontrakt, mogą budować turbiny wiatrowe na tym obszarze, mają prawo do premii rynkowej i mogą korzystać z mocy przyłączeniowej. W terminie licytacji w jednym roku przetarg obejmuje średnio od 700 do 900 MW. Ze względu na długi czas planowania i zatwierdzenia „model centralny” zaczyna obowiązywać dopiero po fazie przejściowej.

2.2.2.4. Przetargi na biomasę

Nowe systemy o zainstalowanej mocy większej niż 150 kW kwalifikują się do wzięcia udziału w przetargu, jeśli posiadają zezwolenie zgodne z Prawem o ochronie immisji. W porównaniu z energią słoneczną i wiatrową istniejące zakłady wykorzystujące biomasę o mocy zainstalowanej mniejszej niż 150 kW mogą wziąć udział w przetargu i uzyskać możliwość wydłużenia dotacji na kolejne 10 lat. Ilość licytowana nie może przekraczać 20 MW.

Dokumenty przetargowe



Dwa razy w roku (1 kwietnia i 1 listopada) odbywa się przetarg na systemy na biomasę. Na sześć do ośmiu tygodni przed danym terminem, Federalna Agencja ds. Sieci ogłasza na stronach w internecie najważniejsze parametry rundy przetargowej.

Oferty muszą wpłynąć do siedziby Federalnej Agencji Sieci w Bonn przed upływem terminu. W razie potrzeby do ofert należy dołączyć następujące dokumenty:

- Kopia zgłoszenia zezwoleń do rejestru, jeżeli nie nadano jeszcze numeru rejestracyjnego,
- Formularz dla akcjonariuszy,
- Formularz lokalizacji,
- Dokument poręczenia jako zabezpieczenie.

Dla każdej oferty należy ustanowić zabezpieczenie. Zabezpieczenie wynosi zazwyczaj 60 EUR za oferowany kW: Jeśli oferta obejmuje na przykład system o mocy 1 MW, to należy zapłacić zabezpieczenie w wysokości 60 000 EUR (60 EUR x 1 000 kW).

W przypadku istniejących inwestycji oferty można składać dopiero wtedy, gdy dotychczasowy wniosek o płatność był ważny przez kolejne 8 lat.

Procedura udzielenia dopłat

Oferty otrzymują dopłatę do wartości stałej podanej w ofercie (procedura ceny oferty = „pay as bid”)

Dopłaty są związane z zatwierdzonymi obiektami określonymi w ofercie. Jeżeli pozwolenie ulegnie później zmianie, to dopłata pozostanie jako skutecznie przypisana do obiektów określonych w ofercie i zawartych w pozwoleniu. Dotację może otrzymać instalacja do wielkości określonej w ofercie. Energia elektryczna z nadwyżek produkcji, która nie jest objęta wolumenem oferty, nie może uzyskać dotacji. Dopłata pozostaje ograniczona do wielkości instalacji określonej w ofercie i nie może ulec rozszerzeniu.

W przypadku ofert dotyczących istniejących instalacji na biomasę obowiązują odrębne przepisy dotyczące ustalenia wartości dopłaty i ustalenia kwoty do wypłaty. Po pierwsze obowiązuje wyższa cena maksymalna. Ponadto dopłata jest realizowana

przez Uniform-Pricing, czyli wysokość dopłaty nie jest oparta na ofercie, tylko na podstawie najwyższego przyznanego projektu. Ponieważ dla istniejących systemów można złożyć ofertę przed końcem dotacji wg Ustawy OZE (EEG), należy wybrać czas (nowego) uruchomienia. W tym celu zakłada się okres 3 lat od udzielenia dopłaty, w którym ten moment należy ustalić. Od tego momentu rozpoczyna się dziesięcioletni okres dotacji.

2.2.2.5. Inne formaty przetargów

W trakcie nowelizacji Ustawy EEG 2017 Rząd Federalny zobowiązał się wobec Komisji Europejskiej do neutralnego pod względem technologicznym podejścia w sposób pilotażowy do przetargów. Z jednej strony należało przeprowadzić wspólne przetargi na energię słoneczną i wiatrową, a z drugiej strony tak zwane przetargi innowacyjne. Zasadniczo oba formaty oparte są na przetargach specyficznych dla technologii, ale mają różne indywidualne regulacje, które zostały pokrótce przedstawione poniżej.

Wspólny przetarg

Od 1 kwietnia 2018 r. Federalna Agencja Sieci przeprowadziła wspólne przetargi w celu ustalenia wsparcia finansowego dla elektrowni słonecznych i lądowych turbin wiatrowych, oprócz przetargów specyficznych pod względem technologii. Wartość określona w tym przetargu, służy również jako podstawa do obliczenia kwoty do wypłaty (premii rynkowej).

Rocznie są przeprowadzane dwie rundy licytacji (1 kwietnia i 1 listopada). Podstawy prawne przetargów są uregulowane w Rozporządzeniu w sprawie wspólnych ofert przetargowych (GemAV) oraz w Ustawie o odnawialnych źródłach energii (EEG). Punkty 28–35 EEG są tam szczególnie istotne. Między innymi określa się wolumen przetargowy 400 MW rocznie.

Istotnymi zmianami są wprowadzenie regionalnych maksymalnych wartości i tak zwanej komponenty sieci dystrybucyjnej.

Komponenta sieci dystrybucyjnej ma na celu ograniczenie dalszej ekspansji OZE w okręgach, w których istnieje już wiele systemów energii odnawialnej w stosunku do obciążenia. Jeżeli ekspansja energii odnawialnej przekracza maksymalne obciążenie, to okręg staje się obszarem do rozbudowy sieci dystrybucyjnej (załącznik 1 numer 2b Rozporządzenia w sprawie wspólnych ofert przetargowych GemAV). Komponenta sieci dystrybucyjnej energii wiatrowej na lądzie i systemów słonecznych została obliczona dla złożonych tam ofert, co następnie wpływa negatywnie na wartość oferty. Komponenta sieci dystrybucyjnej nie jest używana, jeśli systemy mają być podłączone do sieci najwyższych napięć. Z drugiej strony oferty nie mają zniżki na dotację w przypadku udzielenia zamówienia. Niezmieniona wartość określona w ofercie pozostaje wartością (taryfą) stałą.

W celu przetestowania zróżnicowanych regionalnie wartości maksymalnych, jako alternatywy dla ustalonego przydziału, określono trzy obszary wartości maksymalnych w zależności od sytuacji w sieci. Są one określone w załączniku 3 do Rozporządzenia o wspólnych przetargach (GemAV). Po raz pierwszy zastosowano je w 2019 r., a po raz ostatni zostaną zastosowane w 2022 r.

Przetargi już przeprowadzane regularnie doprowadziły do tego samego rezultatu. Ze względu na wyłączną podstawę określenia ceny ofertowej, energia słoneczna zyskała przewagę nad lądową energią wiatrową.

Przetarg innowacyjny

W grudniu 2019 r. Bundestag uchwalił rozporządzenie w sprawie przetargów innowacyjnych. Pierwszy przetarg wyniesie 400 megawatów w 2020 r., a następnie 500 megawatów w 2021 r. W tym celu należy przetestować dodatkowe (innowacyjne) instrumenty na potrzeby przetargu.

Obejmuje to stałą zamiast płynnej premii rynkowej. Oznacza to, że operator systemu nie otrzymuje regulowanej przez państwo wartości, która ma być stosowana (patrz rozdział 1.3.3) jako całkowitą dotację (wyższa dotacja w przypadku niskiej wartości

rynkowej i odwrotnie), lecz minimalny dodatek do wartości rynkowej. Tak więc oferowana jest stała premia rynkowa.

W ten sposób zwiększa się ryzyko ekonomiczne dla operatora elektrowni słonecznych, wiatrowych i biomasy. Jednocześnie oferuje możliwość optymalizacji przychodów w ramach operacji zorientowanej pod kątem rynku, ponieważ kwota dochodów nie jest już ograniczona.

Maksymalna wartość dotyczy dwóch różnych scenariuszy. W przypadku oferty specyficznej pod względem technologicznym (np. tylko energia słoneczna) maksymalna wartość wynosi 3 ct/kWh. W przypadku kombinacji systemu, np. energii wiatrowej i słonecznej, maksymalna wartość wynosi 7,5 ct/kWh. Możliwe są także oferty z magazynami. Systemy są rozpoznawane jako kombinacja systemów tylko wtedy, gdy 25% może być technicznie zweryfikowane jako zdolność regulacji wtórnej.

W ramach procedury dopłat zostanie wprowadzony mechanizm, który powinien nadal zapewniać konkurencję w przypadku nieosiągnięcia pułapu. Jeśli ilość przetargowa nie zostanie odpowiednio uwzględniona w odpowiednich ofertach, to oferty będą regularnie klasyfikowane na podstawie oferowanej premii rynkowej. Oferty, które przekroczą limit 80% ilości przetargowej nie będą już brane pod uwagę.

Ewaluacja przetargu innowacyjnego zostanie przeprowadzona pod koniec 2021 r. Wtedy trzeba będzie podjąć decyzję, czy i na jakich warunkach należy go kontynuować.

2.2.2.6. Dotacja dla mechanizmu PV-Mieterstrom w Niemczech

Modele sąsiedzkich instalacji energii elektrycznej „Mieterstrommodelle” nie są zasadniczo nowymi pomysłami. Już od kilku lat oferowane są w szczególności z systemami biogazowymi kogeneracyjnymi.

Uzupełniająco odnośnie istniejących i wciąż możliwych modeli, w 2017 r. pożegnano się z Ustawą o aktywizacji sąsiedzkiej energii elektrycznej oraz nowelizacji kolejnych przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii.

W przypadku dodatku do sąsiedzkiej energii elektrycznej („Mieterstromzuschlag“) chodzi o specjalną dotację zgodną z Ustawą o odnawialnych źródłach energii wyłącznie w odniesieniu do energii elektrycznej pochodzącej z instalacji fotowoltaicznych. Energia elektryczna z innych odnawialnych źródeł energii (np. energia z wiatru lub z elektrociepłowni) nie jest objęta tą definicją. Operator nowej instalacji solarnej uruchomionej po 24 lipca 2017 r. na budynku mieszkalnym może ubiegać się o dopłatę do energii wytworzonej w tym systemie i dostarczonej mieszkańcom domu.

Operator systemu korzysta jednocześnie z dotowanego w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii modelu sąsiedzkiej energii elektrycznej na różne sposoby:

- poprzez dodatek do sąsiedzkiej energii elektrycznej z tytułu swoich dostaw sąsiedzkiej energii elektrycznej,
- poprzez „zwyczajową“ dotację w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (np. wynagrodzenie z tytułu dostawy) za dostawę nadwyżki,
- poprzez zapłatę za energię elektryczną przez odbiorców i
- poprzez pośrednie wsparcie (korzyści ekonomiczne) w związku z niepłaconiem składników ceny, które są należne za dostawy prądu z sieci.

Dopłata do sąsiedzkiej energii elektrycznej: Operator systemu otrzymuje dopłatę (w formie bezpośredniej dotacji) za energię elektryczną, którą wytwarza w swojej instalacji solarnej i następnie dostarcza do lokalnego konsumenta zgodnie z wymienionymi warunkami (określany jako sąsiedzka energia elektryczna „Mieterstrom“). Wysokość dotacji za sąsiedzka energię elektryczną pokrywa się ze zwykłymi stawkami dotacji z tytułu dostaw energii słonecznej (por. § 23b ust. 1 w związku z § 48 ust. 2, § 49 w związku z § 23c nr 1 i § 53 zd. 1 nr 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii/EEG). Wysokość dotacji obliczana jest według jednolitego rabatu w wysokości 8,5 centów/kWh w odniesieniu do stawek taryfy gwarantowanej za energię słoneczną (lub odpowiednich „obowiązujących wartości“). Wysokość dopłaty z tytułu sąsiedzkiej

energii elektrycznej zależy zatem zgodnie z ustalonym mechanizmem EEG również od wielkości instalacji solarnej.

Źródła:

- I. P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft* (pol. *Podręcznik gospodarki energetycznej*), 4 edycja, 2017, VDI, Springer Vieweg.
- II. P. Salje, *Kommentar zum EEG 2017* (pol. *Komentarz do Ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2017r.*), wyd. 8, 2018, Carl Heymanns Verlag.
- III. V. Ekardt, *Das neue Energierecht* (pol. *Nowe prawo energetyczne*), Nomos 2015.
- IV. Ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2017r. / EEG 2017, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE002903118

3. Modele biznesowe zdecentralizowanych systemów energetycznych

3.1. Wstęp

Zaopatrzenie w energię elektryczną w Niemczech opiera się na centralnej strukturze, zarówno pod względem technicznym i ekonomicznym, jak organizacyjnym i pod względem prawa energetycznego. Odpowiedzialność za system jest zasadniczo obowiązkiem operatorów systemu przesyłowego (strefa bilansowa) zgodnie z § 11 i nast. Ustawy o gospodarce energetycznej oraz operatorów systemów dystrybucyjnych zgodnie z § 14 Ustawy o gospodarce energetycznej.

Liberalizacja rynku i równoległe wdrożony proces rozwoju energii odnawialnych doprowadziły do decentralizacji wytwarzania energii. Niemniej handel energią odbywa się głównie za pośrednictwem centralnych platform handlowych lub przez zawieranie długoterminowych umów na dostawy (tzw. obrót pozagiełdowy).

Oprócz zaopatrywania osób trzecich, samo zasilanie odgrywa znaczącą rolę w przypadku energii odnawialnych. Jest to szczególnie istotne w przypadku montowanych na dachach systemów fotowoltaicznych, ale ta ścieżka użytkowania jest również uwzględniana w przypadku innych technologii energii odnawialnych. Przy tym pierwszoplanowe znaczenie ma unikanie kosztów, ponieważ sieć publiczna nie jest wykorzystywana. Tutaj obowiązują wymogi prawa energetycznego, które w szczególności wymagają osobowej tożsamości między operatorem elektrowni a użytkownikiem energii, a także jednoczesnego wytwarzania i wykorzystania energii elektrycznej (tzn. bez ujęcia bilansowego).

Ogólnie opisana sytuacja rynkowa wynika z obecnej sytuacji prawnej i systemu dotacji energii odnawialnych. Wyniki niemieckich aukcji pokazują, że wynagrodzenie na podstawie ustawowego systemu wsparcia EEG uległo w krótkim czasie zmniejszeniu, a ponadto częściowo specjalnie wykwalifikowani operatorzy systemów (spółdzielnie energetyczne) wylaniają się jako zwycięzcy aukcji.

Spadek cen ustawia zatem większość uczestników, zwłaszcza deweloperów projektów i producentów komponentów systemowych pod wielką presją ekonomiczną. Dlatego też deweloperzy projektów i inwestorzy myślą już o modelach biznesowych i strategiach wynagrodzeń wykraczających poza klasyczne ramy wsparcia prawnego wg Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG).

Rozwój ten jest dodatkowo przyspieszony w związku ze zbliżającym się upływem 20-letniego okresu kwalifikowalności wydatków w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) dla wielu elektrowni wykorzystujących energię odnawialną, które zostały uruchomione na początku 2000 roku.

Tylko w samym obszarze energii wiatrowej pozyskiwanej z instalacji lądowych wsparciem nie będą objęte na niemieckim rynku energetycznym w latach 2020-2035 turbiny wiatrowe o mocy około 16,3 GW. Również operatorzy tych elektrowni wykorzystujących energię odnawialną mogą szukać atrakcyjnych ekonomicznie okazji marketingowych w ramach umów PPA.

W ramach dalszego rozwoju energii odnawialnych coraz częściej poszukuje się modeli biznesowych, które nawet bez bezpośredniego wsparcia będą ekonomiczne lub przynajmniej pozwolą na zmniejszenie takiego wsparcia. W dalszej części opisano trzy metody, które mogłyby wspierać dalszy rozwój zdecentralizowanych dostaw energii. Przy tym odniesiono się do podstawowej systematyki. Konkretna forma porozumienia dotyczy umów na zasadach prawa prywatnego, których nie można szczegółowo opisać ze względu na prawo konkurencji i prawo o ochronie danych.

3.2. Power Purchase Agreement (PPA)

3.2.1. Tło i rozwój cenowy energii odnawialnych

Wraz z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG) z roku 2017 niemiecki ustawodawca z dniem 01.01.2017 r. zrobił kolejny krok w kierunku integracji rynku odnawialnych źródeł energii i wprowadził obowiązkowe, kontrolowane ilościowo przetargi w celu ustalenia kwoty dotacji dla turbin wiatrowych na lądzie i na morzu, a także dla elektrowni słonecznych i elektrowni wykorzystujących biomasę. W przypadku

turbin wiatrowych na morzu WindSeeG (Ustawa o rozwoju i promowaniu energii wiatrowej na morzu) zawiera również specjalne przepisy między innymi dotyczące przetargu taryfy gwarantowanej, centralnego planowania i wstępnego badania przyszłych obszarów projektu oraz przyłączenia do sieci. Od chwili wprowadzenia tych nowelizacji operatorzy systemów energii odnawialnych są zobowiązani do udziału w rundach przetargowych celem zachowania prawa do wypłaty premii rynkowej, a tym samym utrzymania wsparcia zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG) z 2017 r. W Ustawie o odnawialnych źródłach energii (EEG) z roku 2014 odpowiednia wartość, którą należało zastosować, była jednak nadal określona przez prawo i w dużej mierze oparta na wcześniej obowiązującej taryfie dotacji dla taryfy gwarantowanej.

W trzech rundach przetargowych na energię wiatrową z instalacji lądowych w maju, sierpniu i listopadzie 2017 r. zaobserwowano tendencję do gwałtownie spadających cen: podczas gdy średnia ważona wolumenem wartość dotacji dla energii wiatrowej pochodzącej z instalacji lądowych w pierwszej rundzie przetargów wynosiła nadal 5,71 centów/kWh, to wartość w drugiej rundzie wyniosła tylko 4,28 centów/kWh, a w trzeciej rundzie osiągnęła nową wartość na niskim poziomie 3,82 centów/kWh.

W związku z tym spadkiem cen Federalna Agencja ds. przetargów na energię z lądowych instalacji wiatrowych w roku 2018 r. podjęła środki zaradcze i stwierdziła, że maksymalna wartość przetargów w roku 2018 będzie wynosiła 6,3 centów/kWh, aby zapobiec „rujującej konkurencji”, w której maksymalna wartość oferty w nadchodzących przetargach byłaby niższa niż bieżące koszty produkcji energii wiatrowej na lądzie (5,6 centów/kWh).

Innym trendem, który wykazano w przetargach na lądową energię wiatrową w 2017 i który spowodował, że przetargi były coraz mniej atrakcyjne, był wysoki odsetek dopłat na rzecz tak zwanych spółdzielni energetycznych, które mogły uczestniczyć w przetargach nawet bez istniejących zezwoleń w ramach Federalnej ustawy o ochronie przed immisjami (BImSchG) i otrzymywały 92%, 94%, a ostatnio nawet 99% zamówień.

Konsekwentnie nastąpił także zauważalny znaczny spadek cen energii słonecznej naziemnej, na którą przetargi odbywają się już od 2015 r. i której średnia ważona ilościowo wartość dopłat w wysokości 9,17 centów/kWh (kwiecień 2015 r.) spadła o prawie połowę osiągając ostatecznie 4,91 centów/kWh (październik 2017 r.).

Modele PPA oferują operatorom elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii w szczególności taką korzyść, że udział w przetargach nie jest wymagany w odniesieniu do taryf dotacji i że wprowadzenie do obrotu energii elektrycznej jest możliwe także bez otrzymania dodatkowej dotacji od krajowego regulatora rynku (Federalnej Agencji Sieci/Bundesnetzagentur). Oprócz m.in. osiągniętej wyższej elastyczności lokalizacji jest również wyraźnie niższe ryzyko regulacyjne dla operatorów systemów energii odnawialnych. Na przykład spada ryzyko ewentualnych kar pieniężnych związanych z otrzymaniem oferty w przetargu (tzw. kary/ penalty factors) w przypadku opóźnionego montażu systemu, a także obowiązku uzyskania pozwolenia w ramach Federalnej ustawy o ochronie przed immisjami (BImSchG) na lądowe turbiny przed niegwarantowanym otrzymaniem oferty przetargowej, a następnie ewentualnej konieczności późniejszego odpisania kosztów rozwoju.

3.2.2. Ogólne uwagi dotyczące umów PPA

W niektórych krajach, zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych i Wielkiej Brytanii, umowy PPA związane z projektami wiatrowymi i słonecznymi są już w pełni wprowadzone. Jednak od ubiegłego roku w całej Europie rozwinął się trend PPA, a rynek PPA w samym roku 2016 uległ potrojeniu. Zgodnie z oceną Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) około połowa mocy elektrycznej, która zostanie zainstalowana w elektrowniach energii odnawialnych do 2020 r. będzie realizowana w ramach umów PPA. Zainteresowanie PPA rośnie więc w szczególności wśród dużych międzynarodowych koncernów, które z powodów kosztowych lub wizerunkowych są motywowane do częściowego przestawienia swoich dostaw energii na energię odnawialną, a nawet chcą stać się przedsiębiorstwami całkowicie „neutralnymi pod względem emisji CO₂”. Przy planowaniu strategicznym i realizacji tych celów firmy mają różne możliwości projektowania w zakresie zrównoważonych zakupów energii

elektrycznej oraz oprócz mechanizmów generowania we własnym zakresie lub „Clean Development” w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami, coraz bardziej skłaniają się ku nabywaniu certyfikatów zielonej energii elektrycznej z gwarancjami pochodzenia, a w szczególności zawieraniu „zielonych” umów PPA z operatorami systemów energetycznych źródeł odnawialnych.

3.2.2.1. Kwalifikacja prawna jako umowa na dostawę energii

W przypadku umów PPA chodzi początkowo o umowy bezpośredniego zakupu energii elektrycznej, które operatorzy elektrowni zawierają z wybranymi klientami, w praktyce przeważnie z dużymi koncernami i przedsiębiorstwami przemysłowymi. Umowy PPA są umowami na dostawy, które – z zastrzeżeniem ograniczeń związanych z prawem konkurencji – są zwykle zawierane na okres do 15 lat lub dłuższy.

W rzeczywistości umowy PPA należy odróżnić od klasycznych umów na dostawę energii elektrycznej między przedsiębiorstwami dostarczającymi energię a odbiorcami końcowymi (zwłaszcza odbiorcami domowymi). Umowy PPA wykazują pewne odchylenia od tych umów; W przypadku umów PPA w szczególności indywidualny operator systemu energii odnawialnej, a nie „klasyczne” przedsiębiorstwo dostarczające energię, jest partnerem umownym odbiorcy energii elektrycznej. W zależności od indywidualnego przypadku dla klienta może być jednak konieczne zawarcie umowy PPA na dostawę „nadwyżki energii elektrycznej”, tzn. ilości energii elektrycznej dostarczonej w ramach umowy PPA, która nie została zużyta przez klienta, lub na zakup „energii elektrycznej resztkowej”, która jest wymagana oprócz ilości energii elektrycznej uzgodnionej w umowie PPA, aby dodatkowo zawrzeć konwencjonalną umowę na dostawę energii.

Pomimo tych faktycznych różnic, umowy PPA w sensie prawnym można zakwalifikować zasadniczo jako takie same, jak klasyczne umowy na dostawę energii elektrycznej przez operatora sieci energetycznej (EVU) jako umowy na dostawy energii w rozumieniu § 3 nr 18a Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG). Należy przez to rozumieć wszystkie umowy na dostawę energii elektrycznej, chyba że nie

chodzi o pochodne energii w rozumieniu rozdziału C nr 5, 6 lub 7 załącznika 1 do Dyrektywy 2004/39/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21.04.2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych (MiFID).

3.2.2.2. Formy umów PPA

Zwykle operator instalacji OZE zobowiązuje się dostarczyć ilość energii uzgodnionej w umowie PPA. Klient płaci za tę energię elektryczną cenę ustaloną w umowie. Szczególnym wyzwaniem przy konstruowaniu umów PPA na energię elektryczną wytwarzaną w elektrowniach OZE jest znalezienie zrównoważonych przepisów ekonomicznych dotyczących radzenia sobie ze zmiennością wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, zarówno dla operatora elektrowni OZE, jak i klienta. Przepisy te mogą się różnić w zależności od danego źródła energii i mogą być regulowane bardziej szczegółowo w przypadku energii słonecznej niż na przykład energii wiatrowej z instalacji morskich.

Oprócz zmienności wytwarzania energii elektrycznej należy również wprowadzić odpowiednie regulacje dotyczące wahań cen rynkowych energii odnawialnej. Jeżeli operator systemu OZE i odbiorca w ramach umowy PPA uzgodnią stałą cenę za energię elektryczną (za kWh), to – w zależności od modelu PPA – należy uregulować, która strona ponosi odpowiednie ryzyko ceny rynkowej w przypadku odchylenia ceny stałej od ceny na rynku transakcji natychmiastowych i w razie potrzeby będzie musiała dokonać zapłaty dodatkowej kwoty na rzecz drugiej strony umowy.

Zazwyczaj strony w umowie PPA podejmują również ustalenia dotyczące obsługi lub przekazywania świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej przez operatora instalacji. Pobranie świadectw pochodzenia jako „zielone” narzędzie marketingowe stanowi istotną motywację dla pobierających firm do zawierania umów PPA, ponieważ pozwala im to wykazać, że zakupiona u nich energia elektryczna zgodnie z gwarancją została wytworzona z odnawialnych źródeł energii (por. § 3 nr 29 Ustawy o odnawialnych źródłach energii/EEG) i mogą ją jako taką sprzedawać.

Dostawa energii elektrycznej może być realizowana w ramach umowy PPA zarówno fizycznie, jak i finansowo; oraz w dalszym ciągu za pośrednictwem linii bezpośredniej lub publicznej sieci dostaw energii. Na tej podstawie można wyróżnić zasadniczo trzy różne rodzaje umów PPA:

On-Site PPA (»linia bezpośrednia PPA«)

W przypadku umów PPA On-Site, instalacje OZE są zwykle wznoszone i obsługiwane bezpośrednio na działce odbiorcy lub w bezpośrednim sąsiedztwie przez operatora instalacji OZE. Dostawa energii elektrycznej do odbiorcy następuje przez połączenie bezpośrednie w rozumieniu § 3 nr 12 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG). Pod tym względem chodzi o najprostszą formę umowy PPA, ponieważ realizacja umowy odbywa się bezpośrednio między operatorem systemu a odbiorcą.

Energia elektryczna jest udostępniana bez korzystania z publicznej sieci elektrycznej, a opłata za nią następuje na podstawie ceny ustalonej w umowie. W takim przypadku koszty sieciowe nie powstają po stronie odbiorcy. W przypadku wytwarzania energii elektrycznej na miejscu, co może być również dobrym i widocznym narzędziem marketingowym, w indywidualnych przypadkach wymagane jest dokładniejsze sprawdzenie, które źródła energii są odpowiednie do wytwarzania energii elektrycznej i czy są one dozwolone w tym miejscu pod kątem prawno-planistycznym. Często nie jest to możliwe np. ze względu na ograniczenia prawne dotyczące planowania (np. ze względu na priorytet czy stan przydatności obszarów do pozyskiwania energii wiatrowej zgodnie z planem przestrzennym).

W przypadku umów PPA On-Site odbiorca, który dodatkowo jest podłączony do publicznej sieci energetycznej, zwykle zawiera dodatkową umowę na dostawę energii elektrycznej z zakładem energetycznym na prąd nadwyżkowy i różnicowy. Ten proces dostawy jest zgodny z „normalnymi” przepisami, tzn. odbiorca otrzymuje energię elektryczną z sieci publicznej i płaci za nią cenę uzgodnioną z dostawcą energii plus koszty użytkowania sieci i podatki.

Off-Site PPA



Umowy PPA Off-Site, nazywane również „Sleeved PPAs“, wyróżniają się w przeciwieństwie do umów PPA On-Site tym, że wytwarzanie odbywa się niezależnie od lokalizacji odbiorcy, tzn. operator elektrowni OZE tworzy i eksploatuje elektrownię OZE w miejscu szczególnie odpowiednim dla danego źródła energii i przesyła wytwarzaną tam energię elektryczną do ogólnej sieci zasilającej. Fizyczny zakup energii elektrycznej odbywa się zatem z sieci publicznej, a nie przez linię bezpośrednią w rozumieniu § 3 nr 12 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG). Takie modele mogą się zatem oferować w celu wykorzystania optymalnych warunków lokalnych w stosowaniu niektórych źródeł energii, celem uniknięcia problemów z przestrzenią i zasobami w lokalizacji klienta lub umożliwienia dostawy w wielu lokalizacjach. Przy odpowiednich mocach wytwórczych operator instalacji OZE może swobodnie zaopatrywać kilku klientów korzystających z umów PPA Off-Site.

Z czysto fizycznego punktu widzenia klient otrzymuje w ramach umowy PPA Off-Site energię elektryczną w całości z ogólnej sieci zasilającej. Z drugiej strony ilość energii elektrycznej uzgodniona w umowie PPA jest rozliczana w bilansie przez operatora systemu energii odnawialnej, który musi dopilnować, aby energia elektryczna z jego systemu OZE została przypisana do określonej grupy bilansującej (zawarcie umowy grupy bilansującej/ustanowienie dostawcy usług bilansujących). Świadczenia pochodzenia są przekazywane odbiorcy. Również w przypadku umów PPA Off-Site odbiorca zwykle zawiera również dodatkową umowę na dostawę energii elektrycznej z firmą energetyczną na dostawę prądu celem pokrycia pozostałego zapotrzebowania.

Financial PPA/Synthetic PPA («Finansowa PPA»)

W przypadkach umów finansowych PPA możliwe jest zawieranie różnego rodzaju umów i są one zróżnicowane w poszczególnych przypadkach, szczególnie umowa Contract for Difference (CfD) i transakcje opcyjne. Ogólną cechą finansowych umów PPA jest to, że chodzi o czysto finansowe umowy między operatorem elektrowni OZE a klientem, których przedmiotem nie jest ani bilansowa ani bezpośrednia fizyczna dostawa energii. Porównywalnie z umową PPA Off-Site, operator instalacji OZE początkowo konfiguruje i obsługuje system energii odnawialnej w przypadku umowy



finansowej PPA w miejscu, które jest szczególnie odpowiednie dla danego źródła energii i fizycznie przesyła wytwarzaną energię elektryczną do ogólnej sieci zasilającej. Opisane zalety umów PPA Off-Site (np. lokalizacja instalacji z optymalną wydajnością energetyczną, dostawa multilokalna) mają zatem zastosowanie odpowiednio do finansowych umów PPA. Jednak operator elektrowni OZE sprzedaje energię elektryczną wytwarzaną w swojej elektrowni OZE w pełnym zakresie na giełdzie energii elektrycznej i otrzymuje za nią cenę giełdową za każdy wytworzony kWh. Odbiorca energii elektrycznej jest początkowo całkowicie niezaangażowany w ten proces, w związku z czym zawiera dodatkową umowę na dostawę energii elektrycznej z firmą energetyczną.

Niemniej jednak cena rynkowa, którą operator systemu energii odnawialnej otrzymuje na giełdzie, jest ważna dla finansowej umowy PPA. Jeżeli na przykład operator elektrowni OZE i jego partner umowy podpiszą umowę Contract for Difference, to zwykle w umowie jest ustalana stała cena PPA, którą klient musi zapłacić operatorowi elektrowni OZE od kWh. Jednocześnie umowa zawiera postanowienia na wypadek, gdyby cena rynkowa otrzymywana przez operatora systemu energii odnawialnej przy sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie różniła się od stałej ceny PPA. Zazwyczaj umowa Contract for Difference stanowi, że odbiorca płaci różnicę w stosunku do stałej ceny PPA, jeśli cena rynkowa jest niższa od stałej ceny PPA. I odwrotnie, umowa Contract for Difference zawiera również zobowiązanie operatora systemu OZE do zapłaty klientowi różnicy w stosunku do stałej ceny PPA, jeżeli osiągnięta cena rynkowa jest wyższa od stałej ceny PPA. Operator elektrowni odnawialnych otrzymuje niezależnie od ceny rynkowej zawsze uzgodnioną stałą cenę PPA za kWh i musi jedynie wypłacać kwoty przekraczające stałą cenę. Długoterminowe ryzyko cen rynkowych przechodzi zatem na klienta, ponieważ jako jedyny w przypadku umowy Contract for Difference musi „dopłacić”, jeśli ceny rynkowe są niskie. W odniesieniu do przejęcia ryzyka cen rynkowych można również uzgodnić dodatkowo przeniesienie świadectw pochodzenia zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG) (system zielonych certyfikatów) na klienta.

Inną formą finansowej umowy PPA są umowy opcyjne, które zawierają w szczególności opcję „call option” na korzyść klienta. Opcja „call option” to prawo do zakupu energii elektrycznej po cenie podstawowej uzgodnionej w umowie PPA. Dla klienta jest to ekonomicznie atrakcyjne, jeśli cena rynkowa energii elektrycznej przekracza wartość bazową PPA. Opcja „call option” nie obejmuje żadnych zobowiązań, a jedynie prawo do zakupu energii elektrycznej. Jeżeli opcja „call option” nie zostanie zrealizowana w terminie określonym w umowie, to opcja wygasa. Odbiorca zazwyczaj płaci opłatę za opcję, która w zależności od konfiguracji skutkuje pewnym przeniesieniem ryzyka na operatora systemu OZE, a także ilością energii faktycznie zakupionej po skorzystaniu z opcji kupna według wartości bazowej wynikającej z umowy.

3.2.3. Ocena prawna umowy PPA

Ramy regulacyjne dotyczące ekonomicznego funkcjonowania systemów energii odnawialnej poza ramami dotacji zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG) oraz zawarcia umów PPA w Niemczech przedstawiono poniżej. Oprócz prawnej klasyfikacji marketingu energii elektrycznej PPA dotyczy to w szczególności podstawowej dopuszczalności prawnej zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG) takiego udziału w rynku oraz przepisów prawnych nadających przywileje w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w ramach umów PPA.

3.2.3.1. Rola stron umów PPA z perspektywy prawa energetycznego

Operatorzy instalacji energii odnawialnych

Operatorzy instalacji energii odnawialnych, którzy dostarczają energię w ramach umów PPA dużym odbiorcom, są kwalifikowani jako zakłady energetyczne lub firmy dostarczające energię elektryczną, ponieważ pod pojęciem „zakładu energetycznego” w rozumieniu § 3 nr. 18 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG) lub „firmy dostarczającej energię elektryczną” w rozumieniu § 3 nr 20 Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG) zasadniczo należy rozumieć każdą osobę fizyczną lub prawną, która dostarcza energię elektryczną odbiorcy końcowemu. Z tej klasyfikacji prawnej

wynika, że operatorzy instalacji energii odnawialnych przy zawieraniu umów PPA muszą przestrzegać niektórych przepisów dotyczących energii, które mają zastosowanie do przedsiębiorstw dostarczających energię. Dotyczy to na przykład obowiązków w zakresie magazynowania i publikacji zgodnie z § 5a Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG), obowiązków informowania o udziale źródeł energii w produkcji energii elektrycznej zgodnie z § 42 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG) i wymogów informacyjnych zgodnie z § 74 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG). Ponadto kwalifikacja jako przedsiębiorstwo dostarczające energię elektryczną, które dostarcza energię innym podmiotom, ma znaczenie dla ogólnokrajowego mechanizmu kompensacyjnego zgodnie z §§ 58 i nast. Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) (tzn. w szczególności realizacji dopłat z tytułu Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) przez operatorów systemów energii odnawialnej na rzecz operatorów systemów przesyłowych).

Odbiorcy energii elektrycznej w ramach umów PPA

Odbiorcami w ramach PPA są odbiorcy końcowi w rozumieniu § 3 nr 25 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG) lub § 3 nr 33 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), ponieważ będąc osobami fizycznymi lub z reguły osobami prawnymi kupują energię na własny użytek lub z tej energii korzystają. O ile klienci, w szczególności w konstelacjach umów On-Site PPA przekazują energię elektryczną dostarczoną w ramach umów PPA, ale nie używaną przez siebie, przedsiębiorstwu dostarczającemu energię jako nadwyżkę energii elektrycznej, nie wyklucza to zasadniczo ich kwalifikacji jako odbiorców końcowych. Decydujące znaczenie ma tutaj, aby zakupiona energia elektryczna była używana głównie przez odbiorcę. Takimi odbiorcami mogą być zarówno klienci prywatni jak i komercyjni.

Energia elektryczna dostarczana w ramach umowy PPA podlega opłacie zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG) w związku z ich kwalifikacją jako odbiorców końcowych (§ 60 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii). Zasadniczo nie ma wyjątków w zakresie koncepcji samozaopatrzenia, ponieważ brak

jest tożsamości w przypadku operatorów instalacji i odbiorców energii elektrycznej. W rzeczywistości samozaopatrzenie stanowi alternatywę dla PPA.

3.2.3.2. Kwalifikacja prawna dotycząca Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG)

Innego rodzaju marketing bezpośredni

Jeżeli operator systemu energii odnawialnych chciałby sprzedać energię elektryczną wytworzoną w jego systemie bez korzystania z prawa do wynagrodzenie w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) zgodnie z § 19 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), jak w przypadku umowy PPA, to jako forma wynagrodzenia pozostaje tylko inna forma marketingu bezpośredniego w rozumieniu § 21a Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG). W przypadku innego rodzaju marketingu bezpośredniego chodzi wprawdzie o formę wynagrodzenia w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), ale nie o samą dotację w rozumieniu § 19 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), która jest finansowana przez wszystkich konsumentów końcowych za pośrednictwem systemu finansowania w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG).

Ustawodawca stworzył w ten sposób ogólne rozwiązanie dla niedotowanych modeli marketingowych energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Fakt, że nie chodzi o formę obrotu energią elektryczną wolną i w całości niepodlegającą przepisom Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), poparty jest m.in. tym, że zgodnie z koncepcją prawną zawartą w § 79 ust. 3 zdaniu 4 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) gwarancje pochodzenia mogą być przedmiotem obrotu wyłącznie w ramach innego marketingu bezpośredniego. Sama Ustawa o odnawialnych źródłach energii (EEG) przewiduje niezależne regulacje dotyczące niedotowanego marketingu bezpośredniego.

Żadna forma marketingu bezpośredniego (a zatem żaden inny rodzaj marketingu bezpośredniego w rozumieniu § 21b Ustawy o odnawialnych źródłach energii / EEG) jednak nie istnieje zgodnie z § 3 nr 16 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG),

jeżeli energia elektryczna z zakładu jest sprzedawana stronom trzecim, ale energia ta jest zużywana w bezpośrednim sąsiedztwie zakładu i nie jest przesyłana przez sieć. Ustawodawca mówi w tym przypadku o „dostawach sąsiedzkich”.

Odnosi się to w szczególności do przypadków, w których energia elektryczna jest sprzedawana sąsiadnemu odbiorcy i transportowana przez linię bezpośrednią lub sieć przemysłową, a która nie należy do sieci ogólnej. Ta konstelacja prawdopodobnie będzie typowym przypadkiem stosowania dla umów PPA On-Site, których charakter polega na tym, że istnieje lokalna bliskość odbiorcy i nie jest wykorzystywana sieć ogólna. Umowy PPA On-Site są zwykle stosowane w połączeniu z liniami bezpośrednimi w rozumieniu § 3 nr 12 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG) lub sieciami przemysłowymi i obszarowymi w rozumieniu §110 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG), w odniesieniu do których należy przestrzegać jedynie ograniczonych przepisów energetycznego prawa gospodarczego dotyczących regulacji sieci, ale nie obowiązują żadne szczególne przepisy Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) dotyczące marketingu lub sieci.

W związku z tym w rachubę wchodzi innego rodzaju marketing bezpośredni w rozumieniu § 21a Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) dla związanych z siecią umów PPA Off-Site i finansowych umów PPA jako forma wynagrodzenia zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG).

Przetargi

W odniesieniu do zawarcia umów PPA należy zauważyć, że w przypadku elektrowni OZE, w których wytwarzana jest energia elektryczna dla dostaw uzgodnionych w umowie PPA, nie ma obowiązku przetargu, ponieważ rodzaj elektrowni i zainstalowana moc elektrowni przekraczają próg, który podlega wymogowi ustanowienia przetargu zgodnie z § 22 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) (np. nowa lądowa turbina wiatrowa o mocy ponad 750 kilowatów). Samo osiągnięcie lub przekroczenie ustawowych progów obowiązku udziału w przetargu samo w sobie nie powoduje wymogu udziału w przetargu. Wymóg udziału w przetargu zależy raczej od konkretnej formy marketingu, z której chciałby skorzystać operator instalacji. § 22 ust. 2, 3, 4, 5

Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) stanowi, że w postępowaniu przetargowym dopłata jest wymagana tylko w przypadku „zgodnego z § 19 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) prawa do energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowni”. § 19 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) obejmuje jednak tylko elementy dotacji w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), tzn. premię rynkową, taryfę gwarantowaną i dopłatę dla najemcy za energię elektryczną, ale nie inną formę marketingu niż marketing bezpośredni uznany w Ustawie o odnawialnych źródłach energii (EEG) (§ 21a Ustawy o odnawialnych źródłach energii / EEG). Operatorzy systemów energii odnawialnej, którzy sprzedają energię elektryczną wytwarzaną w ich systemie w ramach innego rodzaju marketingu bezpośredniego, są zatem zwolnieni z ustawowego wymogu udziału w przetargu zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG).

Zmiana formy sprzedaży i przestawienie się na PPA

W przypadku już istniejących systemów energii odnawialnej (np. systemów Repowering) § 21b ust. 1 zdanie 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) reguluje warunki przejścia na innego rodzaju marketing bezpośredni. Zgodnie z tym operatorzy instalacji mogą zmienić formy sprzedaży tylko w pierwszym dniu kalendarzowym miesiąca. Taką zmianę należy zawsze zgłosić operatorowi sieci zgodnie z § 21c ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG). Dotyczy to również sytuacji, gdy operatorzy systemu po raz pierwszy sprzedają energię elektryczną w formie sprzedaży zgodnej z § 21b ust. 1 zdaniem 1. Dla zawarcia umów PPA oznacza to, że przejście na inny rodzaj marketingu bezpośredniego jest zawsze możliwe. Dotyczy to również sytuacji, gdy instalacja OZE uczestniczyła już w przetargu w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) z 2017 r. Wymagane jest jedynie, aby o zmianie na inny rodzaj marketingu bezpośredniego (w przypadku istniejących elektrowni OZE) lub o pierwszym podjęciu innego rodzaju marketingu bezpośredniego (w przypadku nowych elektrowni) został poinformowany operator sieci. W przypadku umów PPA On-Site należy również zauważyć szczególną cechę § 21b ust. 4 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), że przepisy dotyczące

zmian nie mają zastosowania i że podjęcie marketingu lub zmiana (niezwiązana z siecią) są możliwe w dowolnym momencie i bez powiadomienia.

Obrót świadectwami pochodzenia

Zgodnie z § 79 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) możliwe jest wydawanie świadectw pochodzenia na takie ilości energii elektrycznej, z tytułu których nie stosuje się płatności w rozumieniu § 19 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG). Świadectwa pochodzenia mogą być wystawiane tylko w przypadku energii elektrycznej sprzedawanej w ramach innego rodzaju marketingu bezpośredniego. W przypadku innego rodzaju marketingu bezpośredniego nie ma zastosowania zakaz podwójnego marketingu określony w § 80 ust. 2 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), zgodnie z którym świadectwa pochodzenia nie są wykorzystywane ekonomicznie przy jednoczesnej dotacji marketingu zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (EEG).

Federalny Urząd Ochrony Środowiska, który w Niemczech prowadzi rejestr świadectw pochodzenia, wystawia operatorowi systemu energii odnawialnej na wniosek świadectwo pochodzenia na megawatogodzinę wygenerowaną z energii odnawialnych i zapisuje je na swoim koncie świadectw pochodzenia, zgodnie z § 6 Rozporządzenia wykonawczego w sprawie świadectw pochodzenia (HkRNDV). Dzięki świadectwu pochodzenia operator systemu energii odnawialnej może w ramach obowiązku informowania o udziale źródeł energii w produkcji energii elektrycznej przedstawić odbiorcy dowód, że określona ilość energii elektrycznej została wytworzona z energii odnawialnych.

Świadectwami pochodzenia można handlować i podlegają przeniesieniu. Przeniesienie następuje zgodnie z powszechnie obowiązującym prawem cywilnym przez zmianę dyspozycji podanej w świadectwie pochodzenia i dlatego zazwyczaj jest to uregulowane w umowie PPA. W przypadku użycia świadectwa pochodzenia np. do celów oznaczenia pochodzenia energii przez operatora systemu energii odnawialnej lub klienta (w zależności od modelu PPA), świadectwa pochodzenia na odpowiednie

ilości dostaw energii elektrycznej muszą zostać unieważnione w rejestrze pochodzenia, jako już wykorzystane.

3.2.3.3. Szczególne cechy finansowej umowy PPA

W przypadku umów finansowych PPA należy każdorazowo sprawdzić, czy chodzi o instrumenty finansowe, które zgodnie z § 32 ust. 1 zdaniem 1 Niemieckiej ustawy bankowej (KWG) mogą wymagać zatwierdzenia przez Federalny Urząd Nadzoru Usług Finansowych (BaFin). W przypadku transakcji dotyczących energii elektrycznej może istnieć obowiązek uzyskania pozwolenia, jeżeli chodzi o usługi obejmujące instrument finansowy w formie derywatu (instrumentu pochodnego). Pod pojęciem derywatu w rozumieniu § 1 ust. 11 zdania 4 Niemieckiej ustawy bankowej (KWG) rozumiane są m.in. transakcje terminowe dotyczące towarów (energii elektrycznej) i finansowe transakcje różnicowe. Istotna jest tutaj możliwość spekulacyjnego generowania zysków.

Źródła:

- I. Międzynarodowa Agencja Energetyczna, »Renewables 2017, Market Report Series — Analysis and Forecasts to 2022« z dnia 04.10.2017 r., dostępne na stronie: <https://www.iea.org/publications/renewables2017>.
- II. Saije, Komentarz do Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), Wydanie 8, EEG-Kommentar, 8. Aufl.
- III. Druki parlamentarne. 18/1304, str. 127
- IV. Komisja Europejska, Wytyczne dotyczące państwowych dotacji środowiskowych i energetycznych 2014-2020 z dnia 28.06.2014 r., ABI. EU 2014/C 200/01 Rn. 109 i nast.
- V. Uibleisen/Groneberg, w: Säcker (Wydawca), Komentarz z Berlina odnośnie prawa energetycznego, tom 6, Ustawa o morskiej energetyce wiatrowej, § 45 i nast.

- VI. Rozporządzenie wykonawcze w sprawie świadectw pochodzenia i regionalnego rejestru świadectw z dnia 15.10.2012 r.; Federalny Dziennik Ustaw 1, Str. 2147, w ostatniej wersji zmienionej art. 126 Ustawy z dnia 29.03.2017 r., Federalny Dziennik Ustaw 1, str. 626.
- VII. Rozporządzenie wykonawcze w sprawie energii ze źródeł odnawialnych z dnia 22.02.2010r., Federalny Dziennik Ustaw 1, Str. 134, ostatnia wersja zmieniona art. 4 Rozporządzenia z dnia 10.08.2017 r., Federalny Dziennik Ustaw 1, str. 3102.

3.3. Wirtualne elektrownie do zaopatrywania w energię bilansującą

Wirtualne elektrownie oferują cyfrową platformę biznesową, która oferuje zdecentralizowane usługi elektrowni bez własnych systemów wytwarzania i zużycia. Odpowiadają za decentralizację dzisiejszego systemu i świadczą usługi systemowe, które służą integracji energii odnawialnych. Potencjał i sukcesy nowych modeli biznesowych są jednak oparte nie tylko na właściwościach technologicznych i specyficznych dla produktu, ale także na regulacyjnych i strukturalnych warunkach ramowych.

3.3.1. Rynek energii bilansującej

Rynek bilansujący na podstawie poziomu cen za zdolność mocy rezerwowej w połączeniu ze stosunkowo niskim wkładem energii oferuje opcję priorytetową dla zdecentralizowanych systemów. W ten sposób wirtualne elektrownie umożliwiają nowe opcje elastyczności – jak elastyczne procesy przemysłowe i/lub odnawialne źródła energii - udział w rynku bilansującym.

Dla integracji wirtualnych elektrowni na rynku bilansującym istotne są następujące warunki ramowe:

- Dostęp do elastyczności w obcych grupach bilansujących z wyraźnym podziałem ról;

- Produkty energii bilansującej i warunki przetargów na energię bilansującą;
- Kwalifikacja wstępna do udziału w rynku bilansującym;
- Standaryzacje i stałe zasady rynkowe.

Organizacja rynku bilansującego zgodnie z § 22 ust. 2 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG) jest obowiązkiem operatorów systemów przesyłowych. W przypadku zamówień należy zastosować niedyskryminacyjną i przejrzystą procedurę przetargową. W tym celu czterej niemieccy operatorzy sieci przesyłowych utworzyli na tej podstawie prawnej wspólną platformę internetową (www.regelleistung.net). Uczestniczyć mogą systemy, które wykazały przydatność techniczną w ramach kwalifikacji wstępnej.

3.3.1.1. Zapewnienie elastyczności w obcych grupach bilansujących

Pierwsze koncepcje, takie jak np. elektrownie firmy NEXT, koncentrowały się początkowo na opartym o oprogramowanie łączeniu energii odnawialnych w ramach marketingu bezpośredniego i zapewnianiu energii bilansującej. Wykorzystując elastyczność obciążenia wirtualne elektrownie początkowo koncentrowały się wyłącznie na marketingu elastyczności systemów bez przejmowania za nie zasilania.

Stworzyło to nową rolę w branży energetycznej, która wcześniej nie istniała w zasadach i procesach rynkowych. Nowy wymóg polega na tym, że zużycie lub wytwarzanie energii elektrycznej rozliczane są w innej grupie bilansującej niż elastyczność zużycia lub wytwarzania energii elektrycznej, którą zapewnia energia bilansująca.

Prowadzi to do braku równowagi w grupie bilansującej zaopatrującej w energię. Do tej pory problem był często rozwiązywany w drodze dwustronnych umów między managerami grup bilansujących. Jednak ich praktyczne zasady stanowiły główną przeszkodę w dostępie do rynku wirtualnych elektrowni, ponieważ brak jest powszechnie obowiązujących, niedyskryminacyjnych regulacji.

W ostatnich latach Niemcy zawarły umowę na tzw. cross-balance pooling. Pooling pozwala łączyć wiele mniejszych, zdecentralizowanych instalacji w wirtualną

elektrownię i w ten sposób wspólnie oferować moc regulacji trójnej. W przewodniku branżowym, który skonsultowano z krajowym organem regulacyjnym (Federalna Agencją Sieci) pod numerem BK6-17-046. W zakresie rachunkowości osób trzecich od września 2017 r. podjęto następującą decyzję w sprawie porozumienia branżowego.

Aby zapewnić grupie bilansującej dostawcy lub zarządzającemu jego grupą bilansującą pozycję, w jakiej znajdowałby się bez wezwania do udostępnienia energii kontrolnej, kluczowe punkty wytycznych branżowych zakładają kompensację tego odchylenia poprzez późniejszą korektę harmonogramu między grupą bilansującą dostawcy (lub jej managera) a grupą bilansującą dostawcy energii kontrolnej (zwykle agregatora). W tym celu zdefiniowano tak zwaną linię bazową, tzn. założoną krzywą mocową bez wywołania energii kontrolnej. Różnica między linią bazową a rzeczywistym zużyciem zostaje następnie zrównoważona w bilansie. W rezultacie dostawca dostarcza w przypadku wywołania rezerwy operacyjnej odpowiednią ilość energii nie do miejsca na rynku, lecz dostosowując harmonogram do grupy bilansującej zaopatrzenia. W przypadku ujemnej rezerwy operacyjnej dostawca nie musi sam dostarczać energii dla zwiększonego zużycia, lecz otrzymuje ją w wyniku późniejszej korekty harmonogramu.

3.3.1.2. Kryteria kwalifikacji wstępnej dla rynku bilansującego

Ogólne zasady rynkowe i kształtowanie produktów energetycznych są istotne dla integracji wirtualnych elektrowni z rynkami bilansującymi. Aby móc uczestniczyć, konsumenci, systemy energii odnawialnej i zespoły różnych systemów (zespoły mieszane) mają inne wymagania niż konwencjonalne elektrownie. Niektóre kryteria produktu i reguły rynkowe nie są kluczowe dla stabilności systemu, ale utrudniają integrację rynkową zarządzania obciążeniami i elektrowni wirtualnych.

Kryteria kwalifikacji wstępnej określają wymagania techniczne, które muszą spełniać systemy w celu dostarczenia rezerwy operacyjnej. Wirtualne elektrownie składają się z dużej liczby mniejszych elektrowni, z których niektóre muszą być wstępnie indywidualnie zakwalifikowane. Z tego powodu kryteria kwalifikacji wstępnej

zapewniają istotne warunki ramowe dla integracji niekonwencjonalnych i małych elektrowni w wirtualnej elektrowni.

W Niemczech zostały one dostosowane w ostatnich latach tak, aby umożliwić małym systemom i konsumentom udział w rynku. Możliwość wstępnej kwalifikacji zespołów mieszanych, w których pojedyncze systemy nie są w stanie zapewnić niezbędnej energii bilansującej, istnieje w Niemczech po podjęciu decyzji odnośnie danego przypadku przez operatora systemu przesyłowego. Wymóg dotyczący pierwotnej rezerwy operacyjnej mogą obecnie spełniać prawie wyłącznie elektrownie konwencjonalne. Dlatego korekty koncentrują się na rezerwie operacyjnej wtórnej (SRL) i minutowej (TRL).

Tabela 5: Porównanie wymagań dotyczących oferowania rezerwy regulacji wtórnej i rezerwy minutowej²

	Rezerwa regulacyjna wtórna	Rezerwa minutowa
Okres przetargu	codziennie	
Produkt przetargu	6x4 produkt godzinowy	
Rodzaj produktu	Dodatnia i ujemna energia bilansująca (oddzielnie)	
Czas reakcji	max 5 minut	max 15 minut
Rozmiar oferty i struktura	co najmniej 1 MW	
Cena maksymalna	9.999 €/MWh	
Kryterium dotacji	Merit-Order zgodnie z cenami za moc	
Pobranie	Merit-Order zgodnie z kosztami pracy	

Źródła:

- I. Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii: Niemieckie rozporządzenie w sprawie opłat za dostęp do sieci zaopatrzenia w energię elektryczną (Rozporządzenie w sprawie opłat za użytkowanie sieci elektroenergetycznych – StromNEV)

² Źródło: www.regelleistung.net

II. www.regelleistung.net, ostatni dostęp w dniu 06.01.2020 r.

3.4. Dostawa energii Peer-2-Peer ze źródeł energii odnawialnych

Coraz częściej dyskutuje się o bezpośredniej dostawie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii od producenta do odbiorcy końcowego, co rozumiane jest jako dostawa peer-to-peer (dostawa P2P). Przy tym może chodzić o dostawy między dwoma podobnymi uczestnikami rynku (np. obaj obsługują system solarny) lub producentem i konsumentem końcowym (bez własnej elektrowni). Do tej pory wdrażanie odbywało się przede wszystkim w ramach prób polowych. Międzynarodową popularność zyskał projekt Brooklyn Microgrid (<https://www.brooklyn.energy/>).

Motorem zainteresowania modelami zaopatrzenia w energię P2P jest z ekonomicznego punktu widzenia przede wszystkim wzrost tzw. „Prosumentów”. Chodzi przy tym o odbiorców energii elektrycznej dysponujących systemem wytwarzania energii na własne potrzeby (np. instalacją solarną). Nadwyżki tej zdecentralizowanej produkcji były do tej pory oddawane do sieci publicznej lub dokonywano wyrównania niedoboru energii elektrycznej przez sieć publiczną (przez dostawców energii elektrycznej). Alternatywnie również inni odbiorcy mogliby być zaopatrywani bezpośrednio, a jednocześnie wszelkie niedobory można było uzyskać bezpośrednio od innych zdecentralizowanych producentów.

Kolejny impuls dla modeli P2P może pochodzić z marketingu. Tak jak żywność jest już reklamowana na podstawie cech „bezpośrednio od producenta” i „regionalności”, tak samo w sprzedaży energii elektrycznej może istnieć podejście, aby reklamować energię elektryczną „bezpośrednio od producenta zielonej energii elektrycznej”, a nawet „z regionu”. Takie produkty mogą - przynajmniej teoretycznie - przyczynić się do akceptacji transformacji energetycznej, dlatego ustawodawca stworzył za pomocą tak zwanego „regionalnego obowiązku informowania o udziale źródeł zielonej energii w produkcji energii elektrycznej” zgodnie z § 79a Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) z 2017 r. szczególne możliwości obowiązku informowania o udziale źródeł energii w produkcji energii elektrycznej. W ramach poniższych wyjaśnień

dostawy P2P należy rozumieć jako oznaczające, że energia elektryczna OZE jest dostarczana bezpośrednio od producenta do odbiorcy końcowego za pośrednictwem sieci publicznej.

3.4.1. Obrót energią oparty o platformę

Termin ten opisuje, że platformy coraz częściej działają jako pośrednicy między dostawcami a klientami usług. Negatywny potencjał platform polega na tym, że w skrajnych przypadkach mogą sprawić, że duża część lub nawet wszyscy pośrednicy (np. dystrybutorzy) wcześniej działający w branży okażą się niepotrzebni. Pod względem technicznym platformy tworzą centralny interfejs komunikacyjny. Mogą uprościć wyszukiwanie informacji i partnerów handlowych dla wszystkich uczestników rynku oraz obniżyć koszty transakcji.

Pierwsze platformy są już reprezentowane na niemieckim rynku energii elektrycznej. Na przykład bezpośredni sprzedawca „Nordgröön” oferuje operatorom systemów OZE możliwość bezpośredniego zaopatrywania klientów. Połączenie podaży i popytu następuje za pośrednictwem strony internetowej firmy. Pod koniec 2017 r. na rynek wszedł rynek internetowy „enyway”, za pośrednictwem którego konsumenci końcowi mogą bezpośrednio zawierać umowy na dostawy energii elektrycznej z operatorami elektrowni OZE.

3.4.2. Warunki ramowe prawa energetycznego

3.4.2.1. Szczególne warunki dotacji

Dostawa energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w modelu P2P nie jest obecnie wspierana przywilejami związanymi z podatkami i opłatami za dostawę energii elektrycznej. Istnieją jednak pewne wymogi w tym względzie. Możliwymi sposobami są zniesienie lub obniżenie dopłaty w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) i opłat sieciowych. Jak dotąd nie zaobserwowano reakcji ustawodawcy na tę dyskusję. Sposób, w jaki zmieniona europejska dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii zostanie wdrożona na szczeblu krajowym, będzie miał istotne znaczenie dla dalszego rozwoju ram regulacyjnych i wszelkich zachęt ekonomicznych. Dotyczy

to w szczególności nowych przywilejów dla tak zwanych spółdzielni energii odnawialnych, które mogą mieć pozytywny wpływ na wdrożenie modeli dostaw P2P.

3.4.2.2. Ramy prawne dotyczące dostaw energii elektrycznej

W odniesieniu do ramowych warunków ekonomicznych związanych z energią dla dostaw P2P można wyróżnić dwa główne tematy, a mianowicie realizację dostaw energii elektrycznej za pośrednictwem systemu grupy bilansującej jak również wymogi dotyczące zmiany dostawców z jednej strony oraz z drugiej strony inne obowiązki dostawców.

System grup bilansujących i zmiana dostawcy

W przypadku dostawy P2P do konsumenta końcowego wytwarzający energię elektryczną musi:

- na podstawie umowy grupy bilansującej z odpowiedzialnym operatorem systemu przesyłowego dysponować grupą bilansującą, do której może przypisać punkt poboru (punkt licznika) konsumenta,
- zarządzać grupą bilansującą, tzn. zachować równowagę – również przy wahaniami produkcji,
- zapewnić całkowite pokrycie zapotrzebowania klienta przypisanego do jego grupy bilansującej (ew. w razie potrzeby poprzez zakup energii elektrycznej na okresy, w których jego własny system nie wytwarza energii elektrycznej) oraz
- spełnić wszystkie obowiązki dostawcy energii elektrycznej pod względem ekonomicznym.

W obecnych ramach prawnych dostawa P2P wydaje się praktyczna i rozsądna z udziałem usługodawcy, który przejmuje pod względem ekonomicznym realizację dostaw energii elektrycznej.

Usługodawca:

- podejmuje się bilansowej realizacji dostawy energii elektrycznej poprzez przypisanie jednostki wytwórczej dostawcy i punktów poboru jego klientów do

swojej grupy bilansującej lub do podgrupy bilansującej specjalnie utworzonej dla dostawcy w rozumieniu § 4 ust. 1 zdania 3 Rozporządzenia w sprawie opłat za użytkowanie sieci (StromNZV),

- zapewnia kupując dodatkowe ilości energii elektrycznej – w razie potrzeby w imieniu i na rachunek dostawcy P2P - że zapotrzebowanie energetyczne klientów dostawcy P2P również wtedy zostaną spełnione, jeśli elektrownia nie będzie wytwarzała energii elektrycznej i
- spełnia również wszystkie inne zobowiązania w zakresie prawa energetycznego wobec dostawcy P2P.

Wyżej wymienione usługi mogą w zasadzie zostać przejęte przez tradycyjnych dostawców energii elektrycznej lub podmioty handlujące energią elektryczną (np. przedsiębiorstwa miejskie lub podmioty zajmujące się bezpośrednią sprzedażą), ponieważ dysponują one wiedzą fachową niezbędną do dostarczania energii elektrycznej i odpowiednimi zasobami. Klasyczny dostawca energii elektrycznej nie pojawia się już w samym modelu dostawy P2P, ale pozostaje w tle jako dostawca usług.

Zakaz podwójnej sprzedaży

W ramach modelu P2P operator instalacji dostarcza wytwarzaną przez siebie zieloną energię elektryczną bezpośrednio do użytkownika końcowego. Z ekonomicznego punktu widzenia jest to zwykle możliwe tylko wtedy, gdy operator systemu zdecyduje się na sprzedaż zgodnie z tzw. modelem premii rynkowej. Ponieważ w tym przypadku operator otrzymuje dotację w ramach Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG), nie wolno mu w związku z zakazem podwójnego obrotu sprzedawać energii elektrycznej jako zielonej energii.

W praktyce modele dostaw P2P opierają się na fakcie, że operator elektrowni OZE obiecuje dostarczać swoim klientom energię elektryczną wytwarzaną w jego elektrowni. Klienci zazwyczaj decydują się na ofertę operatora systemu, ponieważ chcą bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej z określonego systemu wytwarzającego energię odnawialną (być może z regionu). Klientom szczególnie

zależy na tym, aby energia elektryczna była wytwarzana z odnawialnych źródeł energii.

Decydującym pytaniem przy ocenie, czy istnieje podwójna sprzedaż, jest, czy operator systemu dostarcza swoim klientom „w ramach dostawy P2P energię elektryczną ze źródeł odnawialnych”. Sformułowanie w § 80 ust. 1 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) z 2017 r. nie jest jednoznaczne w tym względzie i umożliwia zarówno wąską, jak i szeroką interpretację terminu „sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii”: Wąska i formalna interpretacja mogłaby opierać się na stwierdzeniach operatora instalacji na temat „przedmiotu zakupu”, tzn. na jakości energii elektrycznej w ramach umowy na dostawę energii elektrycznej (i ewentualnie w ramach podanej przez niego informacji o pochodzeniu energii elektrycznej). Niedopuszczalne podwójne wprowadzenie energii elektrycznej do obrotu istniałoby tylko wtedy, gdyby operator instalacji określił wytworzoną w jego własnym systemie i dostarczoną energię w ramach umowy na dostawę energii elektrycznej jak również w ramach określenia pochodzenia energii w sposób niedopuszczalny jako zieloną energię elektryczną. Z drugiej strony nie byłoby naruszenia podwójnego zakazu wprowadzania do obrotu, gdyby operator zakładu ujawnił w swoich warunkach umownych i w ramach obowiązku informowania o pochodzeniu energii elektrycznej, że w przypadku bezpośredniej dostawy chodzi o dostawę ‘szarej’ energii elektrycznej. Podobnie nie byłoby podwójnego wprowadzenia do obrotu, gdyby dostawca energii elektrycznej wyraźnie stwierdził w umowie na dostawę energii elektrycznej, że w przypadku dostawy zielonej energii elektrycznej zielona właściwość energii elektrycznej nie wynika z wytwarzania w jego zakładzie, ale w związku z zakupem świadectw pochodzenia.

Jeśli prześledzimy przedstawioną szeroką interpretację, to okaże się, że modele dostawy P2P oparte na konkretnie nazwanych elektrowniach, które są dotowane w postaci premii rynkowej, nie są zgodne z podwójnym zakazem wprowadzania do obrotu wg Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG). Dla operatorów instalacji powyższe wyjaśnienia oznaczają, że w ramach modelu dostawy P2P, który łączy to z

żądaniem premii rynkowej, znajdują się oni przynajmniej w „szarej strefie” prawnej, ale w przypadku szerokiej interpretacji zakazu podwójnej sprzedaży znajdują się w obszarze zabronionym.

Obowiązek informowania o pochodzeniu energii elektrycznej

Jeżeli operator zakładu dostarcza energię elektryczną bezpośrednio do odbiorcy końcowego w ramach modelu P2P, to może zadeklarować dostawę energii elektrycznej jako dostawę ekologicznej energii elektrycznej tylko wtedy, gdy unieważnił świadectwa pochodzenia w odpowiednim zakresie zgodnie z § 42 ust. 5 zdaniem 1 nr 1 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG). Operator instalacji nie jest uprawniony do wydawania świadectw pochodzenia dla własnego wytwarzania energii elektrycznej, pod warunkiem że i o ile skorzysta on z premii rynkowej.

Jeśli operator systemu chce dostarczyć konsumentowi końcowemu „ekologiczną energię elektryczną”, to musi dokonać odpowiedniego zakupu i potwierdzić świadectwa pochodzenia dotyczące produkcji z innych systemów. Jeżeli operator systemu nie uzyska świadectw pochodzenia z innych systemów, to może potwierdzić dostawę energii elektrycznej konsumentowi końcowemu w postaci faktur, reklamy i na stronie internetowej jedynie jako dostawę szarej energii elektrycznej.

3.4.3. Perspektywa

Ramy prawa energetycznego dotyczące realizacji dostaw energii elektrycznej są obecnie tak złożone, że praktycznie uniemożliwiają „prawdziwe” dostawy energii elektrycznej P2P od producenta do konsumenta bez udziału pośrednika. Zamiast tego operatorzy instalacji potrzebują do realizacji dostawy energii elektrycznej P2P dostawcy usług, który wspiera ich w spełnianiu wymogów prawa energetycznego. Nie zachodzi więc obawa, że klasyczni dostawcy energii będą zbędni w krótkim okresie. Muszą jednak zachować elastyczność, aby z tradycyjnego dostawcy energii elektrycznej zmienić się w dostawcę usług energetycznych, który zajmuje się również realizacją dostaw P2P.

Znacząca przeszkoda w dostarczaniu ekologicznej energii elektrycznej w ramach P2P potencjalnie wynika z podwójnego zakazu wprowadzania do obrotu OZE, a także z prawnych wymogów dotyczących podawania informacji o pochodzeniu energii elektrycznej. Operatorzy elektrowni, którzy łączą dostawę ekologicznej energii elektrycznej w ramach P2P z wykorzystaniem premii rynkowej, poruszają się co najmniej w szarej strefie.

Dopiero okaże się, jaki wpływ będzie miała zmiana europejskiej dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii na niemiecki zakaz podwójnego wprowadzania do obrotu. Wynika to w szczególności z tego, że Komisja Europejska proponuje, aby państwa członkowskie UE były w przyszłości zobowiązane do wydawania świadectw pochodzenia również dla dotowanej energii elektrycznej. Należałoby wówczas znaleźć procedury krajowe (np. licytację) w sprawie nadawania świadectw pochodzenia. W każdym razie konieczne byłoby dostosowanie Ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) w odniesieniu do niemieckiego zakazu podwójnego wprowadzania do obrotu, co mogłoby również ułatwić przeprowadzanie dostaw P2P.

Źródła:

- I. G. Stuhlmacher, [w:] G. Stuhlmacher, H. Schoon, G. Jansen, *Grundriss zum Energierecht* (pol. *Zarys prawa energetycznego*), wyd. 2, 2015.
- II. A. Papke, M. Kahles, *Neue EU-Vorgaben für Herkunftsweise und Stromkennzeichnung? Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, nr 34 vom 30.05.2018* (pol. *Nowe wymogi UE w zakresie obowiązku informowania o pochodzeniu i udziale źródeł energii w produkcji energii elektrycznej? Raporty z Würzburga dotyczące prawa energetyki środowiskowej nr 34 z dnia 30.05.2018*).
- III. Ch. Buchmüller, *EweRK* (pol. *Elektrownia*) 2014, s. 5, 9 i kolejne; Scho/tka/Martin, RdE 2017.
- IV. Energy Brainpool, *Impulspapier Bürgerstromhandel* (pol. *Obrót energią elektryczną*) 2017.

- V. Ch. Buchmüller, *Das Grünstromprivileg* (pol. *Przywilej zielonej energii elektrycznej*), [w:] H. Loibl, M. Maslaton, H. von Bredow, *Biogasanlagen im EEG* (pol. *Biogazownie w Ustawie o odnawialnych źródłach energii (EEG)*), wyd. 3, 2013.
- VI. Agora Energiewende, *Energiewende und Dezentralität* (pol. *Transformacja energetyczna i decentralizacja*), 2017.
- VII. ewi EnergyResearch & Scenarios GmbH, *Disruptive Potential in the German Electricity System – an Economic Perspective on Blockchain*, Cologne 2017.

4. Best Practice – Przykłady energii obywatelskiej na przykładzie spółdzielni energetycznych

4.1. Wstęp

Ekspansja energii odnawialnych służy różnym celom. Zasadniczo cel związany jest z ochroną klimatu. Odpowiednio zaprojektowane pomagają również w tworzeniu nowych miejsc pracy i tworzeniu wartości dodanej, zwłaszcza na obszarach wiejskich. Zdecentralizowany charakter energii odnawialnych zasadniczo oferuje każdemu obywatelowi lub wspólnocie możliwość wniesienia czynnego wkładu w przekształcenie dostaw energii: albo poprzez budowę własnych elektrowni albo udział w projektach społecznych. W licznych grupach obywatelskich, radach lokalnych lub lokalnych przedsiębiorstwach w ciągu ostatnich trzech dziesięcioleci ludzie spotykali się, aby wdrażać w swoim regionie projekty dotyczące energii odnawialnych.

Spółdzielnie energetyczne są odpowiednią formą organizacji. Spółdzielnie oferują szeroki zakres opcji działania i projektowania. Przy tym główną zasadą jest to, że każdy członek ma tylko jeden głos. Projekty mogą być realizowane z wieloma równoprawnymi partnerami w sposób demokratyczny i przy uwzględnieniu i zaangażowaniu lokalnych podmiotów. Tylko w latach 2008–2013 w Niemczech powstało około 560 nowych spółdzielni w branży energii odnawialnych.

Na przykład w spółdzielniach fotowoltaicznych wielu obywateli może wspierać rozwój odnawialnych źródeł energii na miejscu za pomocą umiarkowanej wielkości kwot. Instalacje są często inicjowane wspólnie z gminnymi decydentami, instytucjami publicznymi i bankami regionalnymi. Oznacza to, że powierzchnie dachowe mogą być również wykorzystywane – na przykład przez instytucje komunalne, takie jak przedszkola lub szkoły – z których nie mogą korzystać jednostki. Lokalne firmy rzemieślnicze często zajmują się instalacją i konserwacją.

Oprócz dostarczania energii ze słońca, wiatru i biomasy spółdzielnie energetyczne mogą również obsługiwać lokalne sieci grzewcze i elektryczne. Spółdzielnie działają w wielu regionach Niemiec jako regionalne przedsiębiorstwa dostarczające energię od ponad 100 lat. Niedawno współpracujące lokalne sieci ciepłownicze zapewniły połączonym gospodarstwom domowym tanią energię – na przykład z biogazowni. W spółdzielczych wioskach bioenergetycznych dostawy energii są całkowicie przekazywane w ręce obywateli.

Spółdzielnie energetyczne umożliwiają różnym lokalnym podmiotom na miejscu wspólne zaangażowanie i łączenie interesów społecznych, gospodarczych, komunalnych i środowiskowych. Spółdzielnia jest również formą prawną szczególnie odporną na niewypłacalność.

Spółdzielnia energetyczna nie tylko łączy interesy obywateli, ale także motywuje, na przykład właścicieli odpowiednich powierzchni dachowych do zainstalowania tutaj systemu fotowoltaicznego. Niektórzy rolnicy instalują takie systemy na dachach swoich budynków gospodarczych. Jednak sam wysiłek i ryzyko są często postrzegane jako zbyt duże, jeśli musi on dokonać znacznych inwestycji oprócz swojej działalności rolniczej. To nie tylko znacznie ograniczy zakres finansowy jego podstawowej działalności. Nie należy również nie doceniać kosztów dodatkowych związanych z administracją i ubezpieczeniem, a także ryzyka związanego z projektem inwestycyjnym. We współpracy kooperacyjnej zadania te można rozwiązać łatwiej i lepiej.

Spółdzielnie mają jedną wielką zaletę: mogą otwierać nowe lokalizacje, do których osoby prywatne nie byłyby w stanie uzyskać dostępu samodzielnie. Na obszarach wiejskich jest wiele nieużywanych dachów. Wiele kościołów, supermarketów, budynków rolniczych lub komunalnych może być wyposażonych w systemy solarne. Właściciele dachów mogą udostępnić te powierzchnie lub wynajmować je spółdzielni energetycznej, nawet jeśli sami nie chcą uczestniczyć w projekcie pod względem finansowym.

W poniższych rozdziałach przedstawiono wybrane przykłady w zakresie, w jakim dostępne są dane publiczne na ich temat.

4.2. Projektowanie spółdzielni energetycznych w Niemczech

4.2.1. Założenie spółdzielni energetycznej

Inicjatywa utworzenia spółdzielni energetycznej może wychodzić od bardzo różnych grup ludzi. Oprócz zaangażowanych obywateli, którzy chcą pracować lokalnie na rzecz czystej i bezpiecznej dostawy energii, impuls często pochodzi od przedstawicieli gminy lub lokalnego dostawcy energii. Aktywni są często lokalni rolnicy, lokalna gospodarka, np. rzemiosło, ale przede wszystkim banki Volksbank i Raiffeisenbank. Wiele spółdzielni fotowoltaicznych powstało dzięki zaangażowaniu banków spółdzielczych. W wielu przypadkach też przedstawiciele różnych obszarów spotykają się, aby wspólnie założyć spółdzielnię energetyczną. Na przykład spółdzielnia energetyczna Paderborner Land eG powstała z inicjatywy kilku banków sieci Volksbank we współpracy z miastami Lichtenau i Salzkotten oraz Okręgowym Cechem Rzemieślniczym w Paderborn.

Zaleta: Nie tylko łączy się różne interesy, ale także wdraża wiedzę handlową lub techniczną.

Gminy mogą być inicjatorami zakładania spółdzielni energetycznych. Jedną z mocnych stron gmin jest umiejętność informowania i moderowania. Podczas zebrań gminnych, spotkań informacyjnych czy spotkań na rynku, gminy mogą prezentować stan planowania i łączyć różne interesy na miejscu. Dają obywatelom możliwość

zadawania pytań, ale także wcielania własnych pomysłów i doświadczeń. Spółdzielnia zawsze żyje z wcześniejszej wiedzy swoich partnerów. Dzięki wcześniejszemu zaangażowaniu obywateli można uniknąć czasochłonnych i fundamentalnych dyskusji. Kolejnym centralnym elementem zaangażowania gminy przy zakładaniu spółdzielni jest uczestnictwo. Udział gminy gwarantuje przejrzystość projektów. Elektrownie obywatelskie o wysokim udziale regionalnym charakteryzują się akceptacją, ponieważ obywatele są ściśle zaangażowani w planowanie, a także uczestniczą finansowo w zysku. Gminy mogą również w spółdzielniach ustanawiać podstawowe decyzje.

Statut spółdzielni reguluje w szczególności stosunki prawne między członkami a spółdzielnią. Oprócz niektórych obowiązkowych treści statutu można wprowadzić wiele regulacji w celu indywidualnego dostosowania statutu do projektu założycielskiego. Członkowie sami uzgadniają te zasady i ustanawiają je w statucie.

Zgromadzenie założycielskie jest pierwszym oficjalnym zgromadzeniem (potencjalnych) członków. Koncepcja ekonomiczna i ramy prawne projektu są wyczerpująco wyjaśnione zgromadzonym osobom. Poprzez przyjęcie statutu, wybór członków rady nadzorczej i mianowanie członków zarządu, spółdzielnia w organizacji (eG i.G.) zostaje oficjalnie powołana do życia na zgromadzeniu założycielskim. Notariusz nie musi być obecny na zebraniu założycielskim; założenie odbywa się poprzez podpisanie statutu założycielskiego.

Spółdzielnia składa wnioski o członkostwo w związku audytorskim. Zgodnie z przepisami ustawy o spółdzielniach związek dokonuje audytu nowo powstałej spółdzielni w interesie jej członków i wierzycieli. Raport założycielski koncentruje się na rentowności ekonomicznej, stosunkach ekonomicznych i osobistych spółdzielni, podstawie prawnej (statucie) i skuteczności wsparcia członków. Po pomyślnym audycie założycielskim spółdzielnia zostaje wpisana do rejestru spółdzielni. Rejestracji dokonuje zarząd spółdzielni.

4.2.2. Kapitał własny spółdzielni

W przypadku spółdzielni kwota kapitału własnego nie jest określona przez prawo. Istotną część stanowią udziały członków. Kwota, ale także liczba tych udziałów, są ustalane wspólnie przez członków w statucie. Oznacza to, że kapitał własny można elastycznie dostosować do danej sytuacji. Oprócz udziałów, w przypadku spółdzielni, pożyczki okazały się dodatkowym sposobem finansowania spółdzielni energetycznych. Pozwala to poszczególnym grupom członków uczestniczyć w określonych projektach energetycznych. Zaleta: Różne projekty energetyczne o różnych szansach i ryzyku są finansowane pod dachem spółdzielni, ale nie wspólnie z „puli”. W Friedrich Wilhelm Raiffeisen Energie eG minimalny udział został określony na 2 000 EUR. W tym 100 EUR jest określone jako udział z tytułu działalności gospodarczej, a 1 900 EUR udziela się jako pożyczkę na konkretny projekt energetyczny. Strukturę kapitału należy opracować wraz ze związkami spółdzielni.

4.2.3. Organy spółdzielni

Każda spółdzielnia ma zasadniczo trzy organy: walne zgromadzenie, radę nadzorczą i zarząd. W przypadku spółdzielni liczących mniej niż 20 członków można zrezygnować z rady nadzorczej, a zarząd może składać się tylko z jednej osoby. Jeżeli jest więcej niż 20 członków, to co najmniej dwie osoby muszą zostać wybrane do zarządu, a trzy do rady nadzorczej. Członkowie zarządu i rady nadzorczej sami są członkami spółdzielni lub reprezentują osobę prawną będącą członkiem spółdzielni. Podstawowe decyzje w spółdzielni, takie jak zmiany statutu, zapadają na walnym zgromadzeniu członków. Wybiera ono radę nadzorczą i decyduje na przykład o wykorzystaniu wygenerowanych nadwyżek. Rada nadzorcza kontroluje działalność zarządu w interesie członków i powołuje członków rady (chyba że wybierze ich walne zgromadzenie). Zarząd jest w pełni uprawniony do zarządzania działalnością spółdzielni i prowadzi jej interesy. W przypadku istotnych decyzji można ustalić w statucie, że wymagana jest zgoda rady nadzorczej. Spółdzielnia z zarządem i radą nadzorczą ma przejrzystą strukturę zarządzania i kontroli. W ten sposób zapewnia daleko idące bezpieczeństwo w codziennych transakcjach biznesowych.

4.3. Praktyczne przykłady

4.3.1. Friedrich Wilhelm Raiffeisen Energie e.G.

W czerwcu 2008 roku powstała spółdzielnia w Bad Neustadt an der Saale. W tej frankońskiej części Rhön, obywatele wspierają wspólnie instalacje do produkcji energii odnawialnych. Osoby prywatne, które są zaangażowane w odnawialne źródła energii i chcą wesprzeć korzystanie z nich możliwymi do przyjęcia kwotami, spotykają się z podobnie myślącymi ludźmi za pośrednictwem spółdzielni. Oznacza to, że można łączyć nie tylko zasoby finansowe, ale także wiedzę (know how) prawną i ekonomiczną. Nie wszyscy przecież mogą wnieść ze sobą wiedzę i doświadczenie wymagane do stworzenia i obsługi takich systemów.

Pierwszy system fotowoltaiczny FWR został zainstalowany w listopadzie 2008 r. na dachach budynku miasta Bad Neustadt. Ma moc 270 kWp i wytwarza około 235 000 kWh energii elektrycznej rocznie. Instalacja tej wielkości pokrywa około średniego rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną 60 prywatnych gospodarstw domowych. W ciągu 20 lat zaoszczędzone zostanie około 4 150 ton dwutlenku węgla (CO₂).

Każdy, kto wniósł w instalację 4 000 EUR, przyczynia się do produkcji zielonej energii elektrycznej, co w przybliżeniu odpowiada rocznemu zużyciu energii elektrycznej przez własne gospodarstwo domowe. Całkowity wolumen inwestycji wyniósł nieco poniżej 1,1 miliona EUR. Został sfinansowany w dwóch trzecich z obcego kapitału, a w jednej trzeciej z kapitału własnego. Każdy mieszkaniec Bad Neustadt mógł wziąć udział w projekcie energetycznym z minimalnym udziałem wynoszącym 2 000 EUR. Na jeden udział przypada 100 EUR jako udział w spółdzielni, pozostałe 1 900 EUR jest wykorzystywanych w finansowaniu projektu jako pożyczki na okres 20 lat. W przypadku ostrożnie kalkulowanego dochodu z energii elektrycznej rzeczywista stopa oprocentowania udziału wynosi 5,5% rocznie. Jeśli to obliczenie zostanie przekroczone w latach słonecznych, to każdy członek otrzyma premię w wysokości do 4%. Każdy z 38 udziałowców instalacji solarnej w Bad Neustädter ma książeczkę oszczędnościową energii elektrycznej wzorowaną na tradycyjnej książeczce



oszczędnościowej. Członkowie otrzymują corocznie wyciąg z konta, który mogą umieścić w energetycznej książeczce oszczędnościowej. Odsetki i oszczędności CO2 są rejestrowane w niej dla każdego roku, a plany i rzeczywiste dane są porównywane. Dzięki temu inwestycja finansowa i własny wkład w ochronę środowiska stają się przejrzyste.

Głównym przedmiotem zainteresowania spółdzielni energetycznej był wysoki poziom wartości dodanej w regionie. W związku z tym systemy techniczne są montowane i serwisowane przez lokalne firmy rzemieślnicze. Finansowanie zapewnia bank regionalny. Wkład finansowy w instalację solarną został najpierw zaoferowany mieszkańcom Bad Neustädt, a następnie mieszkańcom okręgu i na końcu zainteresowanym podmiotom zewnętrznym. Zawsze bierze się pod uwagę aby zaangażować jak największą liczbę osób jaka jest możliwa, a jednocześnie możliwie jak najmniejszą liczbę osób jaka jest konieczna. Gmina korzysta również z dodatkowych dochodów z podatku od działalności.

4.3.2. Zaopatrzenie w energię elektryczną Honigsee e.G.

W gminie Honigsee dwóch rolników zainwestowało w biogazownię. Biogaz generuje energię elektryczną w dwóch elektrociepłowniach blokowych, ale początkowo nie istniała koncepcja wykorzystania wytwarzanego ciepła odpadowego. Garstka zaangażowanych mieszkańców dotarła do sedna sprawy i zorganizowała wizytę w wiosce bioenergetycznej Jühnde. Na miejscu w Jühnde inicjatorzy mogli się przekonać o istniejących możliwościach. Teraz musieli jeszcze pozyskać mieszkańców Honigsee. Przede wszystkim pytali o roczne zużycie oleju opałowego lub gazu. To dało im sporą podstawę obliczeniową i fundament dla określenia wykonalności pod względem ekonomicznym.

Pierwsze wyliczenia wykazały łączną kwotę inwestycji przekraczającą milion EUR. Sama gmina nie była w stanie ponieść takiego wydatku jako jedyny inwestor, a regionalni dostawcy usług komunalnych i dostawcy energii również odrzucili ofertę.

Więc mieszkańcy musieli sami to zorganizować. Mieszkańcy Honigsee podjęli wiele działań w ramach wolontariatu na rzecz własnej lokalnej sieci ciepłowniczej.

Mieszkańcy wyrażali obawy związane z przejściem z własnego systemu grzewczego na lokalną sieć ciepłowniczą, zwłaszcza rzekomo niewystarczające zaopatrzenie w ciepło w miesiącach zimowych. W końcu istniało wiele dobrych argumentów na rzecz wspólnej sieci: na przykład uniezależnienie się od dużych dostawców energii i coraz mniej dających się kalkulować cen paliw kopalnych. Pojawił się również pomysł zastąpienia starego, przeważnie wielkogabarytowego systemu ogrzewania w piwnicy małą stacją przesyłową do sieci grzewczej. Przede wszystkim jednak przyciągnęła perspektywa niskich i przejrzystych kosztów ogrzewania.

Sieć rurociągów została położona pod koniec lata 2007 r. W czasie czteromiesięcznego okresu budowy mieszkańcy byli informowani na cotygodniowych spotkaniach informacyjnych o postępach w budowie i problemach. Te opóźnienia i koszty, które nie zostały uwzględnione, zostały również przedstawione w sposób jawny i przejrzysty.

W końcu forma prawna była również ważna dla akceptacji własnej lokalnej sieci ciepłowniczej. Spółdzielnia ma strukturę demokratyczną, co oznacza, że wszyscy członkowie mają niezależnie od wysokości udziału tylko jeden głos, a tym samym mają takie samo prawo głosu. Dlatego nie może jej kupić zewnętrzny inwestor. Spółdzielnia jest profesjonalnie zarządzana przez zarząd i radę nadzorczą; ze wskaźnikiem niewypłacalności na poziomie tylko 0,1% jest najbezpieczniejszą formą prawną w Niemczech. Przyczyniają się do tego również doradztwo i kontrola ze strony związku spółdzielni.

Całkowita kwota inwestycji została ostatecznie zmniejszona do 630 000 EUR, przede wszystkim dlatego, że sami obywatele wykonali dużo pracy. Na przykład wykopali rowy pod przyłącza domów z rurociągami na swoich własnych posesjach. Poza tym wiele lat wcześniej gmina planowała odnowić oświetlenie uliczne. Można było teraz wykorzystać w tym celu wykonane wykopy. Gmina i spółdzielnia zaoszczędziły tym sposobem 30 000 EUR. Znaczna część sieci rurociągów została położona również na



niezagospodarowanych łąkach i obszarach peryferyjnych. Finansowanie sieci ciepłowniczej rozłożono na kilka etapów. Po pierwsze członkowie nabywali akcje spółdzielni – co najmniej 15 udziałów po 100 EUR. W ten sposób zgromadzono około 65 000 EUR kapitału własnego. Po drugie gmina miała udział w spółdzielni w wysokości około 100 000 EUR. Z funduszu rezerwowego gminy zostały zakupione certyfikaty udziału w zyskach, które są oprocentowane w wysokości 3% powyżej stopy bazowej i zostaną spłacone najpóźniej w ciągu 20 lat. Ponadto zatwierdzono dotację w wysokości 100 000 EUR – pomoc inwestycyjną z funduszu kraju związkowego Schleswig-Holstein. Pozostałą kwotę w formie pożyczki udostępnił lokalny bank Raiffeisenbank. 1 października 2007 r. nadszedł czas: uruchomiono lokalną sieć ciepłowniczą z 38 domami i 54 mieszkaniami. Od tego czasu członkowie płacili 3,8 centów za kilowatogodzinę odbieranego ciepła i miesięczną opłatę podstawową w wysokości 12 EUR. „Nasze koszty energii są tak niskie, że w końcu wzięli w nich udział nawet mieszkańcy, którzy właśnie trzy czwarte roku temu odnowili swoje systemy ogrzewania olejowego”, powiedział Hebllich. Emisja CO₂ w gminie spadła o około 30% dzięki lokalnej sieci ciepłowniczej. Oprócz informacji i przejrzystości, a także aktywnego udziału innych obywateli, Hebllich zaleca naśladowcom odwiedzanie gmin, które z powodzeniem wdrożyło bioenergię. „Nie należy się spieszyć i powinno się rozmawiać z doświadczonymi inicjatorami, którzy sami byli w tej samej sytuacji początkowej. Potem popełnia się mniej błędów, które ostatecznie mogą kosztować dużo pieniędzy.”

4.3.3. Spółdzielnia energetyczna Weissacher Tal eG

Faza zakładania spółdzielni energetycznej była szybka, ponieważ lokalny bank Raiffeisenbank szybko przygotował plan finansowy i statut we współpracy z radą gminy i związkiem spółdzielni. Jednak ze względu na przepisy gminne, gmina miała bardzo ograniczone możliwości finansowego udziału w spółdzielni. Regulamin gminy w Badenii-Wirtembergii stanowi między innymi, że gmina musi być reprezentowana w zarządzie. Ponieważ zarząd i rada nadzorcza spółdzielni są wybierane dopiero po założeniu, pojawił się początkowo konflikt. Poza tym gmina Weissach im Tal

początkowo chciała mieć udział w większej kwocie, niż to zrobiła. Kierownictwo gminy zgłosiło sprzeciw. Ostatecznie gmina wniosła 5 000 EUR udziału.

Po porozumieniu z władzami gminnymi gmina zorganizowała wieczór informacyjny dla mieszkańców. Już w pierwszym dniu udział wzięło 79 mieszkańców. Spółdzielnia powstała w listopadzie 2008 roku. Miesiąc później zostały zamontowane pierwsze trzy instalacje fotowoltaiczne. Gmina udostępniła do tego celu niezbędne dachy. W ten sposób wsparła zaangażowanie mieszkańców bez większego nakładu finansowego. Trzy instalacje wykonane z modułów cienkowarstwowych znajdują się na dachu narzędziowni straży pożarnej w Aichholzhof, na dachu budynku szkoły podstawowej w Oberweissach oraz na dachu nowej hali budowlanej w Bruch. Wszystkie dachy są w rękach gminy i są udostępniane spółdzielni energetycznej bezpłatnie.

Spółdzielnia energetyczna rozpoczęła działalność już z 107 000 EUR. Do grudnia zapisano 394 000 EUR. W lutym 2012 r., czyli nieco ponad trzy lata od założenia, liczba członków spółdzielni energetycznej wynosiła już ponad 240 – i trend ma charakter wzrostowy. Mieszkańcy wnieśli ponad 14 000 udziałów, każdy po 50 EUR. Spośród nich dziesięć instalacji fotowoltaicznych zamontowano w większości na dachach budynków gminnych, a które to instalacje wytwarzają około 330 000 kilowatogodzin energii elektrycznej rocznie. Jednak pomimo milionowych kwot, które składają się na całkowitą inwestycję, spółdzielnia energetyczna jest szansą dla wszystkich mieszkańców. Najmłodszy członek ma zaledwie siedem lat. W międzyczasie, ze względu na wysoki popyt, nie można było nawet przyjąć nowych członków: Nie było już powierzchni na dachach dla istniejących kwot. Ale i tutaj burmistrz i rada gminy udzielili wsparcia.

Spółdzielnia energetyczna Weissacher Tal Energy Community zawdzięcza swój sukces również zaangażowaniu gminy w to przedsięwzięcie. W szczególności wczesny kontakt z lokalnymi władzami udowodnił swoją wartość. Możliwości gminy zaczynają się od zapewnienia powierzchni dachowych. Powierzchnie te są często większe w porównaniu do powierzchni należących do prywatnych właścicieli i lepiej nadają się na lokalizację elektrowni. Z drugiej strony spółdzielnia energetyczna może



zapewnić znacznie więcej kapitału regionalnego, niż byłoby to możliwe przez samą gminę lub pojedynczego inwestora z regionu.

4.3.4. Spółdzielnia energetyczna Starkenburg eG

Zanim spółdzielnia energetyczna Starkenburg eG zajęła się turbinami wiatrowymi, działało już kilka instalacji fotowoltaicznych. Planowanie, finansowanie i obsługa są znacznie bardziej złożone i wymagają oprócz środków finansowych również dużej wiedzy specjalistycznej. Przypadek pomógł w uruchomieniu pierwszej turbiny wiatrowej należącej do obywateli: Wciąż poszukiwano finansowania dla już zatwierdzonej turbiny wiatrowej na obszarze gminy Seeheim-Jugenheim. Spółdzielnia energetyczna została założona w Heppenheim w grudniu 2010 roku. Uważa się ją za neutralny politycznie związek ludzi, którzy chcą promować wytwarzanie energii odnawialnej w regionie Starkenburg.

Ponieważ od samego początku koncentrowano się na energii wiatrowej z jej stosunkowo wysokim zapotrzebowaniem na kapitał, celowo wybrano zachętę o charakterze regionalnym. Powinna była ona dotrzeć do jak największej liczby ludzi w kilku gminach. Również nakład związany z projektem energetyki wiatrowej zwykle nie jest porównywalny z nakładem na system fotowoltaiczny. Złożone prawo planowania, długie procedury zatwierdzania, wiedza techniczna i prawna, kompleksowa konserwacja i naprawy, a także ubezpieczenia i zarządzanie systemem sprawiają, że energia wiatrowa jest znacznie bardziej wymagająca niż wszystkie inne energie odnawialne. Od planowania do wdrożenia należy liczyć się z okresem około dwóch lat. Z reguły nowa spółdzielnia nie może sobie na to pozwolić od samego początku. Dlatego mieszkańcy Starkenburgu współpracują z bardzo doświadczonym organizatorem projektu z Heppenheim.

Pomimo udziału spółdzielni w przypadku WindSTARK 1 nie obyło się bez przeszkód. Po ostatecznej decyzji sądu administracyjnego w Darmstadt nadszedł czas: 30 lipca 2011 r. w Neutscher Höhe wbito pierwszą łopatę pod budowę turbiny wiatrowej. Każdego roku wytwarza się tutaj około pięciu milionów kilowatogodzin energii

elektrycznej. Oznacza to, że 1 250 gospodarstw domowych jest zaopatrywanych w energię elektryczną. Każdego roku oszczędzanych jest około 2 800 ton CO₂. Wolumen finansowania WindSTARK1 wynosi około 3,5 miliona EUR.

Instalacje fotowoltaiczne spółdzielni można postrzegać jako „ćwiczenia rozgrzewające”. Zrealizowano je kilka tygodni przed rozpoczęciem budowy turbiny wiatrowej. SolarSTARK 1 to nazwa systemu na dachu warsztatu firmowego w Heppenheim z mocą 140 kWp. Projekt SolarSTARK 2 o wartości 19,5 kWp został zainstalowany na dachu nowo wyremontowanej hali gminnej w Ober-Laudenbach. Od tego czasu na dachach budynków użyteczności publicznej zamontowano cztery kolejne instalacje, które razem mają około 300 kWp. Inwestycja jest długoterminową i zrównoważoną inwestycją w ochronę klimatu, a także zachętą do zajęcia się tematem lokalnie jako członek.

Członkiem spółdzielni można zostać kupując dwie akcje po 100 EUR każda. Członek spółdzielni udziela również pożyczki w wysokości 1 800 EUR na konkretny projekt energetyczny. Oprocentowanie pożyczek – na okres 20 lat – jest obliczane odrębnie dla każdego projektu. Przy tym dokonuje się obliczenia defensywnego. Jeżeli projekty energetyczne spółdzielni generują więcej, ten dodatkowy dochód zostanie podzielony między członków na podstawie posiadanych udziałów. Nawiasem mówiąc, sami członkowie na Walnym Zgromadzeniu decydują o wysokości tych wypłat.

Inicjatorzy spółdzielni energetycznej prowadzą obecnie wiele wykładów w innych miejscach. Podczas spotkań i rozmów z mieszkańcami doświadczają, że temat energetyki wiatrowej przyciąga wielu obywateli, ale są oni również bardzo zainteresowani tematem spółdzielni.

4.3.5. Spółdzielnia energetyczna Lieberhausen eG

Punktem wyjścia do założenia spółdzielni energetycznej była chęć stworzenia przyjaznej dla środowiska sieci energetycznej dla mieszkańców. Dyskusje z regionalnym dostawcą energii nie były w tym momencie przydatne. Mieszkańcy początkowo reagowali bardzo ostrożnie. Następnie wraz z zainteresowanymi



mieszkańcami inicjatorzy odwiedzili dwa oparte na drewnie systemy grzewcze, które zaopatrują kilka budynków mieszkalnych w energię ciepłą za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej. Te spotkania mające na celu ustalenie faktów były ważne, aby zmienić opinię w wiosce na temat własnej lokalnej sieci ciepłowniczej. Przeprowadzono studium wykonalności – o projekcie zdecydowano podczas następnego dorocznego walnego zgromadzenia związku lokalnego.

Przy wsparciu EnergieAgentur.NRW omówiono różne możliwości wdrażania i finansowania. Aby system był opłacalny, potrzebowano co najmniej 40 gospodarstw domowych. Ku zaskoczeniu inicjatorów 42 właściciele domów natychmiast wyraziło zgodę, mimo że kalkulowana cena energii była wyższa niż koszt własnego ogrzewania olejowego. Ale nawet wtedy było jasne, że ceny paliw kopalnianych będą w przyszłości nadal rosły. 92 ze wszystkich 108 domów w Lieberhausen jest teraz podłączonych do lokalnej sieci ciepłowniczej.

W kwietniu 1999 r. powstała spółdzielnia energetyczna Lieberhausen eG w celu wsparcia elektrociepłowni i lokalnej sieci ciepłowniczej. Ta forma prawna tworzy odpowiednie ramy: dla modelu organizacyjnego, który spełnia wymagania lokalnej sieci ciepłowniczej – tzn. wielu użytkowników – i jest oparty na udziale obywateli. Dzięki własnej inicjatywie mieszkańców można sporo zaoszczędzić na planowaniu, budowie i eksploatacji instalacji.

Bio-ciepło pozyskiwane jest z ciepłowni na zrębki, która jest zaopatrywana w materiał z lokalnych lasów. Z góry niektórzy mieszkańcy obawiali się, że las na tym obszarze będzie musiał zostać wycięty na potrzeby elektrowni. Ale tak nie jest: w lasach regionu dzięki normalnej pielęgnacji lasu produkuje się więcej niż wystarczającą ilość drewna. Spółdzielnia pozyskuje materiał z właściwych urzędów leśnych i ściśle współpracuje ze Stowarzyszeniem Gospodarki Leśnej w Lieberhausen oraz większymi prywatnymi zarządcami lasów w regionie.

Opalana drewnem ciepłownia wyposażona jest w wypalarkę rusztu ruchomego o nominalnej mocy 970 kW. Ten rodzaj wypalania jest bardzo solidny i umożliwia stosowanie paliwa o różnych rozmiarach ziarna, takich jak trociny, kawałki kory lub

dłuższe pasy drewna. Materiał grzewczy jest wstępnie suszony w hali magazynowej o powierzchni 3 600 metrów sześciennych zbudowanej przez spółdzielnię w 2004 roku. Zrębki są następnie w pełni automatycznie podawane do pieca na drewno za pośrednictwem silosu magazynowego, który podgrzewa wodę do 90 stopni Celsjusza w celu dostarczenia ciepła. Dostępny jest kocioł olejowy o mocy cieplnej 1 400 kilowatów, przygotowany na wypadek awarii. Na centrum grzewcze trzeba było przeznaczyć 1,7 miliona EUR i 6 230 metrów rurociągów.

Członkowie zainwestowali w udziały o wartości 90 000 EUR. Składka na spółdzielnię została ustalona na 1 050 EUR, około 1 500 EUR wynosiły opłaty za trasę. Około 3 000 EUR było do zapłaty za dostawę do domu, dlatego każde gospodarstwo domowe musiało zainwestować około 5 500 EUR w koszty przyłączenia. Przeciętnie stare gospodarstwo domowe oszczędza około 1 000 EUR rocznie na kosztach energii, dzięki czemu koszty instalacji zwróciły się już w szóstym roku. Poza tym nie potrzeba już komina, a w domu nie są już przechowywane niebezpieczne substancje. Ponieważ zbiornik i kocioł zniknęły z domu, uzyskano dodatkowe pomieszczenie w piwnicy. Instalacja została sfinansowana z pożyczki udzielonej przez grupę bankową KfW i z dotacji w wysokości 700 000 EUR.

4.3.6. NEW – Neue Energie West eG

Dziś NEW oznacza nie tylko okręg Neustadt (Waldnaab) w północnej części Górnego Palatynatu, ale także międzygminną spółdzielnię energetyczną. Pod hasłem „Z regionu – dla regionu” dziesięć miast i gmin połączyło siły w lutym 2009 r., aby przekształcić swoje dostawy energii w odnawialne źródła energii do roku 2030. Inicjatywa utworzenia spółdzielni wyszła od zakładu komunalnego w Grafenwöhr, który od dawna zajmuje się kwestią promowania energii odnawialnej nie tylko we własnej gminie, ale wraz z innymi gminami w swoim regionie. Tak więc opracowano pomysł spółdzielni międzygminnej i pozyskano przychylną radę administracyjnej Stadtwerke.

W pewnym stopniu NEW jest parasolem, pod którym inicjowane są projekty rozwoju energii odnawialnych. Statut stanowi, że spółdzielnia powinna inwestować wyłącznie w branżę energii odnawialnych. Władze lokalne i spółki komunalne w regionie są bezpośrednio zaangażowane we wspólne przedsięwzięcia. Warunkiem członkostwa jest nabycie co najmniej jednego udziału, który został ustalony na łączną kwotę 5 000 EUR. Do tej pory do spółdzielni dołączyło 19 członków gminy posiadających łącznie ponad 75 udziałów.

Trzej burmistrzowie stanowią zarząd, a inni przedstawiciele gminy pracują jako członkowie honorowi w radzie nadzorczej. Mieszkańcy regionu są również zaangażowani w NEW. Nie mogą jednak bezpośrednio zostać członkami, ale nabywają udziały w drugiej spółdzielni będącej własnością Bürger-Energiegenossenschaft West eG (BEW). Ta spółdzielnia jest z kolei pełnoprawnym członkiem NEW.

Spółdzielcza forma organizacji ułatwia zatem nie tylko współpracę i godzenie interesów między gminami, ale także aktywny udział obywateli. Każdy, kto chce zainwestować co najmniej 500 EUR, może nabyć udział w BEW. Aktualnie 1 100 osób prywatnych posiada około 22 000 akcji spółdzielni. Łącznie ponad 10 milionów EUR zostanie udostępnionych NEW na inwestycje. Liczby te pokazują, że obywatele ufają swoim gminom i że współpraca kooperacyjna nikogo nie oszukuje. W pierwszym roku na dachach zainstalowano trzy instalacje fotowoltaiczne o mocy szczytowej 50 kilowatów. Zostały one całkowicie sfinansowane z kapitału własnego. W 2010 r. dodano siedem dachowych instalacji fotowoltaicznych o szczytowej mocy 241 kilowatów i dwa otwarte systemy fotowoltaiczne o szczytowej mocy 3,1 megawata. W 2011 r. zamontowano dodatkowe instalacje fotowoltaiczne, w tym dwa systemy open-space o mocy 650 kWp i 2,1 MWp. Obecnie zainstalowane są systemy o łącznej mocy ponad 6,2 megawata. Dotychczas zainwestowana suma wynosi około 14,5 miliona EUR. W przyszłości planowane jest uruchomienie lokalnych sieci ciepłowniczych oraz zakładów produkcji biomasy i zrębków. Zgodnie z przeprowadzonymi analizami w odpowiednich lokalizacjach powinny być wznoszone elektrownie wiatrowe i wodne.

Źródła:

- I. P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft* (pol. *Podręcznik gospodarki energetycznej*), wyd. 4, 2017, VDI, Springer Vieweg.
- II. DGRV, *Genossenschaftsverband* (pol. *Związek spółdzielni*), www.dgrv.de.
- III. B. Klagge, H. Schmole, I. Seidl et.al, *Zukunft der deutschen Energiegenossenschaften* (pol. *Przyszłość niemieckich spółdzielni energetycznych*) 2016.
- IV. F. Kahla, L. Holstenkamp, J.R. Müller et.al, *Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaft in Deutschland*, *Leuphana Universität w Lüneburg* (pol. *Rozwój i stan obywatelskich spółek energetycznych w Niemczech*) 2017.

NINIEJSZY RAPORT MA CHARAKTER TECHNICZNY. ZA POPRAWNOŚĆ JĘZYKOWĄ I STYLISTYCZNĄ TEKSTU ODPOWIADAJĄ AUTORZY. ZESPÓŁ REDAKCYJNY TYLKO W NIEWIELKIM STOPNIU WPŁYNAŁ NA FORMĘ RAPORTU – W CELU UJEDNOLICENIA WSZYSTKICH PUBLIKOWANYCH W TYM DZIALE TEKSTÓW.