

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

Stan energetyki wiatrowej w Polsce

w 2016 roku

The Polish Wind Energy Association

The State of Wind Energy in Poland

in 2016

CLIFFORD
CHANCE


Invest
in Poland

tpa


PSEW

czerwiec, 2017 – June, 2017

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

Stan energetyki wiatrowej w Polsce

w 2016 roku

The Polish Wind Energy Association

The State of Wind Energy in Poland

in 2016

czerwiec, 2017
June, 2017

Drodzy Czytelnicy,

Mam przyjemność oddać w Wasze ręce raport – kompendium wiedzy – dotyczący sektora energetyki wiatrowej, obejmujący aktualną analizę rozwoju sytuacji w Polsce, opracowany przez główną organizację skupiającą podmioty z branży – Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej we współpracy z Polską Agencją Inwestycji i Handlu, firmą doradczą TPA Poland, a także kancelarią prawną Clifford Chance.

Na świecie trwa okres prosperity energetyki wiatrowej. Nadal bije ona bowiem rekordy popularności – na koniec 2016 r. na świecie pracowały farmy wiatrowe o łącznej mocy 486,7 GW. Wartość przyrostu zainstalowanych mocy w 2016 r. wyniosła jednak 54,6 GW wobec 63,6 GW w roku poprzednim¹.

Wartość zainstalowanych mocy farm wiatrowych w Europie w 2016 roku wyniosła natomiast 153,7 GW, a potencjał farm wiatrowych wyprzedził łączne moce elektrowni węglowych, ustępując jedynie elektrowniom gazowym².

W Polsce łączne moce farm wiatrowych wynoszą 5,8 GW, co plasuje Polskę na 7. pozycji w Unii Europejskiej pod względem skumulowanej mocy. Dla porównania, łączna zainstalowana moc wytwórcza w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła w Polsce 41,4 GW.

Pomimo tych, wydawałoby się, optymistycznych danych, branża w Polsce przeżywa jednak największy kryzys w swojej historii. Zarówno firmy o ugruntowanej pozycji rynkowej, jak i mniejsi inwestorzy mierzą się z ogromnym problemem wynikającym z nadpodaży zielonych certyfikatów obniżającej rentowność bardzo wielu projektów OZE, w tym wiatrowych. Sytuację dodatkowo pogorszyło wejście w życie tzw. ustawy odległościowej. Z jednej strony całkowicie zablokowała ona możliwość dalszego rozwoju energetyki wiatrowej opartej przecież o ciche, nowoczesne i wydajne turbiny wiatrowe, a z drugiej kilkakrotnie zwiększyła ciężar opodatkowania podatkiem od nieruchomości przez to, że za budowlę uznano także elementy techniczne wiatraka. Szczegółową analizę tej sytuacji znajdują Państwo na kolejnych stronach naszego raportu.

W tym czasie w Europie w decydującą fazę wchodzi publiczna debata o przyszłości europejskiego rynku energii i przedstawionej propozycji tzw. pakietu zimowego, który będzie miał bardzo duży wpływ także na Polskę. Najważniejsze wątki tej

Dear Readers,

It is my pleasure to present this report – a compendium of knowledge – on the Polish wind power sector, with an up-to-date analysis of developments in Poland, prepared by the Polish Wind Energy Association, the leading institution gathering the stakeholders from the industry, in cooperation with the Polish Investment and Trade Agency, TPA Poland consulting company and Clifford Chance legal firm.

The world's wind power sector enjoys a period of prosperity, as it continues to break records – at the end of 2016 wind farms in operation had a total capacity of 486.7 GW globally. However, new capacity installed in 2016 was 54.6 GW compared to 63.6 GW in previous year¹.

Cumulated installed capacity in European wind farms in 2016 amounted to 153.7 GW, surpassing the total capacity of coal-fired plants, and second only to gas-fired plants².

In Poland, the installed capacity in wind farms amounts to 5.8 GW, putting Poland in 7th place in the European Union in terms of cumulated capacity. For comparison, the total capacity installed in the Polish national power system was 41.4 GW.

Despite this apparently optimistic data, the wind power industry in Poland is undergoing the largest crisis in its history. Both companies with a solid market position and smaller investors are facing the enormous problem of oversupply of green certificates, reducing the profitability of very many RES projects, wind farms included. The situation was additionally worsened by the coming into effect of the Wind Farm Act. On the one hand, it completely blocked the possibility for future development of wind power based on quiet, modern and efficient wind turbines, and on the other it significantly increased the burden of property tax due to the inclusion of technical elements of wind turbines in the definition of building structure. A detailed analysis of this situation is presented later in the report.

Meanwhile, the European public debate on the future of the European energy market and the so-called Winter Package, due to have a huge impact also on Poland, is entering the decisive phase. The most important topics of that discussion and the prospects for Poland are also described later in this report.



¹ Global Wind Energy Council.

² WindEurope.

¹ Global Wind Energy Council.

² WindEurope

debaty i perspektywy dla Polski również znajdują Państwo w dalszej części tego opracowania.

Na końcu piszemy natomiast o tym, jak naprawdę wygląda akceptacja społeczna dla energetyki wiatrowej w Polsce oraz o tym, jaki potencjał energetyczny drzemie w naszej części Morza Bałtyckiego. Do 2030 roku na polskich wodach mogłyby powstać morskie farmy wiatrowe o mocy nawet 6 GW, które poza generowaniem do systemu elektroenergetycznego dodatkowej mocy, byłyby też solidnym wzmocnieniem polskiej gospodarki.

Oddając w Państwa ręce niniejszy raport, wierzę, że będzie on wartościowym źródłem informacji o bieżącej sytuacji w sektorze energetyki wiatrowej.

Zapraszam do lektury

Janusz Gajowiecki
Prezes Zarządu
Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

Finally, we address the actual situation with regard to public acceptance for wind power in Poland and the energy generation potential of the Polish part of the Baltic Sea. Until 2030, as much as 6 GW in offshore wind could be built in Polish waters, not only generating additional electricity for the Polish power system, but also giving a significant boost to the Polish economy.

Presenting to you this report, I believe it will be a valuable source of information about the current situation in the wind energy sector.

I hope you find the report interesting.

Janusz Gajowiecki
President of the Board
Polish Wind Energy Association

Spis treści

1. Energetyka wiatrowa w Polsce na tle sytuacji sektora na świecie	7
1.1. Ponad 480 GW mocy wiatrowych na świecie	8
1.2. Wiatr w Europie wyprzedził węgiel	9
1.3. Polskie 700 MW w kilka miesięcy, a potem stagnacja	11
2. Ramy prawne a sytuacja energetyki wiatrowej w Polsce	15
2.1. System wsparcia dla farm wiatrowych w Polsce	16
2.2. Proponowane kierunki zmian w ustawie o OZE	27
2.3. Regulamin aukcji	32
2.4. Propozycje doprecyzowujące regulamin aukcji	34
2.5. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych	41
2.6. Proponowane kierunki zmian w ustawie odległościowej	44
2.7. Odległości wiatraków w Polsce na tle odległości w innych krajach	47
3. Skutki gospodarcze zmian legislacyjnych	55
3.1. Wpływ zahamowania nowych inwestycji wiatrowych na gospodarkę	56
3.2. Efekty zmian legislacyjnych w stosunku do branży energetyki wiatrowej	57
4. Nadpodaż zielonych certyfikatów	59
5. Jak Polska realizuje unijne zobowiązania dotyczące zielonej energii – analiza dotycząca rocznych celów OZE	63
6. Rynek mocy a sektor wiatrowy	71
6.1. Rynek mocy a pakiet zimowy	73
6.2. Wpływ rynku mocy na energetykę wiatrową	75
7. Integracja energetyki wiatrowej w sieci	77
7.1. Źródła w OZE w elastycznym systemie elektroenergetycznym	79
7.2. Usługi regulacyjne z farm wiatrowych	80
7.3. Udział elektrowni wiatrowych a rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym	88

Table of contents

1. Wind power in Poland compared to the global situation	7
1.1. Over 480 GW of global wind capacity	8
1.2. Wind surpassed coal in Europe	9
1.3. Poland's 700 MW in several months, followed by stagnation	11
2. Legal framework and the situation of wind power in Poland	15
2.1. Support scheme for wind farms in Poland	16
2.2. Proposed directions of changes to the RES Act	27
2.3. Auction regulations	32
2.4. Proposals for clarification of auction regulations	34
2.5. The Wind Farm Act	41
2.6. Proposed changes to the Wind Farm Act	44
2.7. Wind turbine distances in Poland compared to other countries	47
3. Economic consequences of legislative changes	55
3.1. The effect of halting new wind investments on the economy	56
3.2. Effects of legislative changes for the wind power industry	57
4. Oversupply of green certificates	59
5. How Poland meets its obligations on green energy – analysis of yearly RES targets	63
6. Capacity market and the wind power sector	71
6.1. Capacity market vs Winter Package	73
6.2. Impact of capacity market on the wind power sector	75
7. Grid integration of wind power	77
7.1. RES in a flexible power system	79
7.2. Ancillary services from wind farms	80
7.3. Wind energy penetration vs. capacity reserves in the power system	88

8. Bariery inwestycyjne dla dalszego rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce	91	8. Investment barriers to further development of wind power in Poland	91
8.1. Ryzyko polityczne	92	8.1. Political risk	92
8.2. Podatek od nieruchomości	94	8.2. Property tax	94
8.3. Zaporowe kryterium odległości	96	8.3. Prohibitive minimum distance requirement	96
8.4. Trudności z finansowaniem	96	8.4. Difficulties with funding	96
9. Rentowność projektów wiatrowych	99	9. Profitability of wind projects	99
9.1. Rentowność obecnie istniejących instalacji	100	9.1. Profitability of existing installations	100
9.2. Rentowność instalacji mogących powstać w systemie aukcyjnym	102	9.2. Profitability of installations to be built under the auction system	102
10. Nowe narzędzia ochrony krajobrazu	105	10. New landscape protection instruments	105
11. Kodeks urbanistyczno-budowlany – szanse i zagrożenia	111	11. Urban Planning and Building code – opportunities and threats	111
12. Pakiet zimowy – nowe oblicze sektora energetycznego	115	12. Winter Package – a new shape of the energy sector	115
12.1. Szanse dla sektora wiatrowego	122	12.1. Opportunities for the wind sector	122
12.2. Ryzyko związane z pakietem zimowym	124	12.2. Risks related to the Winter Package	124
13. Morskie farmy wiatrowe	125	13. Offshore wind farms	125
13.1. Otoczenie regulacyjne	126	13.1. Regulatory framework	126
13.2. Kiedy i gdzie zobaczymy morskie farmy wiatrowe w Polsce	132	13.2. When and where will we see offshore wind farms in Poland	132
13.3. Potencjał rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce	133	13.3. Development potential of offshore wind power in Poland	133
14. Akceptacja społeczna dla energetyki wiatrowej w Polsce	139	14. Public acceptance for wind power in Poland	139
14.1. Polacy o OZE w 2016 roku	140	14.1. Poles on RES in 2016	140
14.2. Smog a energetyka odnawialna	141	14.2. Smog and renewable energy	141
14.3. Polacy o zmianach klimatu i niedoborze energii	142	14.3. Poles on climate change and energy shortages	142
14.4. Wsparcie rządu	143	14.4. Government support	143
14.5. Elektrownie wiatrowe na tle innych źródeł wytwarzania energii	145	14.5. Wind power compared to other energy generation sources	145
14.6. Wady i zalety farm wiatrowych	146	14.6. Advantages and disadvantages of wind farms	146
15. Prognoza dla energetyki wiatrowej w Polsce	153	15. Prospects for wind power in Poland	153
16. Autorzy raportu	157	16. Authors of the report	157
17. Zostań członkiem PSEW	165	17. Join PWEA	165

Energetyka wiatrowa w Polsce na tle sytuacji sektora na świecie

Wind power in Poland compared to the global situation



1.1. Ponad 480 GW mocy wiatrowych na świecie

Całkowita moc farm wiatrowych na świecie wyniosła 486,7 GW na koniec 2016 r. według Global Wind Energy Council. Wartość nowych podłączeń wyniosła 54,6 GW i co prawda była niższa niż w 2015 r. (kiedy to podłączono 63,6 GW), stanowiła jednak drugą wartość w historii.

Nowe moce farm wiatrowych i łączna moc w latach 2001–2016

Rok	Nowe przyłączenia	Łącznie na koniec roku
Year	New capacity	Total at year end
2001	6500	23900
2002	7270	31100
2003	8133	39431
2004	8207	47620
2005	11531	59091
2006	14703	73957
2007	20310	93924
2008	26850	120696
2009	38475	159052
2010	39062	197956
2011	40635	238110
2012	45030	282850
2013	36023	318697
2014	51675	369862
2015	63633	432680
2016	54642	486790

Źródło: Global Wind Energy Council.

Na koniec 2016 r. niekwestionowanym światowym liderem pod względem mocy farm wiatrowych były Chiny, dysponujące elektrowniami wiatrowymi o mocy 168,7 GW (34,7% światowego udziału). Krajami z udziałem ponad 5% były jeszcze USA (82,2 GW), Niemcy (50 GW) i Indie (28,7 GW).

Kraje o największej mocy farm wiatrowych na koniec 2016 r.

Kraj	Moc (MW)	Udział (%)
Country	Installed capacity (MW)	Share (%)
Chiny (China)	168 732	34,7%
USA (United States)	82 184	16,9%
Niemcy (Germany)	50 018	10,3%
Indie (India)	28 700	5,9%
Hiszpania (Spain)	23 074	4,7%
Wielka Brytania (United Kingdom)	14 543	3,0%

1.1. Over 480 GW of global wind capacity

According to Global Wind Energy Council, the world's total installed capacity of wind farms amounted to 486.7 GW at the end of 2016. New installed capacity reached 54.6 GW, and although it was lower than in 2015 (with 63.6 GW of new capacity), it was still the second highest in history.

New and total capacity in wind farms in 2001-2016

Source: Global Wind Energy Council.

At the end of 2016 China was an unquestionable global leader in terms of wind farm capacity, with 168.7 GW installed (34.7% of global capacity). Other countries with a share above 5% included the United States (82.2 GW), Germany (50 GW) and India (28.7 GW).

Countries with largest wind farm capacities (end of 2016)

Kraj	Moc (MW)	Udział (%)
Country	Installed capacity (MW)	Share (%)
Francja (France)	12 066	2,5%
Kanada (Canada)	11 900	2,4%
Brazylia (Brazil)	10 740	2,2%
Włochy (Italy)	9 257	1,9%
Pozostałe (Others)	75 576	15,5%
RAZEM (TOTAL)	486 790	100,0%

Źródło: Global Wind Energy Council.

Morskie farmy wiatrowe cieszą się popularnością przede wszystkim w Wielkiej Brytanii (5,2 GW), Niemczech (4,1 GW) oraz Chinach (1,6 GW).

Moce farm wiatrowych na morzu na koniec 2015 i 2016 (MW)

Kraj	2015	2016
Country		
Wielka Brytania (United Kingdom)	5100	5156
Niemcy (Germany)	3295	4108
Chiny (China)	1035	1627
Dania (Denmark)	1271	1271
Niderlandy (Netherlands)	427	1118
Belgia (Belgium)	712	712
Szwecja (Sweden)	202	202
Japonia (Japan)	53	60
Korea Południowa (South Korea)	5	35
Finlandia (Finland)	32	32
USA (United States)	0	30
Irlandia (Ireland)	25	25
Hiszpania (Spain)	5	5
Norwegia (Norway)	2	2
Portugalia (Portugal)	2	0

Źródło: Global Wind Energy Council.

1.2. Wiatr w Europie wyprzedził węgiel

Wartość zainstalowanych mocy farm wiatrowych w Europie w 2016 r. kształtowała się na poziomie zbliżonym do roku poprzedniego według danych WindEurope. Tym samym, łączna moc zainstalowanych farm wiatrowych wyniosła 153,7 GW. O popularności energetyki wiatrowej w Europie świadczy fakt, że potencjał farm wiatrowych wyprzedził łączne moce elektrowni węglowych, ustępując jedynie elektrowniom gazowym.

W 2016 r. odnawialne źródła energii odpowiadały za 86% nowych instalacji w Europie – 21,1 GW wobec 24,5 GW nowych mocy ze wszystkich źródeł.

Source: Global Wind Energy Council.

The countries with largest installed capacities in offshore wind farms were: the UK (with 5.2 GW), Germany (4.1 GW) and China (1.6 GW).

Capacities in offshore wind farms at the end of 2015 and 2016 (MW)

Source: Global Wind Energy Council.

1.2. Wind surpassed coal in Europe

According to data from the WindEurope, in 2016 new additions in wind farm capacity in Europe were on a level similar to previous year. The total installed capacity in wind reached 153.7 GW. This proves the success of wind power in Europe, meaning that the capacity in wind has now surpassed the total capacity of coal-fired plants, and is second only to gas power plants.

In 2016, renewable energy sources had an 86-percent share in all new installations in Europe, with 21.1 GW of new capacity out of 24.5 GW total for all sources. Investments related to development

Nakłady inwestycyjne w związku z finansowaniem rozwoju farm wiatrowych wyniosły 27,5 miliarda euro – co stanowi 5% przyrost wobec roku poprzedniego. Pod względem energii wytworzonej wiatr przyczynił się do wyprodukowania 300 TWh energii elektrycznej, co zaspokoiło 10,4% europejskiego popytu na elektryczność.³

Czołówka 5 krajów w Europie pod względem zainstalowanej mocy farm wiatrowych pozostała niezmienna: 1. Niemcy, 2. Hiszpania, 3. Wielka Brytania, 4. Francja, 5. Włochy.

of wind farms amounted to EUR 27.5bn, a 5% increase on last year. In terms of energy generated, wind contributed 300 TWh, covering 10.4% of the European energy demand³.

The top 5 countries in Europe in terms of installed capacity in wind farms remained unchanged: 1. Germany, 2. Spain, 3. United Kingdom, 4. France, 5. Italy.

Moce farm wiatrowych w Europie

Wind farm capacities in Europe

EU (28)	Zainstalowano w 2015	Koniec 2015	Zainstalowano w 2016	Koniec 2016
	Installed in 2015	End of 2015	Installed in 2016	End of 2016
Niemcy (Germany)	6 008	44 946	5 443	50 019
Hiszpania (Spain)	-	23 025	49	23 075
Wielka Brytania (United Kingdom)	1 149	13 809	736	14 542
Francja (France)	1 073	10 505	1 561	12 065
Włochy (Italy)	306	8 975	282	9 257
Szwecja (Sweden)	615	6 029	493	6 519
Polska (Poland)	1 266	5 100	682	5 782
Portugalia (Portugal)	120	5 050	268	5 316
Dania (Denmark)	234	5 063	220	5 227
Holandia (Netherlands)	621	3 443	887	4 328
Rumunia (Romania)	23	2 976	52	3 028
Irlandia (Ireland)	224	2 446	384	2 830
Austria (Austria)	319	2 404	228	2 632
Belgia (Belgium)	266	2 218	177	2 386
Grecja (Greece)	156	2 135	239	2 374
Finlandia (Finland)	379	1 011	570	1 539
Bułgaria (Bulgaria)	-	691	-	691
Litwa (Lithuania)	27	315	178	493
Chorwacja (Croatia)	45	387	34	422
Węgry (Hungary)	-	329	-	329
Estonia (Estonia)	1	303	7	310
Czechy (Czech Republic)	-	281	-	281
Cypr (Cyprus)	11	158	-	158
Łotwa (Latvia)	-	62	2	63
Luksemburg (Luxembourg)	-	58	-	58
Słowacja (Slovakia)	-	3	-	3
Słowenia (Slovenia)	-	3	-	3
Malta (Malta)	-	-	-	-
Całkowicie EU (28) (Total EU)	12842	141726	12490	153730

Źródło: WindEurope.

Source: WindEurope.

³ WindEurope.


³ WindEurope

1.3. Polskie 700 MW w kilka miesięcy, a potem stagnacja

Polska energetyka jest tradycyjnie oparta o zasoby kopalne – węgiel kamienny i węgiel brunatny. W 2016 r. produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 162,6 TWh. Udział dominującego źródła – węgla kamiennego w wytworzeniu energii elektrycznej wyniósł 50%, węgla brunatnego 31,4%, a źródła wiatrowe odpowiedzialne były za 7,14% produkcji energii elektrycznej (elektrownie wiatrowe wytworzyły 11,6 TWh).

Wśród odnawialnych źródeł energii odnawialnej farmy wiatrowe wiodą zdecydowany prym. Moc za instalowanych farm wiatrowych w Polsce wyniosła 5,8 GW na koniec 2016. Stanowiło to 69% wszystkich rodzajów OZE. Na przestrzeni lat 2005–2016 energetyka oparta o źródła wiatrowe była najdynamiczniej rozwijającą się kategorią OZE w Polsce – osiągając przyrost blisko 70-krotny.

Na drugim miejscu znalazły się instalacje wykorzystujące biomasę (15,2% udział i 1,3 GW mocy), na trzecim elektrownie wodne (11,8% udział i 1,0 GW mocy) według danych Urzędu Regulacji Energetyki.

 **Struktura produkcji, krajowe saldo wymiany transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2015-2016 (GWh)**

	2015 r.	2016 r.	Dynamika % change
Produkcja energii elektrycznej ogółem (Total electricity generation)	161 772	162 626	0,53
W tym: elektrownie na węglu kamiennym (Hard coal-fired plants)	81 883	81 348	- 0,65
Elektrownie na węglu brunatnym (Brown coal-fired plants)	53 564	51 204	- 4,41
Elektrownie gazowe (Gas-fired plants)	4 193	5 776	37,77
Elektrownie przemysłowe (Industrial plants)	9 757	10 130	3,82
Elektrownie zawodowe wodne (Large hydro)	2 261	2 399	6,1
Źródła wiatrowe (Wind power)	10 041	11 623	15,76
Inne źródła odnawialne (Other renewables)	73	146	100,03
Saldo wymiany zagranicznej (Cross-border exchange)	-334	1 999	-
Krajowe zużycie energii (National electricity consumption)	161 438	164 625	1,97


Źródło: PSE S.A.

1.3. Poland's 700 MW in several months, followed by stagnation

The Polish energy sector is traditionally based on fossil fuels – hard and brown coal. In 2016 electricity production in Poland was 162.6 TWh, out of which wind farms generated 11.6 TWh. The dominating source – hard coal – had a 50% share in electricity generation, brown coal (lignite) – 31.4%, and wind had a 7.14% share.

Wind farms are leaders among renewable energy sources. The capacity of wind farms installed in Poland was 5.8 GW at the end of 2016, amounting to 69% of all RES capacity. In the period of 2005–2016 wind power saw the most dynamic development among all RES in Poland, with an almost 70-fold increase.

Biomass came in second place (15.2% share and 1.3 GW capacity), with hydro in third (11.8% share and 1.0 GW capacity), according to data from the Energy Regulatory Office (ERO).


 **Generation structure, cross-border exchange and electricity consumption in 2015 and 2016 (GWh)**

Source: PSE S.A.

Obecnie zdecydowanym liderem w kraju pod względem mocy farm wiatrowych jest korzystające z bałtyckich wiatrów województwo zachodniopomorskie (blisko 1,5 GW mocy farm wiatrowych). Na kolejnych miejscach znajdują się wielkopolskie (687 MW) i pomorskie (685 MW).

Currently, the clear leader in Poland in terms of wind farm capacity is West Pomeranian (Zachodniopomorskie) province, benefitting from the Baltic Sea winds (almost 1.5 GW of installed capacity in wind farms), with Greater Poland (Wielkopolskie – 687 MW) and Pomerania (Pomorskie – 685 MW) second and third.

 Liczba instalacji farm wiatrowych i moce zainstalowane na koniec 2016 r.

 Number of wind farms and installed capacity at the end of 2016 by province

Województwo	Liczba instalacji	Moc [MW]
Province	Number of installations	Capacity [MW]
zachodniopomorskie	98	1477,2
wielkopolskie	218	686,8
pomorskie	56	684,9
kujawsko-pomorskie	296	592,6
łódzkie	219	579,8
mazowieckie	98	378,8
warmińsko-mazurskie	43	353,6
podlaskie	28	197,3
lubuskie	14	192,0
dolnośląskie	13	176,4
podkarpackie	25	152,9
opolskie	11	138,2
lubelskie	10	134,9
śląskie	29	33,1
świętokrzyskie	22	22,3
małopolskie	13	6,7
RAZEM	1,193	5807,4


Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.⁴

Source: Energy Regulatory Office.⁴

Według Urzędu Regulacji Energetyki, w 2016 roku powstały w Polsce nowe farmy wiatrowe o łącznej mocy 1,2 GW, co stanowiło przyrost o 26,7% w stosunku do roku poprzedniego.

According to the Energy Regulatory Office (ERO), new wind farms with a total capacity of 1.2 GW were built in Poland in 2016 – a 26.7% increase compared to the previous year.

 Moc instalacji OZE na koniec 2016 r. w Polsce według URE

 RES installation capacity at the end of 2016 in Poland according to ERO data

rok	biogaz	biomasa	słoneczna	wiatrowa	hydro	łącznie
year	biogas	biomass	solar	wind	hydro	total
2005	32	189,8	-	83,3	852,5	1157,6
2006	36,8	238,8	-	152,6	934	1362,2
2007	45,7	255,4	-	288	934,8	1523,9
2008	54,6	232	-	451,1	940,6	1678,3
2009	70,9	252,5	-	724,7	945,2	1993,3
2010	82,9	356,2	-	1180,3	937	2556,4
2011	103,5	409,7	1,1	1616,4	951,4	3082,1
2012	131,2	820,7	1,3	2496,7	966,1	4416

⁴ <https://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>.

⁴ <https://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>.

rok	biogaz	biomasa	słoneczna	wiatrowa	hydro	łącznie
year	biogas	biomass	solar	wind	hydro	total
2013	162,2	986,9	1,9	3389,5	970,1	5510,6
2014	188,5	1008,2	21	3833,8	977	6028,5
2015	212,5	1122,7	71	4582	981,8	6970
2016	234	1281,1	99,1	5807,4	994	8415,6

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Source: Energy Regulatory Office.

Realny obraz rynku wiatrowego w 2016 r. widać jednak po spojrzeniu na dane Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Wskazują one, że faktyczny przyrost w ubiegłym roku wyniósł zaledwie ok. 700 MW, przy czym przeważająca większość instalacji to elektrownie, których budowa rozpoczęła się jeszcze w 2015 r., a inwestorzy nie zdążyli z ich oddaniem do końca roku. Przedłużenie obowiązywania systemu zielonych certyfikatów o pół roku pozwoliło im dokończyć te instalacje i uruchomić w pierwszej połowie roku 2016. Przez kolejne sześć miesięcy branża energetyki wiatrowej weszła już jednak w fazę stagnacji, która trwa do dzisiaj. Projekty gotowe do wybudowania czekają na możliwość realizacji.

W tym okresie praktycznie zaniechano wszelkich działań związanych z rozwijaniem nowych projektów wiatrowych. Jednym z głównych powodów wstrzymania dalszego rozwoju branży jest wejście w życie tzw. ustawy odległościowej, która ustaliła minimalną odległość turbin m.in. od domów na poziomie co najmniej 10-krotności wysokości całej instalacji. W praktyce oznacza to, że nowoczesny wiatrak powinien być oddalony o ok. 1,5–2 km od zabudowań i to niezależnie od opinii mieszkańców danego regionu.

Na bezprecedensową i stale pogarszającą się sytuację aktualnie pracujących w Polsce elektrowni wiatrowych wpływają dwa główne czynniki. Pierwszym jest sytuacja na rynku zielonych certyfikatów, który mierzy się z rekordową nadpodażą świadectw pochodzenia, prowadzącą do obniżenia ich ceny nawet poniżej 30 zł/MWh. Związany z tym drastyczny spadek przychodów wytwórców energii z wiatru wiąże się często nawet z brakiem możliwości spłacania kolejnych rat kredytów bankowych, w oparciu o które wybudowano w Polsce dużą część instalacji wiatrowych. Drugim czynnikiem jest fakt, że podczas aukcji OZE w 2016 roku rząd w ogóle nie zorganizował aukcji migracyjnych dla istniejących elektrowni wiatrowych o mocy powyżej 1 MW. Podobnie ma być także w roku 2017. Dodatkowo w odniesieniu do ewentualnych nowych elektrowni w roku 2017 założono licytację dla instalacji o łącznej mocy zaledwie około 150 MW, co jest ułamkiem projektów czekających na aukcje i gotowych do realizacji w każdej chwili.

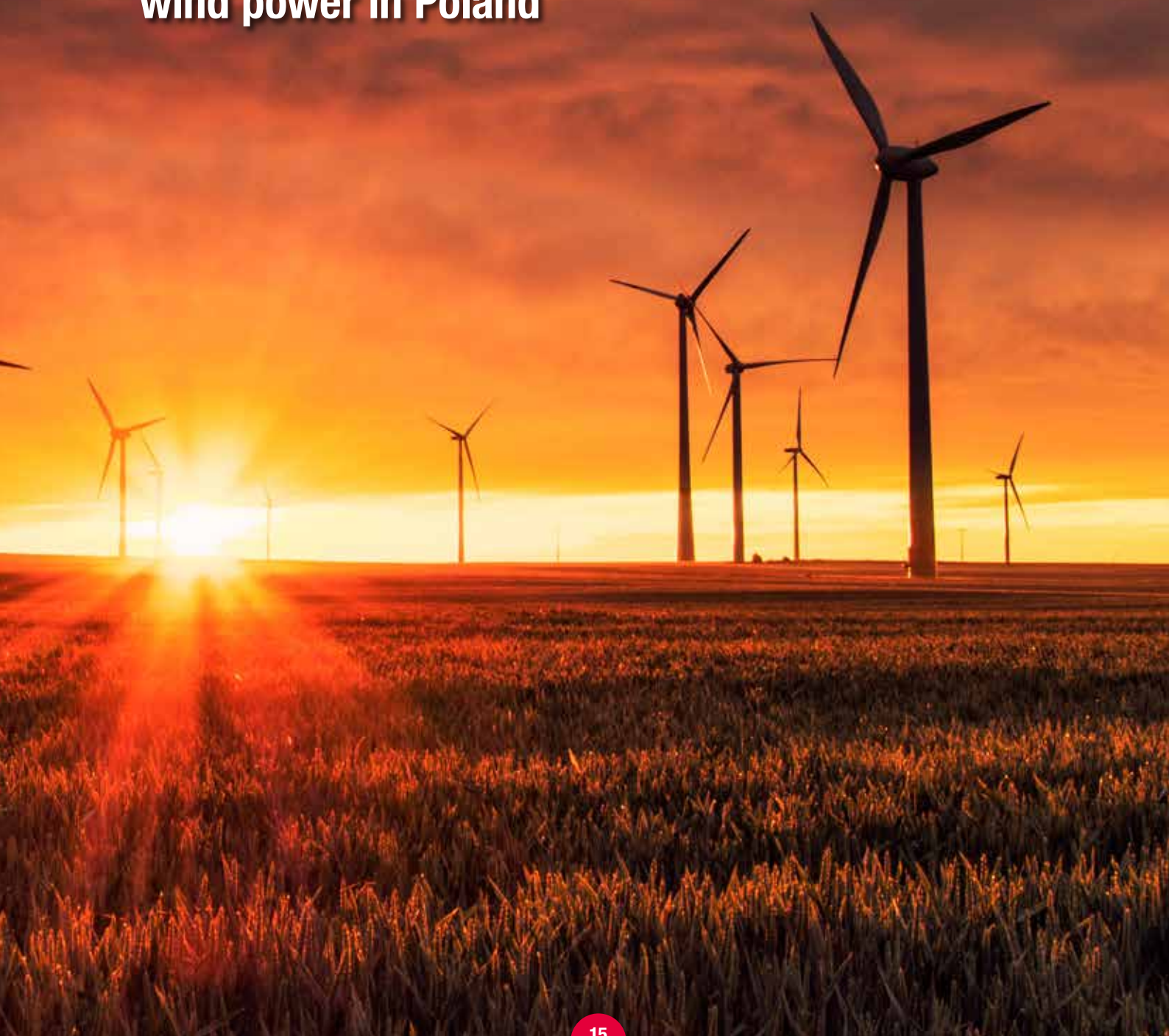
However, the actual picture of the wind sector in 2016 can be seen after looking at the data from PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne – the Polish TSO). These indicate that the actual additions in 2016 were only approx. 700 MW, and the majority of new installations were wind farms whose construction had started back in 2015 and investors did not manage to complete them before the end of the year. The extension of the green certificate system by half a year allowed them to complete their projects and put them in operation in the first half of 2016. In next six months the wind sector has entered a phase of stagnation, lasting until today. Projects ready to build are waiting for the possibility to be completed.

In that period any activities related to development of new wind projects were virtually brought to a halt. One of the main reasons for halting the development of the industry was the entry into force of the Wind Farm Act (also called the “distance act”), which introduced a minimum distance of wind turbines from residential buildings at 10 times the height of the entire installation. This, in practice, means that a modern wind turbine has to be located at a distance of 1.5–2 km from housing, regardless of the opinion of local residents.

In turn, the unprecedented and continuously worsening situation of existing wind farms in Poland is affected by two main factors. The first is the situation on the green certificate market, facing a record-breaking oversupply of certificates of origin, leading to their prices falling below 40 PLN/MWh. Such a level is not even sufficient to pay back the loans that were used to build a large share of Polish wind farms. The second factor is that during the 2016 RES auctions the government did not organize any auction for wind farms with a capacity above 1 MW. In 2017, an auction for only 150 MW of capacity was announced, which is only a fraction of projects waiting for the auctions and ready to be built at any time.

Ramy prawne a sytuacja energetyki wiatrowej w Polsce

Legal framework and the situation of wind power in Poland



1. Ustawa o OZE wprowadziła nowy system wsparcia odnawialnych źródeł energii oparty na aukcjach. Znakomita większość wytwórców OZE w eksploatacji nie dostała jednak możliwości przejścia do tego systemu.
 2. W ramach nowego systemu rząd ogłasza, ile energii i za jaką cenę kupi od wytwórców, a wsparcie na maksymalnie 15 lat dostają ci inwestorzy, którzy zaoferują najniższą cenę. Za pomocą określania specyfikacji technicznej tzw. „koszyków aukcyjnych” oraz swobodnego przydzielania mocy pomiędzy poszczególnymi koszykami rząd może odgórnie decydować, które technologie będą miały możliwość startu w aukcji.
 3. Wytwórcy OZE, którzy nie mogą wystartować w aukcji zostają w starym systemie zielonych certyfikatów, który w tej chwili grozi im bankructwem.
1. The RES act introduced a new auction-based support scheme for renewable energy sources. However, an overwhelming majority of existing RES producers did not have the possibility to switch to the new system.
 2. Under the new system, the government announces the volume and budget for energy it is going to purchase from generators, and the support for a maximum of 15 years is granted to those investors who offer the lowest price. By means of technical specifications for the so-called “auction baskets” and free allocation of volumes between baskets, the government can arbitrarily decide which technologies can participate in auctions.
 3. RES generators who cannot take part in auctions remain in the old green certificate system, which currently is causing a risk of bankruptcy.

2.1. System wsparcia dla farm wiatrowych w Polsce

2.1. Support scheme for wind farms in Poland

2.1.1. Uwagi wstępne

2.1.1. Introductory comments

W dniu 20 lutego 2015 r. Sejm przyjął ustawę o odnawialnych źródłach energii („ustawę o OZE”)⁵, która została później znowelizowana m.in. ustawami z dnia 29 grudnia 2015 r. oraz z dnia 22 czerwca 2016 r. o nowelizacji ustawy o OZE. Większość zapisów ustawy o OZE weszła w życie 4 maja 2015 r., natomiast przepisy o systemie wsparcia dla OZE (Rozdział 4 Ustawy o OZE) weszły w życie 1 lipca 2016 r.

Ustawa o OZE wprowadziła nowy system wsparcia dla OZE – tj. system aukcyjny – jako podstawowy i wyłączny system wsparcia dla wszystkich nowych instalacji OZE, które zwyciężą w aukcjach (tj. instalacji OZE, które po raz pierwszy wyprodukują energię elektryczną po rozstrzygnięciu aukcji, w które instalacjom tym przyznano wsparcie); tzw. „nowe instalacje OZE”.

Pomimo wprowadzenia systemu aukcyjnego, ustawodawca nie podjął jednak decyzji o całkowitym i natychmiastowym zakończeniu działania dotychczasowego systemu wsparcia dla OZE opartego na dwóch głównych filarach: (a) systemie zbywalnych praw majątkowych w formie świadectw pochodze-

On 20 February 2015 the Polish parliament enacted the Act on Renewable Energy Sources (the “RES Act”)⁵, which was subsequently amended by the Act of 29 December 2015 and the Act of 22 June 2016 amending the RES Act. Most of the provisions of the RES Act came into force on 4 May 2015, with the provisions on the support system for RES coming into force on 1 July 2016.

The RES Act introduced a new RES support system – i.e. an auction system (the “Auction System”) as the basic and exclusive support system for any new RES installations that win the auctions (i.e. RES installations that will generate first energy after the settlement of the auction, in which the installations are awarded with support) (“New RES”).

Despite the introduction of the Auction System, the legislative authority did not, however, decide on a total and immediate end to the so-far existing RES support system based on two main pillars: (i) a system of tradable property rights arising under the certificates of origin (the so-called “green certificates”) issued for every MWh of energy generated from a RES installation, and (ii) mandatory purchase

⁵ Ustawa o OZE została opublikowana w Dzienniku Ustaw z 3 kwietnia 2015 r. (Dz.U. 2015, poz. 478).

⁵ The RES Act was published in the Journal of Laws on 3 April 2015 (JoL of 2015, item 478).

Paweł Puacz

Radca Prawny
Legal Counsel
Clifford Chance



Obecnie w Ministerstwie Energii trwają prace nad nowelizacją ustawy o OZE. Konieczność wprowadzenia zmian ma wynikać głównie z faktu, że system aukcyjny wprowadzony na mocy ustawy o OZE został notyfikowany do Komisji Europejskiej jako instrument udzielania pomocy publicznej, Komisja zaś zaleciła wprowadzenie do systemu pewnych poprawek. Według doniesień prasowych (na dzień zamknięcia prac nad raportem projekt nowelizacji nie został jeszcze podany do publicznej wiadomości), zmiany mają odnosić się m.in. do przepisów dotyczących obliczania poziomu pomocy publicznej dla istniejących instalacji OZE, zmiany wskaźnika produktywności określającego koszyk nr 1 w systemie aukcyjnym, zwiększenia kwot kaucji oraz wprowadzenia ograniczenia na poziomie 80% wolumenu energii składanego w ofertach na aukcjach. Oczywiście przyjęcie w najbliższym czasie nowelizacji ustawy o OZE wynikającej z zaleceń Komisji Europejskiej nie wyklucza możliwości wprowadzenia w przyszłości dalszych zmian, w tym zmian związanych bezpośrednio z uczestnictwem w systemie wsparcia instalacji morskich farm wiatrowych.

Work on amendments to the RES Act is currently underway at the Ministry of Energy. The need for changes results mainly from the fact that the Auction System introduced by the RES Act was notified to the European Commission as state aid instrument, and certain changes and revisions to the system must be made according to the Commission's recommendations. According to press reports (at the time of writing the draft amendment was not yet revealed to the public), the changes are expected to be applied to provisions on calculation of state aid for existing RES projects, revision of the productivity factor defining Basket 1 in the Auction System, increase in deposit amounts, and introduction of an 80% cap on the volumes of energy submitted in the auctions. Of course, adoption of the amendments to the RES Act resulting from the European Commission's instructions does not rule out the possibility of new amendments, including changes dedicated to offshore wind installations in the future, especially when the first offshore wind projects are to participate in the auctions.

nia (tzw. „zielonych certyfikatów”), wydawanych za każdą megawatogodzinę energii wyprodukowanej przez instalację OZE, oraz (b) obowiązku zakupu energii wyprodukowanej w instalacji OZE przez sprzedawców z urzędu (obecnie: sprzedawców zobowiązanych) po cenie regulowanej⁶ („system zielonych certyfikatów”). Ustawodawca, po pewnych zmianach, pozwolił na dalsze funkcjonowanie tego systemu – w odniesieniu do ograniczonej liczby instalacji, tj. instalacji OZE, które rozpoczęły wytwa-

of energy generated in RES installation by the suppliers of last resort (now: obliged suppliers) at regulated price⁶ (“Green Certificate System”). Subject to certain modifications, it allowed it to continue functioning – in relation to a limited number of installations, i.e. RES installations that began producing energy before 1 July 2016 (“Existing RES”)⁷.

6 Obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE jest realizowany po określonej z góry cenie – równej średniej cenie energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzedzającym kwartale, obliczanej i publikowanej przez Prezesa URE. Począwszy od 1 stycznia 2018 r. obowiązek zakupu energii zostanie wyeliminowany.

6 The mandatory purchase of electric energy produced from RES installation is carried out at a certain predetermined price - the average price of electricity in the preceding quarter on the competitive market, calculated and published by the President of the ERO. Starting from 1 January 2018 the mandatory off-take of energy will be eliminated.

7 1 July 2016 is the date of entry into force of Chapter 4 of the RES Act: „Mechanisms and instruments supporting the production of electricity from renewable energy sources, agricultural biogas and heat, in renewable energy source installations”.

rzanie energii przed dniem 1 lipca 2016 r. (tzw. „istniejące instalacje OZE”).

W związku z powyższym, oba systemy wsparcia OZE – system zielonych certyfikatów oraz system aukcyjny – będą przez jakiś czas funkcjonować równolegle, niezależnie od siebie. Jednak zgodnie z ustawą o OZE, istniejące instalacje OZE funkcjonujące w systemie zielonych certyfikatów będą miały możliwość przejścia do systemu aukcyjnego (pod warunkiem że regulator ogłosi oddzielną aukcję „migracyjną”, przeznaczy na tę aukcję wystarczający wolumen energii oraz że dana istniejąca instalacja OZE wygra tę aukcję), podczas gdy nowe instalacje OZE będą mogły korzystać jedynie z systemu aukcyjnego. Dlatego wszystkie nowe instalacje wiatrowe budowane w Polsce będą miały prawo – pod warunkiem wygrania aukcji i spełnienia innych istotnych warunków – do korzystania wyłącznie z systemu aukcyjnego (uczestnictwo w systemie zielonych certyfikatów nie będzie już możliwe).

2.1.2. Ogólne zasady przeprowadzania aukcji

Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej mają być przeprowadzane przez Prezesa URE nie rzadziej niż raz do roku, w formie elektronicznej, za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej. Aukcja jest ogłaszana nie później niż na 30 dni przed jej rozpoczęciem. W ogłoszeniu o aukcji podawane są następujące informacje: data aukcji, godzina rozpoczęcia i zakończenia aukcji, oraz maksymalna ilość i wartość energii z instalacji OZE, która może zostać sprzedana na aukcji. Regulamin aukcji jest ogłaszany przez Prezesa URE i zatwierdzany przez Ministra Energii.

2.1.3. Podział aukcji

Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z instalacji OZE są prowadzone oddzielnie dla: (a) nowych instalacji OZE, (b) modernizowanych starych instalacji OZE, (c) migrujących istniejących instalacji OZE, oraz (d) zmodernizowanych migrujących istniejących instalacji OZE. Dodatkowo, każda z tych aukcji ma być przeprowadzana oddzielnie dla źródeł o mocy zainstalowanej: (a) nie większej niż 1 MW oraz (b) większej niż 1 MW. Co więcej, aukcje będą odbywać się oddzielnie dla poszczególnych koszyków technologicznych, tj. instalacji OZE: (a) ze stopniem wykorzystania całkowitej mocy zainstalowanej, niezależnie od źródła jej pochodzenia, wyższym niż 3504 MWh/MW/rok

⁷ 1 lipca 2016 r. jest datą wejścia w życie rozdziału 4 ustawy o OZE: „Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego oraz ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii”.

In the light of the above, the two RES support systems, the Green Certificate System and the Auction System, for a while will function at the same time, independently of each other. However, under the RES Act the Existing RES functioning under the Green Certificate System will be entitled to “move” to the Auction System (provided that the regulator announces a separate “migration” auction, allocates sufficient energy volume to such auction and that a given Existing RES wins the auction), while New RES will benefit only from the Auction System. Therefore, any offshore wind installations developed in Poland will be entitled, provided that they win the auctions and meet other relevant conditions, to benefit only from the Auction System (participation in the Green Certificate System will not be available any more).

2.1.2. General rules for conducting auctions

Auctions for the sale of electricity are to be organised by the President of the ERO at least once a year, in electronic form via an Internet auction platform. An auction is announced not later than 30 days prior to its commencement. The following information is specified in the announcement: (i) the date of the auction, (ii) the starting and closing time of the session, and (iii) the maximum quantity and value of energy from RES installations that may be sold by way of auction. The rules of the auction are established by the President of the ERO and approved by the Minister for Energy.

2.1.3. Division of auctions

Auctions for the sale of electricity from RES installations are conducted separately for: (i) Existing RES, (ii) modernised Existing RES, (iii) migrating Existing RES and (iv) modernised migrating Existing RES. Moreover, each of the auctions above is conducted separately for sources with a capacity: (i) not larger than 1 MW and (ii) larger than 1 MW. Finally, auctions are conducted separately for particular technological baskets i.e. RES installations: (i) with a utilisation rate of the total installed electricity generation capacity, regardless of the source of origin, higher than 3504 MWh/MW/year (“Basket 1”), (ii) utilising the biodegradable part of industrial and communal waste, of plant or animal origin, including waste from waste processing plants and waste from water and sewage treatment plants, in particular sewage sludge, pursuant to the regulations on waste as regards the qualifying

(„Koszyk 1”), (b) wykorzystujących biodegradowalną część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów („Koszyk 2”), (c) w których emisja CO₂ jest nie wyższa niż 100 kg/MWh, ze stopniem wykorzystania całkowitej mocy zainstalowanej wyższym niż 3504 MWh/MW/rok („Koszyk 3”), (d) przez członków klastra energii („Koszyk 4”), (e) przez członków spółdzielni energetycznej („Koszyk 5”); (f) wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej („Koszyk 6”), (g) innych niż wymienione w pkt. (a)–(f) powyżej („Koszyk 7”).

Podział na koszyki technologiczne odbywa się przez odniesienie do szeregu różnych kryteriów, tj. produktywności danej instalacji, wielkości emisji CO₂, prawnej i organizacyjnej formy prowadzenia działalności, zasobów naturalnych wykorzystywanych do wytwarzania energii itp.

Nie istnieje obowiązek alokacji budżetów i wolumenów (tj. przyznawania pomocy) do wszystkich koszyków w danym roku (tj. niektóre koszyki mogą pozostać puste), dlatego technologie OZE preferowane przez państwo mogą otrzymać większe wsparcie niż instalacje OZE, które nie są faworyzowane przez rządzących (np. w aukcjach na lata 2016 i 2017 nie przyznano żadnej pomocy dużym istniejącym instalacjom OZE migrującym do systemu aukcyjnego).

2.1.4. Postępowanie prekwalityfikacyjne

Aby móc uczestniczyć w aukcjach, instalacje OZE muszą przejść procedurę prekwalityfikacji. Postępowanie takie jest prowadzone przez Prezesa URE i kończy się wystawieniem świadectwa dopuszczenia do aukcji w ciągu 30 dni od dnia złożenia wniosku (odmowa dopuszczenia do aukcji jest wydawana w formie decyzji, od której można złożyć odwołanie). Świadectwo jest ważne przez 12 miesięcy od daty jego wystawienia.

Dokumenty, które należy dostarczyć do Prezesa URE w trakcie procedury prekwalityfikacji w odniesieniu do projektów wiatrowych są następujące: (a) wypis i wyrys z planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy lub prawomocne pozwolenie na budowę sztucznych wysp w polskich obszarach morskich, (b) warunki przyłączenia do sieci lub umowa przyłączeniowa zawarta z operatorem sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, (c) prawomocne pozwolenie na budowę, (d) harmonogram rzeczowy i finansowy związany z realizacją budowy lub modernizacji instalacji

of part of the energy recovered from the thermal treatment of waste (“Basket 2”), (iii) in which the emission of CO₂ is not higher than 100 kg/MWh, with a utilisation rate of the total installed electricity generation capacity higher than 3504 MWh/MW/year (“Basket 3”), (iv) by the members of an energy cluster (“Basket 4”), (v) by members of an energy co-operative (“Basket 5”); (vi) utilising only agricultural biogas to generate electricity (“Basket 6”), (vii) other than mentioned points (i)–(vi) above (“Basket 7”).

The division into technological baskets is made by reference to several different criteria, i.e. the productivity of a given installation, volume of CO₂ emissions, legal and organizational form of business activity, natural resources used to generate energy, etc.

There is no obligation to allocate budgets and volumes (i.e. grant aid) to all of the baskets in a given year (i.e. some categories can be left empty). Hence, the RES technologies preferred by the State can receive higher support than the RES installations not supported by the State, (e.g. for the 2016 and 2017 auctions no aid was allocated to large Old RES installations migrating to the Auction System).

2.1.4. Prequalification procedure

In order to participate in the auctions, RES installations, including offshore wind projects, must undergo a prequalification procedure. This procedure is carried out by the President of the ERO and completed through the issuance of a certificate of admission to an auction, within 30 days from the date of submission of an application (a refusal of admission to an auction is given in the form of a decision, which can be appealed against). The certificate is valid for 12 months from the date of its issuance.

The documents to be provided to the President of the ERO during the prequalification procedure with respect to wind projects are as follows: (i) excerpt from a local master plan, a zoning permit or a final and non-appealable permit for locating artificial islands, constructions and facilities in the Polish maritime areas, (ii) grid connection conditions/grid connection agreement with the TSO/DSO, (iii) a final and non-appealable (*prawomocne*) building permit, (iv) a schedule of works and

Beata Zys

Senior Associate, Radca Prawny
Senior Associate, Legal Counsel
Clifford Chance



Przepisy ustawy o OZE dotyczące procedury prekwalifikacji są nieprecyzyjne i nie wskazują kryteriów, według których Prezes URE powinien oceniać projekt w trakcie tej procedury, ani podstawy odmowy dopuszczenia do aukcji. Dlatego nie jest jasne, jak dogłębnie Prezes URE powinien badać każdy z projektów, tzn. czy powinien jedynie sprawdzać, czy złożono wszystkie wymagane pozwolenia, czy też powinien również weryfikować treść tych pozwoleń i zgodność z prawem wszystkich wydanych decyzji. Ze względu na nieprecyzyjne zapisy ustawy o OZE w tym zakresie, możemy się spodziewać, że wszystkie projekty, które otrzymają odmowę dopuszczenia do aukcji, mogą mieć silne argumenty do zaskarżenia takiej decyzji Prezesa URE jako niezgodnej z prawem.

The regulations of the RES Act on prequalification procedure are imprecise and do not indicate the criteria that should be used by the President of the ERO to assess the project during the prequalification procedure or the basis for refusal of admission to an auction. Therefore, it is not clear to us how deep the President of the ERO should investigate each project, i.e. whether it should check only if all the necessary permits are in place or verify also the content of the permits and compliance with the law of all the decisions obtained. Due to imprecise regulations of the RES Act in this respect, we can expect that all the projects that were granted a refusal of admission to auctions will have strong arguments to challenge such decision of the President of the ERO as not compliant with provisions of law.

OZE lub oświadczenie o zakończeniu inwestycji oraz (e) tylko w odniesieniu do farm wiatrowych offshore – prawomocna decyzja środowiskowa.⁸ Termin ważności pozwolenia na lokalizację budowy sztucznych wysp, warunków przyłączeniowych, pozwolenia na budowę oraz decyzji środowiskowej nie może być krótszy niż 6 miesięcy od dnia ich złożenia.

2.1.5. Wsparcie dostępne w ramach aukcji

Zgodnie z ustawą o OZE maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej z instalacji OZE, która może być sprzedana w ramach danej aukcji w kolejnym roku kalendarzowym, jest określana co roku przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia wykonawczego wydawanego do dnia 31 października każdego roku.

Ustawa o OZE nie określa żadnych obiektywnych kryteriów i warunków, według których ma nastąpić alokacja wolumenów energii i budżetów

⁸ Patrz też uwagi w dalszej części raportu, w rozdziale poświęconym projektom offshore.

expenditures for the implementation of the construction or modernisation of the RES installation or statement on the completion of the investment and (v) with respect to offshore wind farms only - final and non-appealable environmental permit.⁸ The term of validity of the permit for location of artificial islands, the grid connection conditions, the building permit and environmental decision cannot be shorter than 6 months from the date of their submission.

2.1.5. Support available at an auction

Under the RES Act the maximum quantity and value of energy from the RES installations, which can be sold by way of a given auction in the following calendar year is determined each year by the Council of Ministers via an implementing ordinance issued by the 31st of October of each year. The RES Act does not specify any objective criteria and conditions under which the volumes of energy and budgets are to be allocated to the particular technological baskets. The final decision

⁸ See also remarks in the further part of the report, in the chapter on offshore wind farms.

do poszczególnych koszyków technologicznych. Ostateczna decyzja o wolumenie wsparcia i jego częstotliwości (np. niektóre koszyki technologiczne mogą pozostać puste w danym roku) została całkowicie pozostawiona Radzie Ministrów. W rezultacie ryzyko inwestycyjne związane z danym projektem OZE jest trudne do oceny, ponieważ nie będzie jasne, czy dana technologia w ogóle otrzyma wsparcie, a jeśli tak, to w jakiej wielkości i kiedy.⁹ Co więcej, w planowanej nowelizacji ustawy o OZE ma zostać wprowadzone ograniczenie na poziomie 80% wolumenu energii oferowanego w aukcji, w celu zagwarantowania konkurencji między instalacjami uczestniczącymi w aukcjach. Jednak bliższe szczegóły tego zapisu nie zostały jeszcze ujawnione przez polskie władze.

2.1.6. Cena jako kryterium wyboru oferty

Podczas danej sesji aukcyjnej składana jest jedna oferta dla każdej instalacji OZE. Oferty składane w aukcji nie są widoczne dla pozostałych uczestników. Aukcję wygrywają te oferty, które zawierają najniższe ceny – aż do momentu wyczerpania ilości lub wartości energii elektrycznej określonej w ogłoszeniu o aukcji. Oferty przekraczające cenę referencyjną (cenę sprzedaży energii elektrycznej powiększoną o jednostkową wartość pomocy publicznej) są odrzucane.

2.1.7. Cena referencyjna

Cena referencyjna jest maksymalną ceną (w PLN/MWh), za którą energia elektryczna z instalacji OZE może zostać sprzedana w aukcji w danym roku. Cena referencyjna jest określana przez Ministra Energii w drodze rozporządzenia, najpóźniej na 60 dni przed pierwszą aukcją w danym roku. Dla różnych typów instalacji OZE, w tym modernizowanych, określone są różne ceny referencyjne (21 kategorii instalacji w każdej grupie). Czynniki branżowe pod uwagę przez Ministra Energii przy określaniu ceny referencyjnej są: (a) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji OZE, (b) nakłady inwestycyjne poniesione w okresie przygotowania projektu oraz jego budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną, (c) założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, współczynniki wykorzystania dostępnej mocy

⁹ Ta kwestia dotyczy również istniejących instalacji OZE migrujących z systemu zielonych certyfikatów do systemu aukcyjnego (teoretycznie istniejące instalacje OZE mają możliwość przejścia do systemu aukcyjnego i uczestniczenia w aukcjach organizowanych dla takich migrujących instalacji, jednak w praktyce, ze względu na niepewność co do wolumenów i budżetów dla migrujących instalacji, możliwość otrzymania wsparcia w aukcjach jest wątpliwa).

on the volumes of support and its frequency (e.g. some technological baskets can be left empty in a given year) was left to the sole discretion of the Council of Ministers. In consequence, the investment risk regarding given RES project is difficult to be assessed, because it will be unclear whether a given technology will receive the support at all, and if yes, in what amounts and when.⁹ Furthermore, in the amendments to be introduced to the RES Act the 80% limitation on volumes of energy submitted in the auctions is to be imposed in order to ensure competition between the installations participating in the auctions. However, further details of regulation in question have not been yet disclosed by the Polish authorities.

2.1.6. Price as bid selection criterion

During a given auction session one bid per RES installation is submitted. Bids submitted in an auction are not visible to other participants. The auction is won by the bid with the lowest price – until the quantity or value of the electricity specified in the auction announcement is exhausted. Bids exceeding the reference price (the selling price of electricity increased by the unit public aid) are rejected.

2.1.7. Reference price

The reference price is the maximum price in PLN per 1 MWh for which electricity from RES installation may be sold in auction in a given year. The reference price is determined by the Minister for Energy by way of an implementing regulation 60 days prior to the first auction in a given year at the latest. For various RES installations, including modernised RES, different reference prices are determined (21 categories of installations in each group). The factors taken into account by the Minister for Energy when determining the reference prices are: (i) the material technical and economic parameters of the functioning of the RES installation, (ii) the capital expenditures incurred during the period of preparation of the project and its construction together with the necessary technical infrastructure, (iii) the assumptions relating to the technical conditions of the operation of the RES installation, including the electricity or agricultural biogas generation efficiency, the coefficients of

⁹ This issue refers also to Existing RES migrating from the Green Certificate System to the Auction System (theoretically, Existing RES are entitled to migrate to the Auction System and participate in the auctions organized for migrating RES installations, however in practice, because of uncertainty as to the volumes and budgets for the migrating RES installations, the possibility of receiving support in auctions is doubtful).

elektrycznej, współczynniki zużycia wytworzonej energii elektrycznej i biogazu rolniczego na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej lub biogazu rolniczego do sieci, (d) koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym instalacja odnawialnego źródła energii podlega mechanizmom i instrumentom wsparcia, (e) przewidywane kształtowanie się cen biomasy i innych paliw oraz jednostkowe ceny uprawnień do emisji CO₂, (f) koszty kapitału własnego wytwórcy energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, (g) wpływ instalacji odnawialnego źródła energii na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu, (h) zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych, (i) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, (j) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

2.1.8. Indeksacja cen

Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, określona w zwycięskich ofertach uczestników aukcji, podlega corocznej indeksacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych z poprzedniego roku kalendarzowego.

2.1.9. Kaucja

Aukcja jest dostępna dla wytwórców, którzy posiadają gwarancję bankową lub dowód wpłaty kaucji na oddzielny rachunek bankowy Prezesa URE w wysokości 30 zł/kW zainstalowanej mocy elektrycznej instalacji. Jeżeli aukcja zostanie wygrana lub przegrana, kaucja jest zwracana odpowiednio w ciągu 60 dni od daty pierwszego wytworzenia energii elektrycznej z instalacji OZE lub w ciągu 14 dni od daty zakończenia aukcji.

2.1.10. Data rozpoczęcia działalności

Morskie farmy wiatrowe, które wygrały aukcję, muszą rozpocząć wytwarzanie energii elektrycznej w ciągu 72 miesięcy od daty zakończenia aukcji (24 miesiące dla instalacji fotowoltaicznych i 48 miesięcy w przypadku innych technologii OZE, w tym lądowych farm wiatrowych). W przypadku niespełnienia tego obowiązku producent energii z OZE będzie mógł ponownie uczestniczyć

consumption of the available electricity generation capacity, the coefficients of consumption of the electricity and biogas generated to cover own requirements and to cover the losses arising before the electricity or agricultural biogas is introduced into the grid, (iv) the operating costs and additional capital expenditures incurred during the operating period when the RES installation is subject to support mechanisms and instruments, (v) the anticipated prices of biomass and other fuels and the unit prices of CO₂ emission allowances, (vi) the costs of equity of the electricity or biogas producer; (vii) the impact of the RES installation on the natural environment, including the reduction of air pollution, especially methane, (viii) the balanced management of water resources, (ix) the economic and social objectives, including the participation of the technologies used to produce electricity or fuels from RES in creating new jobs, (x) the savings of primary energy obtained as a result of the simultaneous generation of electricity, heat, cold, or fuels from renewable sources.

2.1.8. Price indexation

The selling price for electricity generated in RES installation specified in the offers of the auction participants, whose offers won the auction, is subject to annual indexation with the average annual price index of consumer goods and services from the previous calendar year.

2.1.9. Deposit

Auctions are open to producers who have an established bank guarantee or evidence of payment of a deposit to a separate bank account of the President of the ERO in the amount of PLN 30 per 1kW of the installed electricity generation capacity of the installation. If the auction is “won” or “lost”, the deposit is returned within 60 days from the date of the first generation of electricity from RES installation or within 14 days from the date of closing the auction, respectively.

2.1.10. Date of commencement of activity

Offshore wind farms “winning” an auction must commence the generation of electricity within 72 months from the date of the closing of the auction (24 months in the case of PV installations, and 48 months in case of other RES technologies, including onshore wind farms). If the above-mentioned obligation is breached, the producer of energy from RES can participate in an auction again

w aukcjach po trzech latach od upływu powyższych terminów rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej.

2.1.11. Prawo pokrycia „ujemnego salda”

Wytwórca energii z OZE o mocy zainstalowanej nie niższej niż 500 kW, który wygrał aukcję zakończoną przed 30 czerwca 2021 r. jest uprawniony do pokrycia tzw. „ujemnego salda” w rozliczeniach z Operatorem Rozliczeń Energii Odnawialnej (OREO)¹⁰. Ujemne saldo jest różnicą między: (a) wartością sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE i sprzedanej w danym miesiącu, pomniejszoną o VAT, obliczoną w sposób określony w ustawie o OZE, i (b) wartości energii elektrycznej określonej na podstawie ceny ofertowej.

Jeżeli w danym miesiącu saldo jest dodatnie, powinno zostać rozliczone z przyszłym saldem ujemnym. Takie rozliczenie dodatniego salda musi zostać dokonane przed końcem okresu wsparcia. Jeżeli do końca okresu wsparcia pozostanie nierozliczone dodatnie saldo, wówczas musi ono zostać zwrócone w 6 równych ratach począwszy od końca okresu wsparcia.

Obowiązek wytworzenia energii z OZE przez wytwórcę, który wygrał aukcję, jest rozliczany po zakończeniu każdego okresu trzech pełnych lat kalendarzowych, w których udzielone było wsparcie, oraz po zakończeniu okresu wsparcia.

2.1.12. Okres wsparcia

Ustawa o OZE nie przewiduje żadnego minimalnego ustawowego okresu wsparcia w systemie aukcyjnym. Wsparcie w systemie aukcyjnym jest dostępne dla zwycięskich oferentów przez okres wyszczególniony każdorazowo w odniesieniu do aukcji na dany rok w rozporządzeniu Ministra Energii, na maksymalnie 15 lat, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 r. dla wszystkich instalacji z wyjątkiem morskiej energetyki wiatrowej, oraz nie dłużej niż do 31 grudnia 2040 r. dla morskiej energetyki wiatrowej. (Okres wsparcia jest obliczany od daty sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy po dniu zakończenia aukcji). Rozporządzenie Ministra Energii musi wejść w życie nie później niż na 60 dni przed pierwszą aukcją w danym roku.

¹⁰ Tj. podmiotem odpowiedzialnym za prowadzenie rozliczeń ujemnego salda; środki finansowe na działalność OREO pochodzą z opłaty OZE wnoszonej przez podmioty zobowiązane.

after three years have passed from the moment of the expiry of the above-mentioned deadlines for the commencement of the generation of electricity.

2.1.11. The right to cover the “negative balance”

A producer of energy from RES with an installed capacity not lower than 500 kW, who won the auction settled by 30 June 2021, is entitled to cover the so-called “negative balance” in settlements with the Renewable Energy Settlements Operator (OREO)¹⁰. The negative balance is a difference between: (i) the value of sales of electricity produced in RES and sold in a given month, reduced by VAT, calculated in the manner specified in the RES Act and (ii) the value of that electricity determined on the basis of the bid price.

If in a given month the balance is positive, it should be settled with the future negative balance. Such settlements of the positive balance need to be made until the end of the support period. If some positive balance is not settled by the end of the support period, it needs to be returned in 6 equal instalments starting from the end of the support period.

The obligation to generate electricity from RES by the producer who “won” an auction is settled after the end of the period of each full three calendar years, in which support was granted, and after the end of the period of support.

2.1.12. Support period

The RES Act does not provide for any minimum statutory period of support within the Auction System. The support under the Auction System is available to the successful bidders for the period specified each time with respect to auctions in a given year in the Regulation of the Minister of Energy, for maximum 15 years, but in any case, not longer than until 31 December 2035 - for all RES installations except for offshore wind – and no longer than until 31 December 2040 – for offshore wind installations. (The period of support is calculated from the date of sale of electricity for the first time after the date on which the auction is closed.) The Regulation of the Minister of Energy must be enacted not later than 60 days before the first auction in a given year.

¹⁰ I.e. the entity responsible for clearing the negative balance settlements; financial resources for OREO's operations come from the RES fee paid by obliged entities.

2.1.13. Zmiany w systemie zielonych certyfikatów wprowadzone przez ustawę o OZE

Obowiązek zakupu energii wyprodukowanej w OZE po cenie regulowanej

W odniesieniu do obowiązkowego zakupu energii wyprodukowanej w instalacjach OZE ustawa o OZE wprowadziła następujące zmiany: (a) cena regulowana, po której następuje zakup, została zmieniona z ceny obliczanej rocznie na cenę obliczaną kwartalnie, (b) obowiązkowy zakup jest dokonywany przez sprzedawcę zobowiązanego, a nie sprzedawcę z urzędu, (c) średnie i duże instalacje OZE (o mocy zainstalowanej większej lub równej 500 kW) począwszy od 1 stycznia 2018 r. będą pozbawione obowiązkowego zakupu energii wyprodukowanej w instalacji OZE przez sprzedawcę zobowiązanego po cenie regulowanej. Ta ostatnia zmiana znacząco wpłynie na sytuację wytwórców energii z OZE, ponieważ od 1 stycznia 2018 r. będą oni całkowicie narażeni na zmiany cen na rynku energii.

2.1.13. Amendments introduced by the RES Act to the Green Certificate System

Mandatory purchase of energy generated in RES at regulated price

With respect to the mandatory purchase of energy generated in RES installations the following changes were introduced by the RES Act: (i) the regulated price at which the purchase is made was changed from the price calculated annually for the price calculated quarterly, (ii) the mandatory purchase is carried out by the obliged seller (*sprzedawca zobowiązany*), not as the seller of last resort, (iii) large RES installations (with capacity equal to or higher than 500 kW) starting from 1 January 2018 will be deprived of the mandatory purchase of energy generated in RES installation by the obliged seller at a regulated price. The last amendment will significantly impact the situation of the RES energy producers, as starting from 1 January 2018 they will be fully exposed to fluctuations of energy prices on the energy market.

Paweł Puacz

Radca Prawny
Legal Counsel
Clifford Chance



Od 1 stycznia 2018 r. średni i więksi wytwórcy energii z OZE, którzy do tej pory korzystali z przywileju sprzedaży energii sprzedawcom zobowiązanym po tzw. „cenie URE” będą zmuszeni uwzględnić koszty uczestnictwa ich źródeł OZE w rynku energii, czyli m.in. kosztów bilansowania (tj. kosztów wynikających z faktu istnienia różnic między prognozowaną a rzeczywistą ilością wyprodukowanej energii, co spowoduje konieczność skompensowania tych różnic przez zakup lub sprzedaż energii na rynku bilansującym) oraz tzw. kosztów profilu (kosztów wynikających z faktu, że większość instalacji OZE nie produkuje energii w sposób odpowiadający rzeczywistemu profilowi handlu energią na rynku – dla przykładu, elektrownie wiatrowe produkują więcej energii poza szczytem – w nocy – kiedy ceny energii są niższe).

From 1 January 2018 medium-sized and large RES energy producers who have so far enjoyed the privilege to sell energy to obliged sellers at the so-called „ERO price” will have to take into account the costs associated with their participation in the energy market, i.e. among other things the balancing costs (i.e. the costs resulting from the differences between the energy production forecasts and the actual energy production, resulting in the need to compensate the differences by purchase/sale of energy on the balancing energy market) and the so-called „profile costs” (the costs resulting from the fact that RES installations do not produce energy exactly in accordance with the actual profile of energy trading on the market wind projects generate more energy off-the-peak (at night), when the prices of energy are lower).

Wyeliminowanie obowiązku zakupu energii będzie więc miało znaczący wpływ na sytuację średnich i dużych producentów energii z OZE, w tym zdecydowanej większości krajowych wytwórców energii z wiatru.

Obowiązkowy poziom umorzenia świadectw pochodzenia

Zgodnie z ustawą o OZE obowiązek uzyskania określonej ilości zielonych certyfikatów i przedstawienia ich do umorzenia, nałożony na podmioty zobowiązane (tzw. „obowiązkowy poziom umorzenia”) został początkowo ustalony na poziomie 20%. Następnie przepisy dotyczące tego obowiązku zostały zmienione i wprowadzony został oddzielny poziom obowiązku dla świadectw pochodzenia wydawanych dla instalacji biogazowych – na poziomie 0,65%. Dla pozostałych OZE poziom obowiązku wynosi 19,35%.

Obowiązkowy poziom umorzenia może być zmieniany rokrocznie rozporządzeniem Ministra Energii. Ta sytuacja już miała miejsce w odniesieniu do obowiązkowego poziomu umorzenia świadectw dla roku 2017 – który został ustalony na poziomie 0,60% dla instalacji biogazowych oraz 15,40% dla pozostałych instalacji OZE.¹¹

Likwidacja indeksacji opłaty zastępczej

Ustawa o OZE zlikwidowała przepisy zapewniające indeksację kwoty zastępczej (która wcześniej była corocznie indeksowana wskaźnikiem inflacji CPI).

Zamknięcie systemu zielonych certyfikatów

W pierwotnej wersji ustawy o OZE, przyjętej 20 lutego 2015 r., system zielonych certyfikatów miał zostać zamknięty w dniu 31 grudnia 2015 r. (tj. tylko te instalacje OZE, które rozpoczęły produkcję energii do tej daty, miałyby prawo dołączenia do systemu zielonych certyfikatów). Na mocy ustawy o zmianie ustawy o OZE z dnia 29 grudnia 2015 r. powyższy termin został przesunięty na 30 czerwca 2016 r. i ostatecznie to ta właśnie data była ostatnim dniem, w którym instalacje OZE mogły przystąpić do systemu zielonych certyfikatów (w dniu 30 czerwca 2016 r. możliwość wejścia do systemu zielonych certyfikatów wygasła).

Brak mechanizmów zmierzających do likwidacji nadpodaży zielonych certyfikatów

Aktualnie ceny zielonych certyfikatów są pod presją nadpodaży świadectw. Powody nadpodaży zielonych certyfikatów są pochodną wielu złożonych czynników, niezależnych od inwestorów w branży energetyki wiatrowej.

¹¹ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 17 października 2016 r. (Dz.U. 2016, poz. 1753). Rozporządzenie weszło w życie 30 listopada 2016 r.

Therefore, the elimination of the mandatory off-take obligation will have a significant impact on the situation of large RES energy producers.

The RES Quota

Under the RES Act, the level of obligation to acquire certain volumes of green certificates and present them for redemption imposed on obliged entities (the “RES Quota”) was initially set at 20%. Subsequently, the regulations regarding the RES Quota were amended and a separate quota was introduced for certificates of origin issued for biogas installations – at the level of 0.65% and 19.35% – for other RES.

However, the level of RES Quota can be changed by the ordinance of Minister of Energy. This situation has already happened with regard to RES Quota for 2017 – which was set at the level of 0.60% for biogas installations, and 15.40% for other RES installations.¹¹

Liquidation of the indexation of the substitution fee

The RES Act deleted the regulations providing for the indexation of the substitution fee (the substitution fee was indexed on an annual basis subject to the CPI).

Closing of the Old System

In the initial version of the RES Act adopted on 20 February 2015, the Old System was to be closed on 31 December 2015 (i.e. only RES installations that started generation of energy before that date were entitled to join the Green Certificate System). By the Act amending the RES Act dated 29 December 2015, the above mentioned deadline was postponed to 30 June 2016 and finally this date was the last date when RES installations could have apply to receive the green certificates (on 30 June 2016 the possibility for entry into the Green Certificate System expired).

Lack of mechanisms aimed at liquidation of oversupply of green certificates

Currently in Poland the prices of green certificates are affected by the oversupply of green certificates. The reason of oversupply of green certificates is attributable to many complex factors, independent from the wind energy investors.

¹¹ Regulation of the Minister of Energy of 17 October 2016 (Journal of Laws of 2016, item 1753). The regulation came into force on 30 November 2016

Ustawa o OZE wprowadziła pewne zmiany zmierzające do likwidacji nadpodaży na rynku zielonych certyfikatów, takie jak: (a) od 1 stycznia 2016 r. elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW nie są już uprawnione do uzyskiwania zielonych certyfikatów, (b) od dnia 1 stycznia 2016 r. „wartość” zielonych certyfikatów wydawanych instalacjom współspalania biomasy¹² do dnia 31 grudnia 2020 r. jest obniżona o współczynnik korekcyjny wynoszący 0,5 (po roku 2020 „wartość” zielonych certyfikatów wydawanych takim instalacjom może być dodatkowo zmniejszona o współczynnik korekcyjny określany w rozporządzeniu Rady Ministrów), (c) ograniczenie maksymalnej liczby świadectw pochodzenia, które można uzyskać dla instalacji spalania wielopaliwowego w odniesieniu do średniej rocznej ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w latach 2011–2013 (to ograniczenie nie będzie dotyczyło dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego). Jednak te mechanizmy zostały wprowadzone zbyt późno i nie są wystarczające, aby skutecznie przeciwdziałać istniejącej już nadpodaży zielonych certyfikatów na rynku i spowodować wzrost ich cen.

2.1.14. Inne zmiany wprowadzone Ustawą o OZE

Biomasa lokalna

W odniesieniu do instalacji OZE spalających lub współspalających biomasę, ustawa o OZE wprowadziła wymaganie dotyczące minimalnego udziału „biomasy lokalnej” w całkowitej ilości biomasy dostarczanej do procesu spalania (wskaźnik udziału biomasy lokalnej będzie określony w przepisach wykonawczych do ustawy o OZE). Ustawa o OZE definiuje biomasę lokalną jako biomasę pozyskaną pierwotnie (tj. od pierwszego producenta) z obszaru położonego w promieniu nie większym niż 300 km od jednostki wytwórczej energii, w której będzie wykorzystana. Sposób dokumentowania miejsca pochodzenia biomasy lokalnej dla celów systemu wsparcia oraz dopuszczalne sposoby pozyskiwania biomasy lokalnej zostaną określone w przepisach wykonawczych.

Hybrydowe instalacje OZE

Ustawa o OZE wprowadziła definicję „hybrydowej instalacji OZE”, czyli zespołu co najmniej dwóch instalacji OZE, które mają różne charakterystyki dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycz-

¹² Z wyjątkiem dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego; zgodnie z pierwotną wersją ustawy o OZE definicja „dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego” zawierała wymóg, aby takie instalacje uzyskały koncesje na wytwarzanie energii do dnia 30 czerwca 2014 r. Następnie w ustawie o zmianie ustawy o OZE ten wymóg został usunięty. W praktyce katalog dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego został również rozszerzony o instalacje, które uzyskały koncesję po 30 czerwca 2014 r.

The RES Act introduced certain changes aimed at liquidation of the oversupply on green certificates market such as: (i) as of 1 January 2016 hydroenergy installations with an installed capacity of over 5 MW are no longer entitled to green certificates, (ii) as of 1 January 2016 the “value” of green certificates issued to biomass co-firing installations¹² until 31 December 2020 is reduced by a 0.5 correction coefficient; after 2020, the “value” of green certificates issued to such installations may be further amended by a correction coefficient established by an ordinance of the Council of Ministers, (iii) limitation as to the maximum number of certificates of origin that can be obtained for a multi-fuel firing installation in relation to the average annual quantity of electrical energy produced in the years 2011–2013 (this limitation will not apply to dedicated multi-fuel firing installations). However, these mechanisms were introduced too late and are not sufficient to effectively counteract the oversupply of green certificates on the market and increase the prices of green certificates.

2.1.14. Other amendments introduced by the RES Act

Local biomass

With respect to RES installations incinerating or co-incinerating biomass, the RES Act introduced the requirement of a minimum share of “local biomass” in the total volume of biomass delivered to the incineration process (the size of the participation of local biomass will be specified in the implementing legislation to the RES Act). Therefore, the RES Act defines local biomass as biomass procured originally (i.e. from the first producer) from an area located within a radius of not more than 300 km from the power generation unit in which it will be used. The manner of documenting the origin of local biomass, for the purposes of the support system, and the admissible ways of originally procuring local biomass will be specified in the secondary legislation.

Hybrid RES installations

The RES Act introduced the definition of a “hybrid RES installation”, that is a complex of at least two RES installations that have different availability characteristics of the electricity generated and which as a result of their merger form a coherent,

¹² Except for dedicated co-firing installations; under the initial version of the RES Act, the definition of „dedicated co-firing installation” contained a requirement for these installations to obtain a generation license until 30 June 2014; subsequently, in the Act amending the RES Act this requirement was deleted; in practice the catalogue of dedicated co-firing installations was extended also for installations which obtained a license after 30 June 2014;

nej, i które w wyniku swojego połączenia tworzą spójny funkcjonalnie i obszarowo zestaw zapewniający odbiorcy stały dostęp do energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami jakościowymi określonymi w przepisach prawa energetycznego lub w umowie zawartej z odbiorcą energii. Zgodnie z uzasadnieniem ustawy o OZE, powyższa zmiana ma na celu promowanie instalacji, które poprzez integrację różnych źródeł OZE będą charakteryzować się większą stabilnością produkcji energii elektrycznej.

Klasy energii

Ustawa o OZE wprowadza również pojęcie klastrów energii. Takie klastry będą stanowione poprzez umowy cywilnoprawne pomiędzy różnymi podmiotami, które będą dotyczyć produkcji, bilansowania popytu lub handlu energią z instalacji OZE albo innych źródeł lub paliw, w jednej sieci dystrybucyjnej, na obszarze nieprzekraczającym jednego powiatu lub 5 gmin.

Prowadzenie działalności energetycznej w obrębie klastra energii będzie możliwe na podstawie jednej koncesji energetycznej wydawanej podmiotowi koordynującemu tę część wspólnego przedsięwzięcia na podstawie umowy z pozostałymi podmiotami. Klastry będą mogły uczestniczyć w aukcjach i będą korzystać z oddzielnych koszyków technologicznych dedykowanych wyłącznie klastrom energetycznym.

2.2. Proponowane kierunki zmian w ustawie o OZE

Zniesienie preferencji technologicznych w systemie wsparcia opartym o aukcje (oddzielne aukcje w tzw. koszykach technologicznych) przy deklarowanym poparciu dla innych technologii niż elektrownie wiatrowe

Należy zmienić wadliwą konstrukcję aukcji na sprzedaż energii z OZE, naruszającą zasadę jasności i zasadę przejrzystości oraz zakaz dyskryminacji wyrażony w GBER oraz EEAG – poprzez utworzenie bez wystarczającego, dopuszczalnego uzasadnienia odrębnych aukcji dla technologii lub grup wytwórców, skutkujące ich nieuzasadnionym uprzywilejowaniem w stosunku do innych wytwórców uczestniczących w odrębnych aukcjach (delimitacja i konstrukcja poszczególnych koszyków aukcyjnych stanowi, w połączeniu z innymi instrumentami takimi jak limity aukcyjne dla poszczególnych koszyków, narzędzie celowego uprzywilejowania konkretnych wytwórców/grup wytwórców kosztem innych grup wytwórców, w tym zwłaszcza kosztem energetyki wiatrowej).

in terms of power generation and area, unit ensuring energy off-takers with uninterrupted access to electrical energy in accordance with the quality requirements set out in the provisions of the energy law or in the agreement concluded with the energy off-taker. Pursuant to the explanatory notes to the RES Act, the above change is intended to promote installations which, through the integration of various RES sources, will be characterised by a greater stability of power generation.

Energy clusters

The RES Act introduces the concept of an energy clusters. These clusters will constitute civil law agreements between various entities, concerning the generation and balancing of the demand for or trading in energy from RES installations or other sources or fuels, within one distribution network, not exceeding the boundaries of one county (*powiat*) or 5 municipalities.

Conducting energy-related activities within an energy cluster will be possible on the basis of one energy licence issued to the entity coordinating that part of the joint venture on the basis of an agreement with the other entities. Clusters will be able to participate in the auctions and will benefit from separate technological baskets dedicated exclusively to energy clusters.

2.2. Proposed directions of changes to the RES Act

Removal of preferences for specific technologies in the auction system (separate auctions in the so-called technology baskets) with declared support for technologies other than wind

Changes should be introduced to the faulty RES auction structure, breaching the principle of clarity and transparency as well as the ban on discrimination expressed in the GBER and EEAG, by creating separate auctions for technologies or groups of generators, without a sufficient, acceptable justification, which results in unjustified preference for certain groups compared to other generators taking part in separate auctions (the definition and structure of particular auction baskets constitutes, in combination with other instruments such as auction limits for particular baskets, an instrument for intentional preference for certain generators or groups at the expense of other groups of producers, especially at the expense of wind power).

1. System aukcyjny nie powinien dyskryminować niektórych wytwórców względem innych, a niewykorzystana ilość i wartość energii powinna przechodzić z jednego koszyka technologicznego do drugiego, co poprawiłoby wyniki aukcji.
2. Wszyscy wytwórcy (a nie tylko wybrani) powinni mieć możliwość migracji do systemu aukcyjnego.
3. Wieloletnie zaniedbania doprowadziły do zapaści systemu zielonych certyfikatów – powinny zostać wprowadzone mechanizmy pozwalające na redukcję nadpodaży certyfikatów w przewidywalnych ramach czasowych.
4. Przepisy powinny być stabilne i przewidywalne, co oznacza określanie wolumenów i budżetu aukcji z przynajmniej trzyletnim wyprzedzeniem.

1. The auction system should not discriminate some generators versus others, and the unused volume and value of energy should be moved between baskets to improve the results of the auction.
2. All generators (and not just selected ones) should have the possibility to migrate to the auction system.
3. Long-term neglect has led to the collapse of the green certificate system – adequate mechanisms should be introduced allowing for reduction of oversupply of certificates in a predictable timeframe.
4. The regulations should be stable and predictable, meaning that auction budgets and volumes should be specified at least 3 years in advance.

Zagwarantowanie aukcji migracyjnych z systemu zielonych certyfikatów do systemu aukcyjnego

Istnieje ogromne ryzyko, że brak realnej perspektywy redukcji poziomu nadpodaży zielonych certyfikatów doprowadzi do zupełnego załamania się rynku świadectw pochodzenia i spadku cen świadectw pochodzenia niemal do zera, co będzie oznaczało, że energetyka wiatrowa zostanie pozbawiona wsparcia, ze wszystkimi negatywnymi skutkami, jakie to za sobą będzie niosło. Jedynym sposobem oprócz podniesienia kwoty obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia (z której Polski rząd nie chce skorzystać) jest konieczność przeprowadzenia aukcji migracyjnych dla istniejących instalacji OZE do nowego systemu wsparcia z gwarancją neutralności technologicznej bez preferencji jednej technologii względem drugiej. Pomimo przewidzianej w ustawie o OZE możliwości migracji ze starego systemu do systemu aukcyjnego, rozporządzenie wykonawcze do ustawy o OZE wyklucza taką możliwość w bieżącym roku, brak jest możliwości przewidzenia decyzji rządu w tym zakresie w kolejnych latach.

Podejmowanie działań zmierzających do likwidacji zjawiska nadpodaży świadectw pochodzenia z zachowaniem jednakowego traktowania technologii OZE

Dla instalacji biogazu rolniczego w znowelizowanej w 2016 r. ustawie o OZE dokonano zmian, wprowadzając odrębną kategorię świadectw pochodzenia i określając wielkość obowiązku w rozporządzeniu (0,6%). W ten sposób zlikwidowano

Ensuring migration auctions from the green certificate system to the auction system

There is an enormous risk that the lack of realistic prospects for reduction of oversupply of green certificates will lead to a complete collapse of the market for certificates of origin and a drop in prices almost to zero, meaning that wind power will be deprived of any support, with all its negative consequences. The only way to counteract this, apart from raising the green certificate redemption quota (a possibility that the Polish government does not want to use), is carrying out migration auctions for existing RES installations, allowing them to move to the new system, with a guarantee of technology neutrality, without preferences for one technology versus others. Despite such a possibility being envisaged in the RES act, the executive regulation to the RES act excludes such an auction this year, and it is not possible to predict the government's decision in that respect in the coming years.

Actions aimed at eliminating the oversupply of certificates of origin while ensuring equal treatment of RES technologies

In the amendment to RES Act, adopted in 2016, modifications were introduced for agricultural biogas installations by establishing a separate category of certificates of origin and setting the level of quota in a regulation at 0.6%, thus eliminating the

nadpodaż świadectw pochodzenia z biogazu rolniczego. Tym samym Ministerstwo Energii pośrednio przyznało, że obecny poziom cen zielonych certyfikatów jest zbyt niski, system wsparcia nie działa jak powinien i potrzebna jest interwencja. Nie ma natomiast żadnego uzasadnienia, by interwencja dotyczyła tylko jednej kategorii instalacji OZE, tworząc bodźce do wzrostu cen dla certyfikatów biogazowych, przy jednoczesnym pozostawieniu rynku zielonych certyfikatów w sytuacji rosnącej nadpodaży i w konsekwencji gwałtownie spadających cen.

Zagwarantowanie wolumenów aukcyjnych dla wiatru, np. poprzez publikację z trzyletnim wyprzedzeniem minimalnych wolumenów i budżetu dla poszczególnych koszyków oraz gwarancję przechodzenia niewykorzystanych wolumenów do kolejnych koszyków

Istnieje konieczność wprowadzenia przepisów gwarantujących przewidywalność systemu wsparcia dla instalacji OZE. Powinny zostać określone ramy czasowe, przewidywane moce oraz budżet danego systemu wsparcia. Istotnym jest, by perspektywa inwestycyjna określana była na co najmniej 3 następne lata (a nie jak obecnie – na 1 rok), a odstępstwo lub jej zmiana mogła nastąpić jedynie w szczególnych przypadkach.

Przechodzenie niewykorzystanej ilości i wartości energii do kolejnych koszyków aukcyjnych

W świetle obecnie obowiązujących przepisów ustawy o OZE, Rada Ministrów określa, w drodze rozporządzenia, ilość i wartość energii elektrycznej z OZE, która ma zostać sprzedana na aukcjach w danym roku, a Ministerstwo Energii alokuje tę wielkość na poszczególne kategorie aukcyjne oraz określa kolejność przeprowadzania aukcji w poszczególnych koszykach. Celem aukcji powinna być przede wszystkim sprzedaż całej energii elektrycznej (MWh) określonej w Rozporządzeniu Rady Ministrów, gdyż to warunkuje osiągnięcie celu 19,13% udziału energii odnawialnej, wynikającej z transpozycji celu 15% określonego w Dyrektywie 2009/28/UE. Tym samym, w ustawie o OZE powinien pojawić się mechanizm, w ramach którego niewykorzystany wolumen przewidziany dla danego koszyka przechodziłby automatycznie do kolejnego koszyka, tak aby nie kumulować niewykorzystywanych MWh w aukcji.

oversupply of certificates of origin for agricultural biogas. Thereby the Ministry of Energy has indirectly admitted that the current level of green certificate prices is too low, that the support system is not functioning as it should, and that intervention is needed. However, there is no justification for such intervention to apply to only one category of RES installations, stimulating a price increase for biogas certificates, while leaving the green certificate market with growing oversupply and rapidly dropping prices as a result.

Ensuring action volumes for wind, e.g. by publishing minimum volumes and budgets for particular baskets 3 years in advance and by guaranteeing transfer of unused volumes to other baskets

There is a need to introduce regulations ensuring the predictability of the support scheme for RES installations. The timeframe, forecasted capacities and budget for a support scheme should be specified. It is important for the investment prospects to be determined for at least 3 years ahead (not for 1 year as it is today), and any deviations or changes should be made only in special cases.

Transfer of unused volumes and values of energy to other auction baskets

Under the current provisions of the RES act, the Council of Ministers shall specify, by the way of a regulation, the volume and value of electricity from RES that will be sold at auctions in a given year, and the Ministry of Energy shall allocate that volume to particular auction categories and specify the sequence of auctions in particular baskets. The primary purpose of the auction should be the sale of the entire volume of energy (MWh) specified in the Regulation of the Council of Ministers, as it is a precondition to meet the 19.13% target of RES-E resulting from the transposition of the 15% target stipulated by the Directive 2009/28/EU. Thus, a mechanism should appear in the RES Act, under which the unused volumes in one basket would be automatically moved to another basket, to avoid cumulating unused MWh volumes in the auction.

Zniesienie wymogu zapewnienia możliwości fizycznego przesylu energii elektrycznej z instalacji zlokalizowanych poza terytorium RP

Wymóg zapewnienia możliwości fizycznego przesylu energii elektrycznej dla wytwórców energii elektrycznej z OZE w instalacji zlokalizowanej poza terytorium RP i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej nie wynika w żadnej mierze z Dyrektywy 2009/28/WE. Oznacza to, że będzie stanowił zbędną, nieprzewidzianą w dyrektywach barierę dla otwierania się systemów wsparcia państw UE w oparciu o dwustronne porozumienia. Energia z OZE powinna być raczej spożytkowana lokalnie, a nie przesyłana na duże odległości. Ponadto, pozostawienie tego wymogu może uniemożliwić udział instalacji OZE zlokalizowanych w Polsce w systemach wsparcia państw sąsiednich, które nie przewidują wymogu fizycznego przesylu. Stąd wskazana jest nowelizacja ustawy o OZE w zakresie usunięcia ww. warunku, zgodnie ze wzmiankowaną dyrektywą.

Stworzenie mechanizmu pozwalającego na dostosowanie umów o przyłączenie zawartych przed rozstrzygnięciem aukcji do terminu określonego w ofertowym zobowiązaniu wytwórcy

Zgodnie z art. 7 ust. 2a ustawy Prawo energetyczne elementem przedmiotowo istotnym umowy o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii jest termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji. Termin ten nie może być dłuższy niż 48 miesięcy, a w przypadku instalacji OZE wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię wiatru na morzu – 120 miesięcy od dnia zawarcia tej umowy. Z kolei art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy o OZE przewiduje, że oferta złożona przez uczestnika aukcji musi zawierać zobowiązanie do wytworzenia po raz pierwszy energii z instalacji w terminie, co do zasady, 48 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji (w wypadku instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego i siłę wiatru na morzu – odpowiednio 24 i 72 miesiące). Umowy o przyłączenie zawierane są przez wytwórców zainteresowanych udziałem w systemie wsparcia przed złożeniem oferty aukcyjnej, co powoduje, że nie mogą oni w pełni wykorzystać terminów, o których mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8. Podmioty, które wygrały aukcję, powinny mieć możliwość realizacji przedsięwzięcia zgodnie z harmonogramem kształtowanym przez przepisy ustawowe. Dodanie do ustawy przepisów w proponowanym brzmieniu stworzyłoby mechanizm pozwalający na odpowiednie dostosowanie terminu przyłączenia.

Removing the requirement to ensure the possibility for physical transmission of electricity from installations located outside of Poland

The requirement to ensure the possibility of physical transmission of electricity for RES generators with installations located outside the Polish territory and outside the exclusive economic zone does not arise in any way from the Directive 2009/28/EC. This means that it will constitute an unnecessary, ungrounded barrier to opening up of support schemes of EU Member States based on bilateral agreements. Electricity from RES should be consumed locally rather than transmitted over large distances. Moreover, leaving this requirement in place may prevent RES installations located in Poland from taking part in support schemes in neighbouring countries who do not have the physical transmission requirement. Therefore it is recommended for the RES Act to be amended to remove the above mentioned requirement in accordance with the directive in question.

Creating a mechanism allowing for adjustment of connection agreements concluded before auction closure to the date specified in the producer's bid declaration

Under Article 7 (2a) of the Energy Law, one of the essential aspects of the connection agreement for an RES installation is the date of first delivery of electricity generated in that installation to the grid. That date must be no later than 48 months, and in case of offshore wind installations – 120 months after the date of entering into such agreement. In turn, Article 79 par. 3 (8) of the RES act stipulates that the bid submitted by an auction participant must contain a commitment to generate electricity from the installation for the first time, in principle, within 48 months of the closing date of the auction (in case of installation utilizing solar power and offshore wind – 24 and 72 months respectively). Connection agreements are concluded by generators interested in taking part in the support scheme before submitting an auction bid, meaning they cannot fully benefit from the periods referred to in Article 79 par. 3 (8). Auction-winning entities should have the possibility to develop their projects according to statutory schedules. Adding relevant provisions to the RES Act would create a mechanism allowing for adjustment of the connection date accordingly.

Okres, w którym następuje rozliczenie rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy

Odnawialne źródła energii (również te, które charakteryzują się najwyższą sprawnością) są podatne na zmienność warunków atmosferycznych oraz braki surowca. Tym samym uzasadnione jest wprowadzenie rozliczania rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy w odpowiednim okresie, tak aby umożliwić zbilansowanie się okresów wzmożonej produkcji energii elektrycznej z okresami, w których instalacja nie osiąga wymaganej efektywności. Ustawodawca powinien również określić bezpieczny margines dopuszczalnego odstąpienia od deklarowanego poziomu sprawności, którego nieosiągnięcie skutkowałoby możliwością nałożenia kary pieniężnej.

Mechanizm umożliwiający zwrot inwestorom wpłaconych kwot na poczet umów przyłączeniowych

Wejście w życie ustawy odległościowej spowodowało, że projekty instalacji OZE wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej siłę wiatru, co do których nie wszczęto choćby postępowania w przedmiocie wydania decyzji o pozwoleniu na budowę do dnia wejścia w życie tej ustawy, nie będą mogły być zrealizowane. Oznacza to, że umowy przyłączeniowe zawarte w stosunku do takich projektów będą niemożliwe do wykonania. Zasadne jest zatem przyjęcie regulacji, w ramach której nastąpiłby zwrot uiszczonych kwot opłaty za przyłączenie oraz zaliczek – z zastrzeżeniem, że zwrotowi nie podlegałyby kwoty już wykorzystane przez przedsiębiorstwa energetyczne na projektowanie lub budowę przyłącza.

Obowiązek przedłożenia ostatecznej (a nie prawomocnej) decyzji o pozwoleniu na budowę dla źródła energii z OZE w celu uczestnictwa w aukcji (skorzystania z pomocy publicznej)

Zamiast decyzji „prawomocnej” dla każdego źródła energii powinna być przedkładana decyzja ostateczna (pojęcie zgodne z polskim kodeksem postępowania administracyjnego). Zgodnie z prawem decyzja ostateczna jest w pełni wykonalna i skuteczna, np. na podstawie ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę (a nie prawomocnej) można prowadzić legalne prace budowlane w stosunku zarówno do źródła konwencjonalnego, jak i OZE.

Usunięcie wsparcia dla współspalania biomasy z węglem w elektrociepłowniach

Ustawa o OZE wprowadziła ponownie możliwość korzystania z pełnego wsparcia dla technologii

Period of settlement of actual capacity utilisation factor

Renewable energy sources (also those with the highest efficiency) are susceptible to variable weather conditions and raw material shortages. Therefore it is justified to introduce the settlement of the actual capacity utilization factor in an appropriate period, to allow for compensation of increased electricity production periods with those when the installation does not reach the required efficiency. The legislator should also specify a safe margin of possible deviation from the declared efficiency level; failing to reach such a level would result in possible financial penalty.

Mechanism allowing for return of fees paid by investors in relation to connection agreements

The entry into force of the Wind Farm Act resulted in a situation where there will be no possibility to build RES projects using wind power to generate electricity, for whom the building permit procedure was not started before the date of entry of that act into force. This means that connection agreements concluded for such projects will be unenforceable. It would be therefore legitimate to adopt a regulation under which the already paid connection fees and advance payments would be returned, with the exception of the amounts already used by the power utility for the design or construction of the connection.

Obligation to submit a final (not non-appealable) building permit for RES installations to take part in auction (use state aid)

Instead of an “non-appealable” (Polish: “prawomocna”) building permit decision, a final decision (under the Polish administrative procedure code) should be submitted for each energy source. According to the law, a final decision is fully enforceable and valid, e.g. based on a final building permit decision (and not non-appealable) legal building works can be carried out, both for conventional and RES installations.

Elimination of support for biomass co-firing in CHP plants

The RES Act reintroduced the possibility of full support for co-firing technology under the so-

współspalania w ramach tzw. dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego. Konsekwencją zmiany definicji tej instalacji będzie to, że technologia ta stanie się beneficjentem systemu wsparcia określonego w Ustawie OZE, tzn. wsparcie nie będzie już ograniczone do takich instalacji, które uzyskały koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej przed dniem 30 czerwca 2014 r. Należy usunąć taką możliwość.

2.3. Regulamin aukcji

Aukcje są przeprowadzane w formie elektronicznej za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej („IPA”). 28 listopada 2016 r. Prezes URE opublikował regulamin aukcji, który po raz pierwszy znalazł zastosowanie w związku z aukcjami przeprowadzonymi 30 grudnia 2016 r.

Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii, Prezes URE ustala regulamin aukcji, który podlega zatwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw energii. Ustawa nie określa przy tym szczegółowo zasad, jakimi powinien się kierować Prezes URE przy ustalaniu regulaminu, a wskazuje jedynie bardzo ogólnie zakres przedmiotowy regulaminu.

Regulamin aukcji określa:

- przebieg i sposób rozstrzygnięcia aukcji,
- warunki przetwarzania danych dotyczących wytwórców, w tym uczestników aukcji,
- wymagania techniczne dotyczące dostępu do IPA,
- sposób zapewnienia bezpieczeństwa i prawidłowości przebiegu aukcji,
- warunki zawieszenia dostępu do IPA.

W aukcji może wziąć udział wyłącznie wytwórca, którego instalacja OZE spełnia parametry aukcji określone przez Prezesa URE w ogłoszeniu o aukcji, które powinno być opublikowane nie później niż 30 dni przed dniem jej rozpoczęcia. Ponadto każdy wytwórca, który chce przystąpić do aukcji musi dokonać rejestracji konta, które umożliwi korzystanie z IPA. Wytwórca może posiadać wyłącznie jedno konto w IPA, przy użyciu którego może składać oferty w trakcie sesji aukcji – po jednej ofercie dla każdej instalacji OZE. Wysłane oferty są niedostępne dla innych uczestników aukcji oraz osób trzecich.

Prezes URE określa godzinę otwarcia oraz zamknięcia danej sesji aukcji w ogłoszeniu o aukcji. Regulamin aukcji stanowi, iż każda sesja aukcji nie może trwać krócej niż 8 godzin, tym samym możliwy jest dłuższy czas trwania aukcji, na co jednak nie zdecydowano się podczas aukcji przeprowadzonych 30 grudnia 2016 r.

W trakcie sesji aukcji, po złożeniu ofert uczestnik

called dedicated multi-fuel firing installations. In consequence of such a change of definition for such installations, that technology will become a beneficiary of the support system defined under the RES Act, i.e. support will not be limited only to those installations that received an electricity generation licence before 30 June 2014. Such a possibility should be eliminated.

2.3. Auction regulations

The auctions are carried out in electronic form via the Internet Auction Platform (“IPA”). On 28 November 2016 the President of the ERO published the Auction Regulations, which were first applied to auctions held on 30 December 2016.

According to the RES Act, the President of the ERO establishes the auction regulations, which are subject to approval by the relevant minister for energy. The Act does not detail the principles that the ERO President should apply when establishing the auction regulations, and only indicates the subject scope of the auction rules in very general terms.

The auction regulations specify:

- the auction procedure and method of settlement,
- terms for processing of data related to producers, including auction participants,
- technical requirements related to access to the IPA,
- conditions for suspending access to the IPA.

Only producers whose RES installations meet the auction parameters defined by the ERO President in the auction announcement can take part in the auction. Such announcement should be published at least 30 days before the starting date of the auction. Moreover, producers who want to take part in auctions must register an account allowing them to use the IPA. A producer can only have one account in the IPA system, and they can use this account to submit bids during the auction session – one bid per RES installation. Bids submitted are not visible to other auction participants or third parties.

In the auction announcement the ERO President specifies the starting and closing time of auction session. Auction regulations provide that each auction session shall last at least 8 hours, meaning that a longer auction is possible; however, that was not the case during the auctions held on 30 December 2016.

During the auction session, after submitting the bid, auction participants can modify the bids or

może je zmodyfikować lub wycofać najpóźniej na godzinę przed zamknięciem aukcji. Wysłane żądanie wycofania oferty nie może być modyfikowane ani anulowane, jednakże gdy wycofanie oferty zostanie odnotowane w systemie IPA, istnieje możliwość wysłania nowej oferty dla tej samej instalacji. Weryfikacja wysłanych ofert następuje po zamknięciu sesji aukcji. Oferty niespełniające którekolwiek z określonych kryteriów uznaje się za niezłożone. Jeżeli w określonej sesji aukcji złożono mniej niż trzy oferty spełniające wymogi, aukcja pozostaje bez rozstrzygnięcia – tak też się stało w przypadku grudniowej aukcji dla istniejących biogazowi rolniczych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, gdzie po weryfikacji stwierdzono, że zostały zgłoszone mniej niż 3 ważne oferty.

Oferty, które nie zostały odrzucone, szeregowane są według podanych w nich cen – od najniższej do najwyższej. W przypadku, gdy kilku uczestników aukcji zaoferuje taką samą cenę sprzedaży energii elektrycznej, wówczas decyduje kolejność wysłania ofert, przy czym w przypadku modyfikacji oferty decyduje moment wysłania ostatniej modyfikacji. Oferty zawierające taką samą cenę pojawiły się podczas grudniowych aukcji, wtedy jednak wolumenu energii przeznaczony do aukcji starczyło dla wszystkich wytwórców biorących udział w aukcji; w przypadku, gdy łączna ilość energii oferowanej w aukcji przewyższy dostępny wolumen, oferty zawierające taką samą cenę, ale złożone później mogą przegrać (patrz uwagi poniżej).

Aukcję wygrywają uczestnicy, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości lub wartości energii elektrycznej przeznaczony do sprzedaży w danej aukcji. Pierwsza oferta, której przyjęcie skutkowało by przekroczeniem wartości lub ilości energii elektrycznej pozostałej do sprzedaży w danej aukcji, powoduje, iż oferta ta oraz kolejne uszeregowane za nią oferty, zostają zakwalifikowane jako przegrane. W takim przypadku aukcję uważa się za rozstrzygniętą, pozostała ilość energii elektrycznej zaś nie podlega sprzedaży w tej aukcji.

Zgodnie z regulaminem, Prezes URE zobowiązany jest unieważnić aukcję w przypadku awarii, będącej skutkiem problemów technicznych leżących po stronie URE, w wyniku których:

1. aukcja nie może zostać rozpoczęta lub zakończona w terminie określonym w ogłoszeniu o aukcji;
2. dostęp do IPA nie był możliwy przez co najmniej 15 godzin podczas trwania sesji aukcji;
3. nastąpiła przerwa w dostępie do IPA w trakcie ostatnich 90 minut trwania sesji aukcji lub
4. Prezes URE powziął uzasadnione wątpliwości dotyczące bezpieczeństwa i prawidłowości przebiegu sesji aukcji.

withdraw them at least one hour before the closing time of the auction. Once sent, the bid withdrawal request cannot be modified or cancelled, but once the bid withdrawal has been registered in the IPA system, there is a possibility to send a new bid for the same installation.

Verification of submitted bids takes place after the closing of the auction session. Bids failing to meet any of the criteria specified are deemed not to have been submitted. If less than three bids compliant with the requirements are submitted in a given auction session, the auction remains unsettled – which was the case for the December auction for existing agricultural biogas plants with installed electrical capacity above 1 MW, where after verification it was found that less than 3 bids had been submitted.

The bids that have not been rejected are ordered by price – from lowest to highest. If several auction participants bid with the same price for the sale of electricity, they will be ordered by the time of bid submission; in case of bid modification, the submission time of the last modification is taken into account. Bids with equal prices appeared during December auctions, but the volume of energy allotted to the auction was sufficient for all producers taking part; if the total volume of energy offered in bids exceeds the available volume, bids with the same price but submitted later may lose the auction (see remarks below).

The auction is won by those participants who offered the lowest price for the sale of electricity, until the volume or value of electricity allocated for sale in that auction is consumed. The first bid to exceed the value or volume of electricity in that auction results in that bid and all other bids in the sequence are qualified as losing. In that case the auction is considered finished and the remaining volume of electricity is not subject to sale in that auction.

According to the Regulations, the ERO President is required to cancel the auction in case of a fault resulting from technical issues on ERO's part, when, as a result:

1. the auction cannot be started or finished at the times defined in the auction announcement;
2. access to the IPA was not possible for at least 15 hours during the auction session;
3. access to the IPA was interrupted during the last 90 minutes of the auction session, or
4. the ERO President has justified doubts regarding the security and correctness of the auction procedure.

Paweł Puacz

Radca Prawny
Legal Counsel
Clifford Chance



Należy przy tym zauważyć, iż powyższe przesłanki unieważnienia stanowią niejako doprecyzowanie podstawy do unieważnienia aukcji określonej w ustawie o odnawialnych źródłach energii, zgodnie z którą Prezes URE unieważnia aukcję m.in. w przypadku, gdy z przyczyn technicznych aukcja nie może zostać przeprowadzona. Jednocześnie należy przyjąć, że postanowienia regulaminu na temat podstaw do unieważnienia aukcji nie powinny skutkować ograniczeniem podstaw do unieważnienia aukcji (i nie powinny w ten sposób być interpretowane).

It should be noted that these grounds for cancellation are a form of detailed clarification of the basis for auction cancellation specified in the RES Act, under which the President of the ERO shall cancel an auction if it cannot be carried out due to technical reasons. At the same time it should be assumed that the provisions of the Regulations regarding the basis for auction cancellation should not result in limitation of such basis for cancellation (and should not be interpreted in such a way).

Prezes URE zobowiązany jest opublikować informację o wystąpieniu okoliczności, skutkujących unieważnieniem aukcji. Jednocześnie regulamin stanowi, iż Prezes URE nie ponosi jakiegokolwiek odpowiedzialności za szkody lub utracone korzyści mogące być skutkiem nieprawidłowego lub nieumiejętnego korzystania z IPA, problemów technicznych w funkcjonowaniu IPA, braku danych lub informacji przekazanych za pośrednictwem IPA. Powyższe ograniczenia nie dotyczą odpowiedzialności za szkodę wyrządzoną umyślnie.

Po zamknięciu grudniowych aukcji część inwestorów informowała, że z powodu problemów technicznych z dostępem do IPA nie mogli oni złożyć ofert w trakcie sesji aukcji. Mimo przyznania, że faktycznie wystąpiły problemy techniczne z platformą aukcyjną, Prezes URE nie opublikował jednak informacji o wystąpieniu awarii, w wyniku której dostęp do IPA był niemożliwy dłużej niż przez jedną godzinę podczas trwania sesji aukcji.

2.4. Propozycje doprecyzowujące regulamin aukcji

2.4.1. Możliwość przyłączenia dwóch instalacji OZE w jednym miejscu przyłączenia do sieci jako oddzielnych źródeł wytwórczych

Ustawa OZE – po nowelizacji z 22.06.2016 r. – w sposób jednoznaczny dopuszcza przyłączenie

The President of the ERO is required to publish information about the circumstances resulting in cancellation of an auction. The Regulations also stipulate that the ERO President shall not be in any way responsible for damages or lost profits that may arise from the incorrect or inept use of the IPA, technical problems in IPA's operation, lack of data or information submitted via the IPA. These limitations do not apply to damages caused intentionally.

After the closing of December auctions, some investors claimed that due to technical problems with access to the IPA they had been unable to submit their bids during the auction session. Despite admitting that indeed there had been some technical issues with the auction platform, the ERO President did not publish any information about a technical malfunction that would result in lack of access to the IPA for longer than one hour during the auction session.

2.4. Proposals for clarification of auction regulations

2.4.1. Possibility to connect two RES installations at one connection point as separate generation sources

The RES Act – after the 22 June 2016 amendment – clearly allows for connection of more than one

1. W jednym miejscu przyłączenia do sieci powinna być możliwość przyłączenia więcej niż jednej instalacji OZE, co usprawni działanie całego systemu.
2. W regulaminie aukcji powinno znaleźć się doprecyzowanie, iż okresy rozliczeniowe dla zwycięzcy aukcji obejmują następujące po sobie lata kalendarzowe.
3. Pojęcie „mocy zainstalowanej” powinno zostać zdefiniowane w regulaminie aukcji jako suma mocy znamionowych poszczególnych jednostek (lub inwerterów) wchodzących w skład instalacji OZE.

1. It should be possible to connect more than one RES installation at a single point of connection, which would improve the operation of the whole system.
2. Auction regulations should clarify that settlement periods for auction winners cover consecutive calendar years.
3. The term „installed capacity” should be defined in the auction regulations as the total of rated capacities of individual units (or inverters) comprising the RES installation.

w jednym miejscu przyłączenia więcej niż jednej instalacji OZE. Oznacza to, że intencją ustawodawcy jest zezwolenie na sytuacje, w których w jednym miejscu jest przyłączona więcej niż jedna instalacja OZE. Zatem brak takiej możliwości nie jest uzasadniony ekonomicznie i technologicznie, a zarazem ogranicza szanse rozwoju sektora źródeł odnawialnych na wielu płaszczyznach bez wyraźnej ku temu podstawy w przepisach ustawy o OZE.

Obecny zapis regulaminu aukcji doprowadzi do:

1. Ograniczenia rozwoju instalacji hybrydowych

Zgodnie z art. 2 punkt 11a ustawy o OZE hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii to zespół co najmniej dwóch instalacji odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących wyłącznie odnawialne źródła energii, różniących się charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii i tworzących w wyniku połączenia spójny funkcjonalnie i obszarowo zestaw zapewniający odbiorcy stały dostęp do energii elektrycznej, stosownie do wymagań jakościowych określonych w przepisach prawa energetycznego. Taki zespół instalacji może być też wspomagany magazynem energii wytworzonej z tego zespołu i wówczas oddawana z niego energia elektryczna jest traktowana jako energia z odnawialnego źródła energii.

Aby stworzyć instalację hybrydową, potrzebne są więc co najmniej dwie odrębne instalacje OZE. Konkluzja ta, w powiązaniu z obecnym brzmieniem regulaminu aukcji powoduje, iż w istocie, w sposób niezamierzony, wyłączone z systemu wsparcia są np. instalacje, które w jednym miejscu przyłączenia łączyć będą np. farmę wiatrową, instalację PV oraz biogazownię wraz z magazynem energii. Tak powstała instalacja będzie co prawda instalacją OZE w rozumieniu ustawy, nie będzie

RES installation at a single point of connection. This means that it was the intention of the legislator to allow for a situation where more than one RES installation is connected to the grid at a single connection point. In addition, lack of possibility to connect more than one RES installation at one connection point is economically and technically unjustified, and at the same time it limits the possibilities for development of the RES sector on many levels without any clear justification in the RES Act provisions.

The current wording of the auction regulations leads to:

1. Limitations to development of hybrid installations

Under Article 2 (11a) of the RES Act, a hybrid RES installation is a complex of at least two RES installations that have different availability characteristics of the electrical energy generated and which as a result of their merger form a coherent, in terms of power generation and area, unit ensuring energy off-takers with uninterrupted access to electrical energy in accordance with the quality requirements set out in the provisions of the energy law or in the agreement concluded with the energy off-taker; such a complex can be supported with storage facilities for energy generated by that complex, and in such a case the energy recovered from that storage is treated as energy from a renewable source.

Therefore, in order to create a hybrid installation, at least two separate RES installations are needed. This conclusion, in conjunction with the current provisions of the Auction Regulations, leads to an unintentional *de facto* exclusion from the support system of e.g. installations that would combine for example a wind farm, a PV installation and a biogas plant with energy storage at a single point of connection. Although such an installation would be an RES installation under the RES Act,

jednak mogła korzystać z systemu wsparcia, nie będzie bowiem spełniała kryteriów instalacji hybrydowej (będzie to jedna instalacja, a nie zespół instalacji OZE). Z drugiej strony w przypadku rozwiązań mieszanych jedynie dla instalacji hybrydowych ustawa o OZE przewiduje ceny referencyjne.

2. Braku możliwości rozwoju projektów budowlanych w dwóch systemach wsparcia

Wiele realizowanych w ostatnich latach projektów inwestycyjnych w sposób niezawiniony zostało dotkniętych zmianami w zakresie systemu wsparcia dla źródeł odnawialnych (przejście z systemu świadectw pochodzenia na system aukcyjny). Wielu inwestorów w dniu 1 lipca 2016 r. było w trakcie realizacji dopiero jednej z faz procesu inwestycyjnego, w ramach pozyskanych mocy przyłączeniowych. Obecne brzmienie regulaminu aukcji powoduje, że budowa kolejnych faz danego zamierzenia inwestycyjnego nie będzie mogła być traktowana jako odrębne instalacje OZE. Tym samym, w świetle prezentowanego już stanowiska Prezesa URE, działanie takie będzie postrzegane jako modernizacja istniejącej już instalacji OZE (ze wszystkimi negatywnymi konsekwencjami związanymi z taką interpretacją).

Zmiana regulaminu aukcji umożliwi więc rozwój instalacji OZE w ramach systemu aukcyjnego, w sposób niekolidujący z dotychczasowym systemem wsparcia opartym na systemie zielonych certyfikatów.

3. Braku spójności natury systemowej

Obecne brzmienie regulaminu aukcji przesądza, iż „wyprowadzenie mocy” (jako część definicji pojęcia instalacji OZE) musi być w każdym wypadku związane z wyprowadzeniem mocy do sieci operatora systemu elektroenergetycznego. Konkluzja ta jednak nie wynika z definicji instalacji OZE ujętej w ustawie o OZE. Co więcej, może prowadzić do sprzeczności natury systemowej. Trzeba bowiem pamiętać, że w obecnym stanie prawnym (tj. już pod rządami ustawy o OZE) nadal funkcjonują instalacje OZE, które nie są przyłączone do sieci elektroenergetycznej, a mimo to korzystają z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia. Tymczasem nie sposób, w oparciu o tę samą definicję instalacji OZE, uznać, iż:

- w odniesieniu do nowych instalacji (na potrzeby systemu aukcyjnego) instalacja OZE musi wyprowadzać moc do sieci operatora i jednocześnie zapewniać innym odbiorcom dostęp do energii elektrycznej;
- w odniesieniu do instalacji uruchomionych przed 1 lipca 2016 r. dopuszczalne jest wsparcie dla instalacji OZE, które do sieci elektroenergetycznej nie są przyłączone.

it will not be allowed to benefit from the support system, as it will not meet the criteria for a hybrid installation (it will be a single installation and not a complex of RES installations). On the other hand, in case of “mixed” solutions, the RES Act envisages reference prices only for hybrid installations.

2. Lack of possibility to develop projects built under two support systems

A number of investment projects developed in recent years have been involuntarily affected by the changes to the support system for renewable energy sources (the shift from certificates of origin to the auction system). On 1 July 2016 many investors were carrying out just one of the many phases of the investment process, subject to received connection capacities. The current provisions of the Auction Regulations mean that the construction of subsequent phases of the same investment project will not be considered separate RES installations. Thus, in the light of the position of the ERO President presented above, such construction will be perceived as modernization of an existing RES installation (with all the negative consequences related to such interpretation).

Therefore, changing the Auction Regulations will allow for development of RES installations under the auction system in a way that does not collide with the existing support scheme based on green certificates.

3. Lack of systemic cohesion

The current provisions of the Auction Regulations stipulate that the “power evacuation” (as part of the RES installation definition) must in any case mean power evacuation to the power system operator’s grid. However, this conclusion does not arise from the definition of an RES installation under the RES Act. Moreover, it can lead to a systemic contradiction. It should be noted that under the current legal status (i.e. under the new RES Act) there are still RES installations in operation that are not connected to the power grid, but still use the support system in the form of certificates of origin. However, based on the same definition of RES installation it is impossible to conclude that:

- for new installations (under the auction system) an RES installation must evacuate power to the operator’s grid, and at the same time provide other energy off-takers with access to electricity;
- for installations operating before 1 July 2016 support is possible for those installations that are not connected to the power grid.

2.4.2. Doprecyzowanie trzyletniego okresu rozliczeń

Zgodnie z art. 83 ust. 2 ustawy o OZE rozliczenie obowiązku wytworzenia przez wytwórcę, który wygrał aukcję, energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 72, w ilości określonej przez niego w ofercie, następuje po zakończeniu okresu każdego pełnych trzech lat kalendarzowych, w którym przysługiwało wsparcie, oraz po zakończeniu okresu wsparcia.

Regulamin aukcji powinien zostać doprecyzowany, by rozliczenie następowało po zakończeniu okresów trzyletnich obejmujących pełne lata kalendarzowe, ale następujących po sobie i w określonym czasie w podziale na następujące po sobie lata kalendarzowe.

2.4.3. Ustalenie terminu wytworzenia po raz pierwszy energii przez instalację OZE

Przepisy obecnie obowiązującej ustawy o OZE regulują kwestię wytwarzania energii elektrycznej w okresie rozruchu technologicznego instalacji.

2.4.2. Clarification of a three-year settlement period

According to Article 83 (2) of the RES Act the settlement of the obligation of the auction-winning producer to generate electricity from renewable energy sources, referred to in Article 72, in the volume specified in the bid, shall take place after the end of each period of three calendar years during the support period, and after the end of the support period.

The auction regulations should be clarified, so that the settlement takes place after each consecutive period of three full calendar years.

2.4.3. Determining the date of first generation of electricity by RES installation

The current RES Act provisions regulate the issue of electricity generation during the commissioning period of an installation only for those installations

Łukasz Zagórski

Wiceprezes PSEW
Vice-President, PWEA



Artykuł 83 ust. 2 ustawy o OZE należy rozumieć w ten sposób, iż rozliczenie ilości wskazanej w ofercie ma miejsce po zakończeniu każdego następujących po sobie okresów trzyletnich, w którym przysługiwało wsparcie. Innymi słowami okresy rozliczeniowe powinny obejmować 1-3, 4-6, 7-9 i kolejne lata kalendarzowe. Tylko taka interpretacja jest spójna z intencją ustawodawcy. Niemniej nie sposób nie zauważyć, że przepisy dotyczące obowiązku rozliczenia wytwarzania deklarowanej energii elektrycznej w aukcji nie są do końca jasne dla wytwórców energii. Istnieje ryzyko wykładni, iż okresy rozliczeniowe, o których mowa w art. 83 ust. 2 ustawy o OZE obejmują każde następujące po sobie trzy lata kalendarzowe, w sposób nakładający się na siebie, a zatem mogą obejmować lata 1-3, 2-4, 3-5 i kolejne.

Article 83 (2) of the RES Act should be interpreted in such a way that the settlement of the volume indicated in the bid shall take place after the end of each of the consecutive three-year periods in which the support was applicable. In other words, the settlement periods should cover calendar years 1-3, 4-6, 7-9 etc. Only such an interpretation is consistent with the legislator's intention. However, it cannot be ignored that the provisions related to the obligation to settle the generation of electricity declared in the auction are not clear to energy producers. There is a risk of interpretation that the settlement periods referred to in Article 83 (2) of the RES act cover each consecutive three calendar year with overlap, i.e. they can cover years 1-3, 2-4, 3-5 etc.

cji jedynie w odniesieniu do instalacji, w których wytworzenie energii elektrycznej miało miejsce przed 1 lipca 2016 r. (czyli objętych „starym” system wsparcia). Brak jest w ustawie analogicznych regulacji odnoszących się do instalacji, w których wytworzenie energii elektrycznej ma nastąpić po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji.

Dlatego też w regulaminie aukcji powinna zostać doprecyzowana kwestia rozruchu instalacji, w których pierwsze wytworzenie energii ma nastąpić po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji.

Przepisy ustawy o OZE, jakkolwiek nie regulują zagadnienia rozruchu technologicznego instalacji objętych systemem aukcyjnym, to jednak nie zmieniają ogólnych zasad koncesjonowania działalności uregulowanych przepisami ustawy Prawo energetyczne. Nie powinno zatem ulegać wątpliwości, iż zasadniczo wytwarzanie energii elektrycznej w instalacji OZE powinno odbywać się po wydaniu stosownej koncesji przez Prezesa URE. Trudno zakładać, iż przepisy ustawy o OZE, które regulują system aukcyjny, podważałyby wskazany wymóg koncesjonowania działalności gospodarczej. W efekcie, określony w art. 92 ust. 6 ustawy o OZE sposób obliczania okresu wsparcia (słowa: „przy czym okres ten liczy się od dnia sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej pod dniu zamknięcia aukcji”) należy rozumieć w ten sposób, iż chodzi o pierwszą sprzedaż energii elektrycznej, która jest zgodna z ogólnymi zasadami Prawa energetycznego, tj. następuje w oparciu o uzyskaną koncesję wytwórcy. Zważywszy, że interpretacja tego zagadnienia wpływa na modele finansowe podmiotów przygotowujących się do aukcji, zasadne jest przesądzenie wskazanej wyżej wątpliwości w regulaminie aukcji.

2.4.4. Definicja mocy zainstalowanej

Ani przepisy ustawy Prawo energetyczne, ani ustawy o OZE nie definiują pojęcia „mocy zainstalowanej” instalacji OZE. Na obecnym etapie kwestia ta została jedynie przesądzona przez stanowisko Prezesa URE wyrażone w informacji z dnia 21 września 2016 r. nr 44/2016 poprzez przyjęcie, że pod pojęciem mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE należy rozumieć określoną przez producenta moc znamionową (rated power, nominal power) urządzenia służącego do wytwarzania energii elektrycznej (tj. generatora, ogniwa fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego), wyrażoną w watach [W] lub wielokrotnościach tej jednostki (kW, MW).

Pojęcie mocy zainstalowanej instalacji powinno więc zostać doprecyzowane w regulaminie aukcji. Obecnie przyjęta przez Prezesa URE wykładnia pojęcia „mocy zainstalowanej” nie bierze w pełni pod uwagę uwarunkowań technologicznych

where electricity was produced before 1 July 2016 (i.e. installations covered by the “old” support system). The act does not contain similar provisions with regard to installations where electricity is to be generated for the first time after the closure of auction session.

Therefore the auction regulations should clarify the issue of commissioning of such installations, where the first generation of electricity is to take place after the closure of auction session.

The provisions of the RES Act, although they do not regulate the issue of commissioning of installations covered by the auction system, do not change the general licensing principles regulated by the Energy Law. Therefore it should be beyond doubt that in principle the generation of electricity in an RES installation should take place after a relevant licence (concession) is issued by the President of the ERO. It is therefore difficult to believe that the regulations of the RES Act on the auction system would undermine the above mentioned requirement of licensing of business activity. As a result, the method of calculating the support period specified in Article 92 (6) of the RES Act (“where such period shall be counted from the date of the sale of electricity for the first time after the auction closure”) should be understood in such a way that it applies to the first sale of electricity that is in line with the general provisions of the Energy Law, i.e. takes place based on the generation licence. Due to the fact that the interpretation of this issue affects the financial models of companies preparing to take part in auctions, it would be reasonable to introduce such clarification of this issue to the Auction Regulations.

2.4.4. Definition of installed capacity

Neither the provisions of the Energy Law nor the RES Act define the term of “installed capacity” of an RES installation. Currently this issue was only clarified in the position of the ERO President presented in the information of 21 September 2016 (no. 44/2016) by stating that the term “installed electrical capacity” of an RES installation should be understood as the rated (nominal) power specified by the manufacturer of the unit used to generate electricity (i.e. a generator, a PV cell or a fuel cell) expressed in watts [W] or multiples of that unit (kW, MW).

Therefore the term “installed capacity” should be precisely clarified in the auction regulations.

The interpretation of “installed capacity” currently adopted by the ERO President does not take into account the technological aspects related to gen-

związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, nie jest spójna z regulacjami unijnymi wynikającymi z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci (Rozporządzenie 2016/631) i jest odosobniona względem praktyki przyjętej w innych państwach.

Obecnie generatory turbiny wiatrowej pracują w duecie z konwerterem energoelektronicznym. Konwerter umożliwia i steruje pracą generatora wraz ze sterownikiem turbiny, który jest jej integralną częścią. Tylko wspólne zestrojenie wszystkich tych elementów określa prawdziwą moc zainstalowaną jednostki wytwórczej, jaką jest turbina wiatrowa (siłownia wiatrowa).

Oznacza to że:

- a) moc generatora nie jest tożsama z mocą turbiny wiatrowej;
- b) sam generator nie może być utożsamiany z jednostką wytwórczą;
- c) poszczególne elementy (w tym generator) są zaprojektowane w taki sposób, aby zapobiec przeciążeniu;
- d) zestrojenie wszystkich elementów decyduje o mocy nominalnej urządzenia (zainstalowanej), w szczególności sterownika turbiny oraz konwertera;
- e) moc generatora jest wyższa niż moc turbiny z uwagi na:
 - i) potrzeby własne turbiny (sterowanie, oświetlenie, ogrzewanie, chłodzenie itp.),
 - ii) zakres mocy biernej oferowanej przez turbinę w celu wsparcia sieci;
- f) oprogramowanie (software) determinuje wypracowaną moc w zakresie zdefiniowanym przez producenta. Takie ustawienie jest trwałe i udokumentowane w procesie odbioru instalacji i nie może być przestrojone dla danego układu.

Z powyższych względów producenci turbin wiatrowych podają moc znamionową P_n na zaciskach turbiny, tj. po stronie nN lub SN (w zależności od typu turbiny).

Urządzeniem służącym do wytwarzania energii elektrycznej jest więc turbina wiatrowa wraz z generatorem. Sama moc generatora (części składowej instalacji) jest „sztuczną” wartością, niemającą żadnego praktycznego zastosowania z punktu widzenia operatora czy systemu wsparcia. Należy bowiem pamiętać, iż pod względem systemu elektroenergetycznego (oraz regulacji prawnych) kluczowa nie jest moc elementu-generatora, lecz moc, którą produkuje (czyli trwale i stabilnie wprowadza do sieci) urządzenie jako całość, tj. cała instalacja OZE.

eration of electricity in wind farms, is inconsistent with EU regulations resulting from the Regulation of the Commission (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code, and deviates from practice accepted in other countries.

Nowadays, wind turbine generators always operate in combination with a power converter. The converter controls the operation of the generator together with the turbine controller being its integral part. Only joint tuning of all these components determines the actual installed capacity of a generation unit, in this case a wind turbine.

This means that:

- a) the capacity (power output) of the generator is not equivalent to the capacity of the wind turbine;
- b) the generator itself cannot be identified with a generating unit;
- c) individual components (including the generator) are designed in a special way in order to prevent overload;
- d) the combination of all components – in particular turbine controller and converter – determines the rated (installed) capacity of the turbine;
- e) the generator's capacity is higher than the turbine's rated power due to:
 - i) turbine's own consumption (control, lighting, heating, cooling, etc.)
 - ii) the range of reactive power offered by the turbine in order to support the grid.
- f) the software determines the output power in the range defined by the manufacturer. Such setting is permanent and documented during the handover process of the turbine, and cannot be changed for a specific circuit.

For those reasons turbine manufacturers quote the rated power P_n on turbine's terminals, i.e. on LV or MV side (depending on turbine type).

The unit used to generate electricity is thus the wind turbine with the generator. The power of the generator only (part of the installation) is an “artificial” value, without any practical application from the point of view of the operator or the support system. It should be noted that the key value from the viewpoint of the power system (and the legal regulations) it is not the generator power, but rather the power that is produced (i.e. permanently and in a stable manner fed to the grid) by the entire unit, i.e. the RES installation.

Oto dlaczego moc elektryczna zainstalowana nie powinna być rozumiana tylko i wyłącznie jako moc znamionowa elementu wytwarzającego energię elektryczną:

- Tabliczka znamionowa generatora nie powinna być wykładnikiem jego wydajności, gdyż zakłada jego wykorzystanie do poprawy jakości produkowanej energii (moc bierna) i wspierania sieci elektroenergetycznej. Nie ma technicznego uzasadnienia, aby odnosić się do generacji pracy samego generatora, gdyż to zespół urządzeń, czyli cała turbina, definiuje moc zainstalowaną.
- Moc zainstalowana powinna być interpretowana na poziomie całej instalacji OZE, a nie na poziomie jednej, poszczególnej jednostki wytwórczej (np. jednej turbiny wiatrowej). Sterowanie i wejście do sieci odbywa się w punkcie przyłączenia i oddzielanie poszczególnych turbin jest niepotrzebną formalnością (niekorzystną z punktu widzenia efektywności i optymalizacji farmy wiatrowej, ale i systemu elektroenergetycznego jako całości).
- Przyjęta obecnie definicja mocy zainstalowanej zdaje się bazować na uwarunkowaniach technologicznych konwencjonalnych źródeł energii, które nie przystają do właściwości energetyki odnawialnej (w szczególności farm wiatrowych, w których stosuje się obecnie nowoczesne układy sterowania jako integralny i niezbędny element jednostki wytwórczej).

Przyjęcie interpretacji Prezesa URE, wyrażonej w Informacji nr 44/2016 i mówiącej, że moc elektryczna zainstalowana jest rozumiana tylko i wyłącznie jako moc znamionowa elementu wytwarzającego energię elektryczną rodzi liczne zagrożenia dla sektora energetyki wiatrowej:

- a) Oznacza dyskryminację w kontekście innych źródeł OZE oraz źródeł systemowych.
- b) Może prowadzić do wstrzymania wydawania świadectw pochodzenia lub zwrotu pomocy publicznej za poprzednie okresy rozliczeniowe.
- c) Rodzi ryzyko, że jeśli w nowych wnioskach zadeklaruje się zwiększoną moc (zgodnie z ww. interpretacją), źródła wiatrowe zostaną uznane za zmodernizowane, w rozumieniu ustawy o OZE, ze wszelkimi tego negatywnymi konsekwencjami.
- d) Podważa uwarunkowania płynące z uzyskanych już koncesji wytwórców produkujących energię elektryczną z wiatru.

Może to oznaczać naruszenie umów o przyłączenie do sieci (przekroczenie mocy przyłączeniowej). W warunkach przyłączenia moc przyłączeniową podaje się zamiennie z zainstalowaną, a czasem maksymalną (to samo dotyczy również niektórych pozwoleń środowiskowych). Przyjęcie interpretacji prezentowanej przez Prezesa URE może prowadzić do istotnych problemów natury regulacyjnej. Analogicznie jak w przypadku elektrowni wiatro-

Therefore the installed electrical power (capacity) should not be interpreted only as the rated power of the component generating electricity:

- Generator's nameplate should not be used to determine its performance and efficiency, as it assumes that it will be used to improve the quality of energy generated (reactive power) and to support the grid. There is no technical justification to refer to the generator only, as it is the complex of devices, i.e. the entire turbine that defines the installed capacity.
- Installed capacity should be interpreted at the level of the entire RES installation rather than on the level of individual generation units (e.g. single wind turbine). The control and output to the grid takes place at the point of connection and separating individual turbines is an unnecessary formality (unfavourable from the point of view of wind farm efficiency and optimization, but also of the power grid as a whole).
- The currently adopted definition of installed capacity seems to be based on technological conditions relevant to conventional energy sources, that are not in line with the features of renewable energy sources (especially wind farms, where modern control circuitry is currently used as an integral and necessary component of generating units).

Adopting the interpretation of the ERO President expressed in Information no. 44/2016, stating that electrical installed capacity is understood only as rated power of the electricity generation unit leads to numerous threats to the wind power sector:

- a) It is discriminatory in comparison to other RES and conventional sources.
- b) It may lead to suspension of issuance of certificates of origin or the need to return state aid for previous settlement periods.
- c) It causes a risk that when declaring increased capacity in new applications (according to the above mentioned interpretation) wind sources will be considered modernized in the meaning of the RES Act, with all its negative consequences.
- d) It undermines the conditions received under already awarded licences for generators producing electricity from wind.

It may result in breaching grid connection agreements (exceeding the connection capacity); in connection conditions the term "connection capacity" is often used interchangeably with installed capacity or sometimes maximum capacity (this also applies to some environmental permits). Adopting the interpretation presented by the ERO President may lead to significant regulatory issues.

Similarly to wind farms, where wind turbine gen-

wych, gdzie generatory turbin wiatrowej pracują w duecie z konwerterem energoelektronicznym, tak w instalacjach fotowoltaicznych panele fotowoltaiczne pracują nierozłącznie w duecie z inwerterem. Moc elektryczna zainstalowana nie powinna być rozumiana tylko i wyłącznie jako moc znamionowa elementu wytwarzającego energię elektryczną, tj. w tym przypadku moc znamionowa paneli fotowoltaicznych. Jako element wytwarzający energię elektryczną w instalacji fotowoltaicznej należy postrzegać układ urządzeń złożony z paneli fotowoltaicznych oraz inwerterów. Tylko prawidłowa współpraca obu tych urządzeń umożliwia produkcję energii elektrycznej z dotrzymaniem jej podstawowych parametrów jakościowych.

2.5. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych

2.5.1. Uwagi wstępne

Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (ustawa o elektrowniach wiatrowych) została przyjęta przez Sejm w dniu 20 maja 2016 r., a weszła w życie 16 lipca. Ustawa przewiduje między innymi znaczące ograniczenia w odniesieniu do lokalizacji, budowy i działania farm wiatrowych, a w szczególności: (a) wprowadza minimalną odległość elektrowni wiatrowych od zabudowy mieszkalnej, (b) wprowadza możliwość lokalizacji elektrowni wiatrowych wyłącznie na podstawie planów zagospodarowania przestrzennego oraz (c) zmienia sposób obliczania podatku od nieruchomości (PoN) od budowli.

1. Ustawa wprowadziła niczym nieuzasadniony wymóg minimalnej odległości elektrowni wiatrowych od domów i obszarów ochrony przyrody na poziomie przynajmniej dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej wliczając wirnik wraz z łopatomami (w praktyce 1,5–2 km).
2. Ustawa doprowadziła do kilkukrotnego podniesienia podatku od nieruchomości wyłącznie dla farm wiatrowych z powodu objęcia tym podatkiem także części technicznych elektrowni wiatrowych (tj. przede wszystkim turbiny), a nie tylko części budowlanych.

erators work in conjunction with a power electronics converter, in case of photovoltaic installations PV panels work in conjunction with an inverter. Installed electrical capacity should not be understood only as the rated power of the electricity generation unit, i.e. in this case the rated power of PV panels. It is the combination of PV panels and inverters that should be perceived as electricity generating unit in a photovoltaic installation. Only proper cooperation of those two devices allows for production of electricity according to basic quality parameters.

2.5. The Wind Farm Act

2.5.1. Introductory comments

The act on investments in wind farms (the “Wind Farm Act”) was adopted by the Polish Parliament on 20 May 2016 and came into force on 16 July. The Wind Farm Act provides for, among other things, significant restrictions in respect of the location, development and operation of wind farm projects on the territory of Poland, namely: (i) introduces a minimum distance requirement, (ii) introduces possibility to locate wind farms exclusively on the basis of local master plans and (iii) affects the manner of calculation of real estate tax (“RET”) for structures (budowle).

1. The act introduced an ungrounded requirement of minimum distance between wind farms and residential housing and nature protection areas of 10 times the height of wind turbine (in practice 1.5-2 km).
2. The act has led to a multiple increase of property tax only for wind farms due to covering also the technical part of the turbine (and not only building parts) with the tax.

2.5.2. Wymóg minimalnej odległości

Ustawa o elektrowniach wiatrowych wprowadza wymóg minimalnej odległości w odniesieniu do lokalizacji: (a) elektrowni wiatrowych względem zabudowy mieszkalnej lub obszarów ochrony przyrody oraz (b) zabudowy mieszkalnej względem elektrowni wiatrowych. Odległość ta powinna wynosić co najmniej dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej. Wysokość powinna zostać obliczona od poziomu gruntu do najwyższego punktu elektrowni wiatrowej wraz z wirnikiem i łopatami.

Wymóg minimalnej odległości zasadniczo nie ma zastosowania do już istniejących farm wiatrowych (nie ma obowiązku usuwania lub zmiany lokalizacji tych instalacji), jednak w odniesieniu do istniejących farm wiatrowych, które nie spełniają wymogu minimalnej odległości, dopuszczalne są jedynie remonty i inne działania niezbędne dla prawidłowego użytkowania elektrowni wiatrowych, z wyłączeniem działań prowadzących do zwiększenia parametrów użytkowych elektrowni wiatrowej lub zwiększenia jej oddziaływania na środowisko. Oznacza to, że zgodnie z ustawą o elektrowniach wiatrowych niedopuszczalna jest modernizacja istniejących instalacji OZE, w tym zwiększenie ich parametrów użytkowych, o ile instalacje te nie spełniają wymogu minimalnej odległości.

Wymóg minimalnej odległości nie ma zastosowania do projektów będących w fazie rozwoju, które już posiadają pozwolenie na budowę, pod warunkiem że pozwolenia na użytkowanie dla takich projektów zostaną wydane w ciągu trzech lat od wejścia w życie ustawy o elektrowniach wiatrowych (tj. do 16 lipca 2019 r.). Jednakże projekty farm wiatrowych, które nie wystąpiły o pozwolenie na budowę przed wejściem w życie ustawy o elektrowniach wiatrowych, będą musiały stosować się do wymogu minimalnej odległości.

2.5.3. Możliwość lokalizacji farm wiatrowych wyłącznie na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego

Zgodnie z ustawą o elektrowniach wiatrowych nowe farmy wiatrowe mogą być lokalizowane wyłącznie na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (które są przyjmowane w formie uchwał samorządów lokalnych), a nie na podstawie decyzji o warunkach zabudowy (które są decyzjami administracyjnymi wydawanymi przez organy samorządów lokalnych). Przed wejściem w życie ustawy o elektrowniach wiatrowych, jeżeli dla planowanej lokalizacji farmy wiatrowej nie obowiązywał plan zagospodarowania przestrzennego, inwestor mógł lokalizować farmę wiatrową w oparciu o decyzję o warunkach zabudowy (procedura zmierzająca do

2.5.2. Minimum distance requirement

The Wind Farm Act introduces a minimum distance requirement with regard to the location of: (i) a wind power plant with respect to residential or nature protected areas as well as (ii) residential areas with respect to the wind power plants. The distance should be equal or higher than 10 times the height of the wind power plant. The height of the wind power plant should be calculated from ground level to the highest point of the wind power plant including the rotor (tip height).

The distance requirement in principle does not apply to already constructed wind farms (there is no obligation to remove or relocate these installations). However, with respect to existing wind farms which do not meet the distance requirement, only overhauls (remont) and other actions necessary for proper operation of the wind power plant, excluding actions aimed at increase of performance parameters of wind power plant or increase of its influence on the environment can be performed. This means that under the Wind Farm Act no modernisations of the existing RES installations, including increasing their operating parameters, are to be allowed, unless the RES installations in question meet the minimum distance requirement.

The distance requirement does not apply to the projects under development with building permits already secured, provided that the operating permits for such projects will be issued within 3 years from the coming into force of the Wind Farm Act. However, the wind farm projects that did not apply for building permit before the Wind Farm Act came into force will be forced to apply the minimum distance requirement.

2.5.3. Location of wind farms exclusively on the basis of local master plans

Under the Wind Farm Act the new wind farms may only be located on the basis of local master plans (which are adopted in the form of resolution of the local authorities), and not on the basis of zoning permits (administrative decisions issued by local authorities). Before the Wind Farm Act came into force, if there was no local master plan in force for the territory where a wind farm was to be located, an investor could locate the wind farm based on the so-called zoning permit (the procedure aimed at adoption of a local master plan or any amendments thereto is very time consuming (usually takes at least 2 years), while

przyjęcia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub wprowadzenia zmian do istniejącego planu jest bardzo czasochłonna – zwykle zajmuje co najmniej dwa lata, podczas gdy postępowanie związane z uzyskaniem warunków zabudowy jest znacznie szybsze).

2.5.4. Przepisy o podatku od nieruchomości – uwagi wstępne

Podatek od nieruchomości (PoN) dotyczący budowl jest podatkiem lokalnym uregulowanym w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych.¹³ Co do zasady, PoN jest podatkiem płaconym przez właściciela budowli na rzecz gminy, na terenie której znajduje się ta budowla. Stawka PoN obowiązująca na terenie danej gminy jest określana w drodze uchwały rady gminy, ale nie może ona przekraczać maksymalnej wartości określonych w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych. W praktyce znaczna większość gmin przyjmuje stawki PoN dla budowli równe maksymalnej stawce określonej w ustawie, tj. 2% wartości budowli obliczanej dla potrzeb amortyzacji przy podatku dochodowym. Kwota PoN dla budowli jest określana na podstawie deklaracji podatkowej składanej co roku przez podatnika (np. spółkę celową) do właściwego urzędu gminy. Kwotę podatku oblicza się dla całego roku kalendarzowego, ale jest płatna w równych miesięcznych ratach.

2.5.5. Zmiany wprowadzone ustawą o elektrowniach wiatrowych

Nowe regulacje zawarte w ustawie o elektrowniach wiatrowych powodują znaczące ryzyko, że cała elektrownia wiatrowa wraz z jej elementami technicznymi (a nie tylko jej część budowlana, jak fundament i wieża) będzie podlegać PoN dotyczącemu budowli, obliczanemu od wartości określonej na potrzeby amortyzacji dla podatku dochodowego. Chociaż ustawa o elektrowniach wiatrowych nie wprowadziła żadnych bezpośrednich zmian do ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, wprowadziła zmiany w zapisach ustawy Prawo budowlane, do których odnosi się ustawa, tj. zmieniła definicję budowli stosowaną w przepisach podatkowych dla celów obliczania PoN. Istnieją pewne wątpliwości interpretacyjne co do tego, czy zmiany wprowadzone przez ustawę o elektrowniach wiatrowych wpływają na podstawę opodatkowania PoN. Z jednej strony istnieją argumenty za tym, że podstawa opodatkowania nie powinna ulec zmianie na skutek wejścia w życie ustawy o elektrowniach wiatrowych. Z drugiej

the procedure aimed at obtaining the zoning permit is definitely shorter).

2.5.4. Real estate tax regulations – introductory comments

RET is a local tax regulated in the Act on Local Taxes and Fees.¹³

In principle, RET is a tax payable by an owner of land or a structure (budowla), to the municipality in which the land or structure (budowla) is located. The RET rate is determined by the council of each municipality independently, but in any case it may not exceed the maximum values set out in the Act on Local Taxes and Fees. In practice, a significant majority of municipalities adopt RET rates equal to the maximum amount allowed under the Act on Local Taxes and Fees. The maximum rate of RET applicable to a structure (budowla) is 2% calculated on the value of a structure (budowla) determined for income tax depreciation purposes. The RET amount is determined on the basis of a tax return submitted annually by a tax payer (i.e. an SPV) to the applicable municipal office. The RET amount is determined for the full calendar year, but is payable monthly in equal instalments.

2.5.5. Amendments introduced by the Wind Farm Act

The new regulations introduced by the Wind Farm Act create a material risk that an entire wind power plant, including its technical components (and not only its building components, such as foundation and tower), are subject to RET calculated on the value determined for income tax depreciation purposes.

Although the Wind Farm Act has not made any direct changes to the Act on Local Taxes and Fees, it made changes to the provisions of the Building Law, to which this act refers to i.e. changed the definition of a structure (budowla) used by the tax regulations for the purposes of RET calculation. There are some interpretation doubts as to whether the amendments made by the Wind Farm Act affect the RET taxable base. On one hand there are grounds to argue that the RET taxable base should not be affected by the introduction of the Wind Farm Act. On the other hand, there are opinions that as the result of the Wind Farm Act (in particular, the changes introduced to the Building

¹³ Ustawa o podatkach i opłatach lokalnych z dnia 12 stycznia 1991 r. (tekst jednolity: Dz.U. 2014, poz. 849).

¹³ Act on Local Taxes and Fees of 12 January 1991 (consolidated text: Journal of Laws of 2014, item 849, as amended).

strony istnieją opinie, że w rezultacie wejścia tej ustawy w życie (a w szczególności zmian wprowadzonych w przepisach prawa budowlanego) cała elektrownia wiatrowa powinna stanowić podstawę do obliczania PoN – zarówno jej elementy budowlane, jak i techniczne. Niemniej jednak, skutki przepisów ustawy o elektrowniach wiatrowych były już przedmiotem weryfikacji licznych organów podatkowych w postępowaniach o wydanie indywidualnych interpretacji podatkowych zainicjowanych przez podatników (które są skuteczne tylko w odniesieniu do danego podatnika, będącego stroną postępowania) oraz przez sądy administracyjne, w sprawach, w których wydane zostały negatywne indywidualne interpretacje podatkowe. We wszystkich dotychczasowych orzeczeniach sądów administracyjnych sądy te wskazywały, że intencją ustawodawcy było rzeczywiście zwiększenie wymiaru podatku od nieruchomości płaconego przez elektrownie wiatrowe. Obowiązek włączenia technicznych elementów budowli, takich jak turbiny wiatrowe do podstawy opodatkowania PoN od budowli dotyczy wyłącznie elektrowni wiatrowych, a nie dotyczy innych OZE.

2.6. Proponowane kierunki zmian w ustawie odległościowej

2.6.1. W zakresie podatku od nieruchomości

Zmianie powinna ulec definicja elektrowni wiatrowej zawarta w art. 2 pkt 1 ustawy odległościowej w taki sposób, aby nie było wątpliwości, że elektrownia wiatrowa składa się z części budowlanej oraz z urządzeń technicznych, które nie są wlicza-

Law), the entire wind power plant should be the basis for RET tax – both its building and technical elements. However, the tax impact of the regulations of the Wind Farm Act has already been subject to investigation of numerous local tax authorities in the individual tax ruling proceedings initiated at the request of the taxpayers (which are effective only towards a given taxpayer being party to the proceedings) and in administrative court proceedings initiated with respect to negative individual tax rulings. In all the rulings issued to date, the administrative courts indicated that the intention of the Polish legislator was indeed to increase the RET payable with respect to wind farm installations.

The obligation to include the technical components of structures such as wind turbine into the taxable base for the purpose of calculation of the RET regarding structures will be applicable only to wind farms and not to any other RES.

2.6. Proposed changes to the Wind Farm Act

2.6.1. With regard to real estate tax

The definition of a wind turbine, contained in Article 2 (1) of the Wind Farm Act, should be changed in a way eliminating any doubt that a wind turbine consists of a building part and of technical equipment that is not included in the taxable amount

1. Definicja elektrowni wiatrowej powinna doprecyzować, że elektrownia składa się z części budowlanej oraz z urządzeń technicznych, które nie powinny być objęte podatkiem od nieruchomości (tak jak ma to miejsce w odniesieniu do wszystkich innych typów elektrowni).
2. Podstawą lokalizacji każdej elektrowni wiatrowej powinna być indywidualna ocena każdego przypadku, a nie ogólnie narzucona odległość nieuwzględniająca głos mieszkańców.
3. Wydane już pozwolenia na budowę nie powinny wygasać w ciągu 3 lat, ponieważ realizacja projektu będzie rozpoczynana zazwyczaj dopiero po wygraniu aukcji.

1. The definition of a wind turbine should clarify that a turbine consists of a building part and technical equipment; the latter should not be subject to property tax (similarly to all other types of power plants).
2. The location of wind farms should be based on case-specific assessment, instead of an arbitrarily imposed distance, not taking the residents' opinions into account.
3. The building permits already issued should not expire within 3 years, as project implementation will usually only start after winning an auction.

ne do podstawy opodatkowania przy naliczaniu podatku od nieruchomości. Taka zmiana będzie zgodna z wieloletnią praktyką oraz orzecznictwem sądowym w Polsce, zgodnie z którym mianem budowli określa się jedynie części budowlane elektrowni wiatrowej, tj. fundament i wieżę (maszt), a obciążeniu podatkiem od nieruchomości podlegają wyłącznie części budowlane. Odpowiednio dostosowana (przywrócona do brzmienia sprzed wejścia w życie ustawy odległościowej) powinna zostać definicja budowli zawarta w art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane.

Alternatywnym rozwiązaniem pozwalającym na osiągnięcie celu polegającego na zapewnieniu neutralności podatkowej ustawy odległościowej (przywrócenie zasad naliczania podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych do stanu sprzed wejścia w życie ustawy) jest dokonanie stosownej zmiany w ustawie z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych poprzez wyraźne wskazanie, że do podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości nie wlicza się wartości elementów technicznych elektrowni wiatrowych.

2.6.2. W zakresie wymogu zachowania odległości (10h) określonego w art. 4 ustawy odległościowej

Odległość budownictwa mieszkaniowego od elektrowni wiatrowych oraz elektrowni wiatrowych od budownictwa mieszkaniowego powinna być ustalana na podstawie przepisów ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, a także w oparciu o kryterium dopuszczalnego poziomu hałasu, określone w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku. Kwestia odległości powinna być badana i określana dla każdego przypadku indywidualnie na podstawie wyżej wymienionych przepisów. Właściciele nieruchomości w gminach, w których elektrownie wiatrowe zostały już zainstalowane lub co do których uzyskano pozwolenie na budowę, zostali w wielu przypadkach pozbawieni prawa do posadowienia zabudowy mieszkaniowej na własnych nieruchomościach, gdyż określony wymóg minimalnej odległości zabudowy mieszkalnej od elektrowni wiatrowych działa dwustronnie. Z drugiej strony, zastosowanie sztywno określonego wymogu odległościowego (ok. 2 km od najbliższej zabudowy mieszkaniowej) w wielu przypadkach nie ma żadnego uzasadnienia w kontekście oddziaływania na środowisko i zdrowie ludzi.

Zaproponowane rozwiązanie zapewnia w każdym przypadku zbadanie oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko i zdrowie ludzi, i nie ogranicza

for property tax. Such a change will be in line with long-term practice and case-law of Polish courts, where the term “building structure” (*budowla*) applied only to building parts of wind turbines, i.e. foundation and tower, and only those building parts are subject to property tax. The definition of building structure (*budowla*) under Article 3 (3) of the Building Law (of 7 July 1994) should be adjusted (reverted to the wording prior to the entry into force of the Wind Farm Act) in a corresponding manner.

An alternative way to achieve the goal of tax neutrality of the Wind Farm Act (i.e. returning to property tax rules for wind farms prior to the entry into force of the act) is to make a relevant amendment to the Act on Local Taxes and Fees (of 12 January 1991) by clearly indicating that the value of technical elements of wind turbines is not included in the taxable base for property tax.

2.6.2. With regard to distance requirement 10H stipulated in Article 4 of the Wind Farm Act

The distance from residential housing to wind turbines and vice versa should be determined based on the provisions of the Environmental Impact Assessment Act (the act of 3 October 2008 on the provision of information on the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments), and also based on the admissible noise criteria, specified in the Regulation of the Minister of Environment of 14 June 2007 on permissible levels of noise in the environment. The issue of distance (setback) should be investigated and determined individually for each case based on the regulations mentioned above.

Property owners in municipalities where wind farms are already installed or where they received building permits have been deprived of their right to locate residential housing on their real estate, as the requirement for minimum distance between residential housing and wind turbines works in both directions. On the other hand, applying a fixed setback requirement (ca. 2 km from the nearest residential dwellings) in many cases has no justification with regard to the impact on the environment and human health.

The proposed solution ensures investigation of wind farm's impact on the environment and on human health in all cases and does not restrict the

w nadmiernym i nieproporcjonalnym stopniu prawa własności właścicieli nieruchomości.

2.6.3. W zakresie utrzymania w mocy pozwoleń na budowę wydanych przed wejściem w życie ustawy odległościowej

Usunięty powinien zostać zawarty z art. 13, ust. 2 ustawy odległościowej warunek uzyskania pozwolenia na użytkowanie w ciągu trzech lat od wejścia w życie tej ustawy, którego niespełnienie spowoduje wygaśnięcie pozwolenia na budowę wydanego przed wejściem w życie ustawy odległościowej.

Proponowana zmiana pozwoli uniknąć radykalnej ingerencji w zasadę ochrony praw nabytych albo ekspektatywę ich uzyskania, bez zapewnienia odpowiedniego okresu przejściowego. Zwrócić należy uwagę, że realizacja fazy budowlanej projektu inwestycyjnego w obszarze energetyki wiatrowej w systemie aukcyjnym rozpoczynana będzie w większości przypadków po wygraniu aukcji. Dlatego obowiązujący obecnie termin trzyletni na uzyskanie pozwolenia na użytkowanie, liczony od dnia wejścia w życie ustawy odległościowej, w perspektywie braku wpływu inwestora na termin przeprowadzenia aukcji, w ramach której możliwe będzie pozyskanie wsparcia, jest wysoce dotkliwy, ponieważ znacznie utrudnia możliwość realizacji inwestycji mimo uzyskania ostatecznego pozwolenia na budowę.

Obowiązujące obecnie rozwiązanie, określone w art. 13, ust. 2 ustawy odległościowej, ocenić należy nie tylko jako uciążliwe z punktu widzenia zasad prowadzenia działalności gospodarczej, ale również jako niecelowe. Faza budowlana projektu inwestycyjnego w obszarze energetyki wiatrowej, w systemie aukcyjnym rozpoczynana będzie po wygraniu aukcji. Dlatego też aukcja przeprowadzana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki celem zakontraktowania określonego w danym roku wolumenu energii elektrycznej wytwarzanej w tych instalacjach stanowi efektywne i kompleksowe narzędzie, pozwalające decydować o dopuszczeniu do realizacji ściśle określonej liczby nowych instalacji. Mechanizm ten uruchomiło wejście w życie z dniem 1 lipca 2016 przepisów ustawy o OZE wprowadzających tzw. „koszyki technologiczne” umożliwiające przyznawanie taryfy aukcyjnej wybranym technologiom.

2.6.4. W zakresie możliwości zmiany pozwoleń na budowę wydanych przed wejściem w życie ustawy odległościowej

Inwestorzy, którzy otrzymali decyzję o pozwoleniu na budowę przed wejściem w życie ustawy odległościowej, powinni mieć zagwarantowane, iż będą

property owners' rights in an excessive and disproportionate way.

2.6.3. With regard to maintaining the validity of building permits issued before the entry into force of the Wind Farm Act

The requirement to obtain an operating permit within 3 years from the entry into force of the Wind Farm Act, stipulated in Article 13 (2) thereof, should be deleted. Under the current regulations, failing to meet that requirement results in expiration of building permits issued before the entry into force of the Wind Farm Act.

The proposed change will prevent a radical interference in the principle of acquired rights or prospects to obtain such rights, without ensuring an appropriate transition period. It should be noted that the construction phase of a wind farm project under the auction system will in most cases be initiated after winning an auction. Therefore, the current 3-year period for obtaining an operating permit, counting from the date of entry into force of the Wind Farm Act, with lack of investors' control over the date of auction when they will be able to obtain support, is very severe, as it significantly hampers the implementation of investment projects despite having a final building permit.

The current provision of Article 13 (2) of the Wind Farm Act should be considered not only burdensome from the point of view of business activity principles, but also unnecessary. The building phase of an investment project in the wind power sector under the auction system will be commenced after winning an auction. Therefore an auction carried out by the President of the Energy Regulatory Office in order to contract a specific volume of electricity from such installations in a given year is an effective and comprehensive instrument to allow for construction of a clearly defined number of new installations. This mechanism was made possible by the entry into force of the provisions of the RES Act introducing the "technology baskets", allowing for auction tariffs to be allocated to selected technologies, on 1 July 2016.

2.6.4. With regard to the possibility to modify building permits issued before the entry into force of the Wind Farm Act

Investors who obtained a building permit decision before the entry into force of the Wind Farm Act should have a guarantee that they will be able to

mogli zrealizować swoją inwestycję, nawet jeśli z jakichkolwiek przyczyn konieczna będzie np. zmiana projektu budowlanego, wymagająca uzyskania pozwolenia zamiennego w trybie art. 36a Prawa budowlanego. Obecne postanowienia ustawy odległościowej wykluczają możliwość dokonywania zmian w pozwoleniach na budowę (wydanych przed wejściem w życie tej ustawy) niespełniających wymogu odległości (10H), czyli w 99% przypadków.

Uzyskanie zamiennego pozwolenia na budowę jest częstą potrzebą w procesie budowlanym. Dotyczy np. konieczności zmiany decyzji o pozwoleniu na budowę ze względów technologicznych (instalacja nowych cichszych turbin) lub ze względu na wynik przetargu na nabycie turbin prowadzonego przez spółki energetyczne, w szczególności Skarbu Państwa (w wyniku przetargu może zostać wybrana inna turbina niż przewidziana w pierwotnie zatwierdzonym projekcie budowlanym).

2.6.5. W zakresie dopuszczenia możliwości modernizacji istniejących elektrowni wiatrowych

Z uwagi na szybki postęp technologiczny w dziedzinie odnawialnych źródeł energii, należy wprowadzić możliwość modernizacji istniejących elektrowni wiatrowych pod warunkiem, że taka modernizacja nie doprowadzi do zwiększonego oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko.

Obecne postanowienia ustawy odległościowej wykluczają możliwość dokonywania modernizacji istniejących elektrowni wiatrowych niespełniających wymogu odległości (10h), czyli w 99% przypadków. Dopuszcza się jedynie przeprowadzenie remontu oraz wykonywanie innych czynności niezbędnych do prawidłowego użytkowania takich elektrowni (art. 12 ustawy odległościowej). Remont zakłada co najwyżej odtworzenie stanu pierwotnego, zatem wyklucza montaż nowych elementów technicznych elektrowni wiatrowych.

Działanie takie zachęci do importu używanych elementów technicznych elektrowni, co może doprowadzić do technologicznego zastoju w Polsce w stosunku do innych krajów UE. Ciągły postęp technologiczny powoduje, że nowe urządzenia osiągają lepsze parametry przy mniejszym oddziaływaniu na środowisko. Stąd uzasadnione jest umożliwienie zwiększania efektywności istniejących instalacji przy zmniejszonym oddziaływaniu.

2.7. Odległości wiatraków w Polsce na tle odległości w innych krajach

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych [Dz.U. 2016, poz. 961], dalej: ustawa odległościowa, wprowadziła ograniczenia lokalizacyjne dla energetyki wiatrowej w Pol-

complete their investment projects even if, for any reason, there is a need to e.g. modify the building design, and consequently a need for repermitting (obtaining a substitute building permit under Article 36a of the Building Law). The current provisions of the Wind Farm Act prevent any changes to building permits (issued before the entry into force of the said Act) that do not meet the minimum distance (setback) requirement (10H), i.e. in 99% of cases.

Obtaining a substitute building permit is a frequent occurrence in the construction process. It may apply e.g. to repermitting for technological reasons (installation of new, quieter turbines due to advances in technology) or due to results of the turbine procurement process by power utilities, especially state-owned companies (the tendering process may result in selection of different turbines than those included in the originally approved building design).

2.6.5. With regard to possible modernization of existing wind farms

Due to rapid technological progress in renewable energy sources a possibility to modernize existing wind farms should be introduced, provided that such a modernization will not result in increased environmental impact of a wind farm.

The current provisions of the Wind Farm Act prevent any modernization of existing wind farms failing to meet the minimum distance requirement (10H), i.e. in 99% of cases. It is only allowed to carry out repairs and other maintenance activities requirement for proper operation of such wind farms (Article 12 of the Wind Farm Act). Repairs can only be aimed at restoring the original condition, so there is no possibility to install new technical elements of wind turbines.

Such a situation will encourage imports of used wind turbine components, which may lead to a technological slowdown in Poland compared to other EU countries. Continuous technological progress means that new machines have better parameters with lower environmental impact. Therefore it is justified to allow for improvement of efficiency of existing installations while reducing their impact.

2.7. Wind turbine distances in Poland compared to other countries

The Wind Farm Act (the act of 20 May 2016 on investments in wind farms, JoL 2016, item 961) introduced location restrictions for wind power in Poland by imposing a requirement for minimum

sce w postaci wymogu zachowania minimalnej odległości od zabudowy i innych obiektów, znacząco zmieniając dotychczasowy stan prawny oraz warunki realizacji inwestycji. Ustawa wprowadziła prawnie wiążący zapis określający minimalną odległość, w jakiej można wybudować elektrownię wiatrową od określonych typów obiektów równą dziesięciokrotności całkowitej wysokości turbiny (włącznie z rotorem we wzniesieniu – *tip height*) – tzw. regułę 10h.

Odległość ta musi być zachowana od:

1. zabudowy – przy czym niniejszy wymóg obowiązuje nie tylko nowe elektrownie wiatrowe (Art. 4 ust. 1 pkt 1), ale również nową zabudowę, której nie można wznosić w odległości mniejszej niż wynikająca z reguły 10h od istniejących elektrowni wiatrowych (Art. 4, ust. 1, pkt 2);
2. wybranych form obszarowej ochrony przyrody (parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych, obszarów Natura 2000) oraz Leśnych Kompleksów Promocyjnych (LKP) art. 4, ust. 2 – w tym przypadku reguła 10h obowiązuje tylko w jedną stronę – elektrownie wiatrowe muszą zachować limit odległości, lecz odpowiednie władze wojewódzkie lub centralne, w zależności od obszaru chronionego oraz Lasy Państwowe nie są zobowiązane do przestrzegania tej odległości przy ustalaniu granic nowo powoływanych lub zmianie zasięgu granic istniejących obszarów chronionych czy LKP.

W planowanych inwestycjach, tuż przed wejściem w życie ustawy odległościowej, dominowały modele turbin wiatrowych o wysokości całkowitej w zakresie 150–200 metrów, a niekiedy nawet wyższe, co oznacza, że reguła 10h wymusza w Polsce zachowanie odległości rzędu 1,5–2 km (a nawet więcej) od zabudowy, wybranych obszarów chronionych i LKP. Jest to wartość pozostająca bez precedensu w prawodawstwie europejskim czy światowym, czyniąc zapisy ustawy odległościowej najbardziej restrykcyjnymi w Europie.

Istotnym aspektem analizy reperkusji wprowadzonych zapisów jest specyfika struktury zabudowy w Polsce, która zwłaszcza na obszarach wiejskich cechuje się bardzo dużym rozproszeniem i kolonijnym charakterem (tzw. siedliska). Wynika to w dużej mierze z braku wystarczającego pokrycia powierzchni kraju miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego (Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa szacuje poziom pokrycia planistycznego gmin na ok. 28%) oraz tendencji do budowania budynków mieszkalnych przez właścicieli działek na obszarach o funkcji rolniczej w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy (a niekiedy nawet legalizowanych już po zakończeniu budowy). Ta wieloletnia, niekorzystna praktyka utrudnia władzom lokalnym w równym stopniu zabezpieczenie zarówno odpo-

distance (setback) from settlements and other facilities, significantly changing the previous legal framework and conditions for implementation of investment projects. The act introduced a legally binding provision setting the minimum distance for wind turbines from specific types of facilities, equal to ten times the total turbine height (including the rotor blade in top position – tip height) – the so-called 10H rule.

That distance must be kept from:

1. buildings – where this requirement applies not only to wind turbines (Article 4 (1) point 1), but also new buildings that cannot be erected at a distance shorter than 10 times tip height of existing wind turbines (Article 4 (1) point 2);
2. selected forms of nature protection areas (national parks, nature reserves, landscape parks, Natura 2000 areas) and Forest Promotional Complexes (LKP) – Article 4 (2) – in this case the 10H rule acts only one-way – wind turbines must comply with the distance limit, but relevant authorities (provincial or central, depending on the type of protected area) and State Forests are not obliged to follow the distance rule when determining the borders of newly established areas or changing the borders of existing protected areas or LKPs.

The majority of projects planned immediately before the entry into force of the Wind Farm Act included wind turbine models with tip height of 150–200 metres or even taller, meaning that the 10H rule implies a minimum distance of 1.5–2 kms or more from residential buildings, selected protected areas and LKPs. It is an unprecedented value in European or global legislations, making the Polish setback limits the strictest in Europe.

An important aspect when analysing the consequences of newly introduced provisions are the characteristics of settlement structure in Poland, which is very dispersed especially in rural areas. This is to a large extent caused by insufficient coverage of the country with local zoning plans (the Ministry of Infrastructure and Construction estimates the planning coverage ratio in municipalities at 28%) and the tendency among plot owners to build residential buildings in areas with farmland character based on planning decisions (and sometimes even legalize buildings only after their completion). This long-lasting, unfavourable practice makes it difficult for local authorities both to provide necessary utilities and access roads to individual properties and to carry out investment planning.

wiedniej dystrybucji mediów i dojazdu do posesji, jak i planowanie działalności inwestycyjnej.

Wskazana powyżej specyfika rozprzestrzenienia zabudowy wraz z wybranymi aspektami wymogów ochrony przyrody (znacząca, jedna trzecia obszaru kraju – powyżej 32%¹⁴ – objęta jest formą ochrony obszarowej) w polskich warunkach powoduje, że kryterium ustawowe wymaganej minimalnej odległości jest bardzo trudne do zachowania. Niezależne badania naukowe, analizujące możliwości lokalizacyjne energetyki wiatrowej w Polsce (z pominięciem rozstrzygnięcia zasadności regulacji odległościowych, która nie była przedmiotem badania) wykazują, że przy istniejących innych ograniczeniach oraz założeniu minimum 1 km od zabudowy z inwestycji w energetykę wiatrową wyłączone jest 93,9% powierzchni kraju, zaś przy zachowaniu bufora odległościowego 2 km od zabudowy nawet 99,1% powierzchni kraju, co jest niemal równoznaczne z wykluczeniem inwestycji¹⁵. Podobną do przytoczonej dla obszaru Polski symulację wykonano np. dla warunków Irlandii Północnej¹⁶, gdzie zachowanie bufora 1 km oznaczałoby teoretyczną możliwość inwestowania na 9,4% powierzchni kraju, 2 km zaś – odpowiednio 3%, a więc wielokrotnie większej niż w Polsce przy nałożeniu takich restrykcji. Te różnice w wynikach pokazują specyfikę polskich uwarunkowań lokalizacyjnych, która powinna być uwzględniona w przedmiotowym prawodawstwie.

Skutki wejścia w życie ustawy odległościowej odczuwają także polskie regiony. Władze województwa zachodniopomorskiego, w którym działa 25% mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej i którego udział energii z OZE w zużyciu energii elektrycznej przekracza połowę, apelowały o odstąpienie od regulacji odległościowych na etapie prac nad nimi w 2016 r., argumentując, że w wyniku obowiązywania zapisów ustawy odległościowej potencjał regionu zostanie uszczuplony o 85–99%¹⁷.

Należy mieć na uwadze, że powyższe dane określają jedynie areał, na którym elektrownie mogłyby być wybudowane, jednak bez analizy środowisko-

The above mentioned dispersion of settlements combined with selected aspects of nature protection requirements (a significant part of the country – over 32%¹⁴ is covered by some form of protection areas) in Polish conditions means that the minimum distance limit imposed by the Act is very difficult to comply with. Independent scientific research analysing the possibilities for location of wind farms in Poland (without considering the rationale behind the setback regulations, which was not the subject of the study) shows that with other existing restrictions and with 1 km setback from housing, 93.9% of the country is a no-go area for wind power projects, and in case of a 2 km minimum distance – as much as 99.1% of Poland's surface area, which almost equates to a total ban on wind investments¹⁵. A similar simulation was carried out for Northern Ireland¹⁶, where a 1 km setback would result in a theoretical possibility of investing on 9.4% of the country's area, and 2 km – 3%, i.e. much more than in case of Poland with similar restrictions. These differences in results show the specific characteristics of Polish location conditions which should be taken into account in the legislation.

The ramifications of the Wind Farm Act are also felt by the Polish regions. The authorities of West Pomeranian province (*Zachodniopomorskie*), which has 25% of Poland's total installed capacity in wind and whose share of RES in electricity consumption is more than 50%, called for abandoning the distance requirements during the legislative process in 2016, arguing that the region's potential will be reduced by 85–99% due to the Wind Farm Act provisions.¹⁷

It should be noted that this data only defines the area where wind farms could be built, but without environmental analysis (resulting from monitoring or EIA reports), technical considerations (e.g. connection and access possibilities) or economic analysis

14 GUS, 2014. Wskaźniki Zrównoważonego Rozwoju. Moduł krajowy. Udział powierzchni obszarów prawnie chronionych w powierzchni ogółem. http://wskaznikizpr.stat.gov.pl/komponenty/export/005003007001K_udzial_powierzchni_obszarow_prawnie_chronionych_w_powierzchni_ogolem_pl.pdf

15 Hajto M., Cichoński Z., Bidłasik M., Borzyszkowski J., Kuśmier A., 2017. Constraints on Development of Wind Energy in Poland due to Environmental Objectives. Is There Space in Poland for Wind Farm Siting? *Environmental Management* (2017) 59:204–217, DOI 10.1007/s00267-016-0788-x.

16 Cave S. 2013. Wind Turbines: Planning and Separation Distances. Research and Information Service Research Paper. Northern Ireland Assembly. NIAR 767-13, s. 26. <http://www.niassembly.gov.uk/globalassets/documents/raise/publications/2013/environment/12813.pdf>

17 Analiza potencjału województwa zachodniopomorskiego dla rozwoju energetyki wiatrowej po wejściu w życie ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Stan na 30 czerwca 2016 r. Regionalne Biuro Gospodarki Przestrzennej Województwa Zachodniopomorskiego

14 GUS (Central Statistical Office), 2014. Sustainable Development Indicators. National Module. Share of legally protected areas in total surface area.

15 Hajto M., Cichoński Z., Bidłasik M., Borzyszkowski J., Kuśmier A., 2017. Constraints on Development of Wind Energy in Poland due to Environmental Objectives. Is There Space in Poland for Wind Farm Siting? *Environmental Management* (2017) 59:204–217, DOI 10.1007/s00267-016-0788-x.

16 Cave S. 2013. Wind Turbines: Planning and Separation Distances. Research and Information Service Research Paper. Northern Ireland Assembly. NIAR 767-13. 26 pp. <http://www.niassembly.gov.uk/globalassets/documents/raise/publications/2013/environment/12813.pdf>

17 Analysis of potential of Zachodniopomorskie province for wind power after the entry into force of the Wind Farm Act. Status as of 30 June 2016. Regional Spatial Development Office, Zachodniopomorskie Province.

wej (m.in. wynikającej z monitoringów, raportu OOS), technicznej (m.in. możliwości przyłączenia i dojazdu) i ekonomicznej (zasoby wietrzności, struktura własnościowa obszaru, wymogi rozbudowy istniejącej infrastruktury itp.) zasadności takiej inwestycji.

Wielokrotnie podnoszonym wątkiem w odległościowej narracji są międzynarodowe praktyki dotyczące minimalnych odległości. Trzeba podkreślić, że nie sposób ich sprowadzić do prostego porównania, gdyż zwykle uwzględniają one specyfikę danego kraju, z jego charakterystyczną strukturą zabudowy, zaludnieniem, ukształtowaniem terenu, obszarami chronionymi i innymi czynnikami zmiennymi w przestrzeni i czasie. Niemniej, jednak nawet z pominięciem specyfiki rozproszonej struktury zabudowy w Polsce, ograniczenia wprowadzone przez ustawę odległościową wydają się nadmiernie restrykcyjne, nie pozostając w zgodzie europejską praktyką. Na świecie zalecenia lokalizacyjne wahają się w szerokim zakresie, nawet na poziomie regionów; mają także różny status i różne podstawy. Najczęściej dopuszczalne odległości są określane jako^{18 19}:

1. zdefiniowane bufory odległościowe (np. 500 m – Francja, Irlandia, Portugalia, większość regionów Hiszpanii, Walia, niektóre landy niemieckie – w przedziale 300–1000 m, najczęściej 500 m; Szwecja – 400–1000 m; Grecja – w zależności od typu zabudowy od 500 m do 1500 m w przypadku zabudowy zabytkowej; Anglia – 350 m; z pozaeuropejskich – niektóre prowincje Kanady 500–550 m);
2. wielokrotność wysokości turbiny (np. Dania – 4x wysokość całkowita turbiny [wiążące prawnie]; Holandia, 4x wysokość masztu [rekomendacja]; Bawaria – 10x wysokość turbiny [rekomendacja, od której mogą być lokalnie przyjmowane odstępstwa w dokumentach planistycznych]; poza Europą m.in.: wybrane prowincje Kanady [np. Nowy Brunzwik 5x wysokość turbiny, Wyspa Ks. Edwarda 3x wysokość turbiny] i stany oraz hrabstwa USA – zwykle odległość 1,5 wysokości całkowitej turbiny));
3. inne (najrzadziej), np. w Szwajcarii – 300 m od końca łopaty rotora lub w Irlandii Północnej rekomendacja odległości całkowitej wysokości turbiny +10%.

18 Minnesota Department of Commerce: Energy Facility Permitting: 2011, Kathryn M.B. Haugen. International Review of Policies and Recommendations for Wind Turbine Setbacks from Residences, s. 43 wraz z cytowaną bibliografią.
http://mn.gov/commerce/energyfacilities/documents/International_Review_of_Wind_Policies_and_Recommendations.pdf
http://mn.gov/commerce/energyfacilities/documents/Summary_Wind_Chart_by_Country.pdf

19 Opinia prawna w przedmiocie zgodności projektu ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z prawem europejskim; Crido Legal J. Ziółek i Wspólnicy Sp. k.; kwiecień 2016, s. 59 wraz z cytowaną bibliografią.
<http://dobrywiatr.pl/uploads/entries/b76bfd2991a49b-055b03883219ed5c72.pdf>

(wind conditions, land ownership structure, requirements for expansion of existing infrastructure, etc.) regarding the viability of such investment projects. International practice with regard to minimum distances is a topic that is raised often in the set-back debate. It should be stressed that it cannot be brought down to a simple comparison, as they usually take into account the specific characteristics of particular countries, with their settlement structures, population density, terrain, protected areas and other factors varying in time and space. However, even excluding the dispersed settlement structure in Poland the limitations introduced by the Wind Farm Act appear overly restrictive and inconsistent with European practice. Globally set-back and location guidelines vary to a large extent, even on a regional level, they also have different status and various grounds.

The most common minimum distances are specified as^{18 19}:

1. defined distance buffers (e.g. 500 m – France, Ireland, Portugal, most Spanish regions, Wales, some German states – between 300 and 1000 m, mostly 500 m, Sweden – 400–1000 m, Greece – depending on settlement types: 500 to 1500 m for historic settlements, England – 350 m, outside Europe – 500–550 m in some Canadian provinces);
2. multiples of turbine height (e.g. Denmark – 4x turbine tip height [legally binding], Netherlands – 4x hub height [recommendation], Bavaria – 10x turbine height [recommendation that can be lifted by local planning documents], outside of Europe, selected provinces in Canada [e.g. New Brunswick – 5x turbine height, Prince Edward Island – 3x turbine height] and US states and counties [usually 1.5x tip height]);
3. other (least frequent), e.g. in Switzerland – 300 m from rotor blade tip, or Northern Ireland – recommended total turbine height +10%.

18 Minnesota Department of Commerce: Energy Facility Permitting: 2011, Kathryn M. B. Haugen. International Review of Policies and Recommendations for Wind Turbine Setbacks from Residences. p. 43 with references.
http://mn.gov/commerce/energyfacilities/documents/International_Review_of_Wind_Policies_and_Recommendations.pdf
http://mn.gov/commerce/energyfacilities/documents/Summary_Wind_Chart_by_Country.pdf

19 Legal opinion on compliance of the draft Wind Turbine Act with European law; Crido Legal J. Ziółek i Wspólnicy Sp. k.; April 2016, p. 59 with references.
<http://dobrywiatr.pl/uploads/entries/b76bfd2991a49b-055b03883219ed5c72.pdf>

dr Magdalena Klera-Nowopolska

Kierownik Działu Środowisko w PSEW
PhD, Head of Environment Department, PWEA

Warto zwrócić uwagę na kwestię formy i statusu dopuszczalnych odległości od zabudowy. Zdecydowaną większość stanowią bowiem rekomendacje centralne lub regionalne (fakultatywne), które dają lokalnym władzom i społecznościom dużą elastyczność planowania przestrzennego i możliwość uwzględniania indywidualnej specyfiki konkretnej inwestycji. W tę konwencję wpisują się systemy przyjęte np. we Włoszech, Niemczech, Hiszpanii, Anglii, Szkocji, Walii, Holandii, Szwecji, Irlandii Północnej czy Australii. Wiążące prawnie wymogi (obligatoryjne) stanowią zdecydowaną mniejszość w Europie i na świecie, ponieważ co do zasady odgórne, zwłaszcza centralne, określanie dopuszczalnej lokalizacji nie uchodzi na świecie za dobrą praktykę – takie regulacje przyjęto w Europie tylko w Danii (4x wysokość turbiny – 4h), Francji (500 m), niektórych regionach Hiszpanii (250–500 m) i w Polsce (reguła 10h z ustawy odległościowej).



One important aspect is the form and status of minimum distances from buildings. The majority of them are national or regional (voluntary) recommendations, giving local authorities and communities significant flexibility in spatial planning and the possibility to take into account the individual characteristics of specific projects.

This applies to systems in place e.g. in Italy, Germany, England, Scotland, Wales, the Netherlands, Sweden, Northern Ireland or Australia. Legally binding (mandatory) requirements represent a clear minority in Europe and the world, as arbitrary, especially centrally imposed, specification of minimum distance is not considered good practice around the world – in Europe such regulations have been adopted only in Denmark (4x turbine height – 4h), France (500 m), some Spanish regions (250-500 m) and in Poland (the 10h rule from the Wind Farm Act).

Powyższe zestawienie pokazuje, że w Polsce przyjęto restrykcyjne obostrzenia o niskiej elastyczności stosowania – nie tylko w formie ustawowej obligacji, ale też na poziomie znacznie wyższym niż w innych krajach europejskich. Dotyczy to także krajów, które mają dłuższą historię doświadczeń z rozwojem energetyki wiatrowej i są europejskimi liderami w tym zakresie oraz mają wyższą gęstość zaludnienia, w których to przypadkach zasadność usankcjonowania lokalizacji może być większa. Warto także zwrócić uwagę, że bez względu na skalę i formę limitów lokalizacyjnych, pozostają one niezależne od wymogów procedury oceny oddziaływania na środowisko (OOS) oraz funkcjonują łącznie z regulacjami hałasowymi, które w praktyce przesądzają zwykle o lokalizacji inwestycji. W przypadku wiążącej reguły na poziomie 10h ocena środowiskowa czy analiza akustyczna jest jednak bezskuteczna, ponieważ limit odległościowy obowiązuje niezależnie od ich wyników. Niezależnie od rezultatów OOS, w tym prognozowania propagacji hałasu (które niemal zawsze będą zezwalać na zachowanie znacznie mniejszej odległości bezpiecz-

This list shows that Poland adopted stringent restrictions with low flexibility of application – not only as a statutory obligation, but also on a much higher level than in other European countries, including those that have a longer history of experience with development of wind power and a higher population density; in those cases wind farm location restrictions might be more justified. It should also be noted that regardless of the scale and form of location restrictions they remain independent of the environmental impact assessment (EIA) requirements and operate in conjunction with noise regulations that practically determine the location of projects. In case of a binding rule of 10h, the environmental or noise assessment is ineffective, as the minimum distance is valid regardless of the results of such assessment. Regardless of the EIA results, including the noise propagation forecasting (which will almost always allow for a much shorter distance, safe for the environment and human health), the 10h rule will have to be applied.

dr Krzysztof BalcerSpecjalista ds. Środowiska, PSEW
Environmental Specialist, PWEA

Rozwiązanie przyjęte w ustawie odległościowej może także wpłynąć na ograniczenie wykorzystania nowoczesnych i bardziej wydajnych urządzeń o większych rozmiarach, doprowadzając do preferowania urządzeń niższych, starszego typu, które nie wykorzystają w pełni potencjału produkcji konkretnej lokalizacji. Ten stan rzeczy budzi uzasadnione wątpliwości co do efektywnego wykorzystania istotnie ograniczonej przestrzeni możliwej do realizacji inwestycji.



The solution adopted in the Wind Farm Act can also result in limited use of modern, more efficient turbines of larger size, leading to preference for shorter, older turbines that cannot fully utilize the potential of specific sites. This causes justified concerns regarding the effective use of significantly limited space available for development of projects.

nej dla środowiska i zdrowia człowieka), reguła 10h będzie musiała być zastosowana.

Restrykcje inwestycyjne wynikające z wejścia w życie ustawy odległościowej wydają się zupełnie nie odpowiadać rozproszonej zabudowie kraju i z tego względu są rzeczywistym zakazem budowy. Warto podkreślić, że często stosowanym i racjonalnym rozwiązaniem jest system dostosowanych zaleceń. Wiele państw świadomie kształtuje swoje rekomendacje w sposób umożliwiający oddanie lokalnej specyfiki i rezygnuje z definiowania obowiązku zachowania minimalnej dopuszczalnej odległości (Nowa Zelandia, większość stanów Australii, podobnie w USA, a w Europie np. Włochy i Finlandia). Są także liczne kraje mające długą historię debaty publicznej na temat zasadności wprowadzenia regulacji odległościowych, na poziomie np. 1–3 km (Wielka Brytania) czy 2 km lub dziesięciokrotności wysokości turbiny (Irlandia) – obie propozycje przybrały formę legislacyjną projektów ustaw, jednak zostały silnie skrytykowane i w rezultacie nie były dalej procedowane.

Rozwiązaniem dyskusyjnym jest także zapis o obowiązywaniu minimalnych dopuszczalnych odległości wobec większości form obszarowej ochrony przyrody (parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych, obszarów Natura 2000) oraz Leśnych Kompleksów Promocyjnych. Bufor odległościowy ma w tym przypadku stanowić formę otuliny takiego obszaru, choć formalnie nie ma takiego statusu. Takie podejście wydaje się niespójne z podejściem ustawodawcy, który za uzasadnione uznał wprowadzenie możliwości wyznaczenia otulin wyłącznie dla części z nich o naj-

Investment restrictions resulting from the entry into force of the Wind Farm Act seem unfit to the dispersed settlement structure in Poland and due to that they constitute an actual ban on wind farm construction. It should be noted that an adjustable recommendation system is a frequently used and reasonable solution. Many countries shape their recommendations purposefully, allowing for local specifics to be reflected, and do not define a minimum distance (New Zealand, most states of Australia, United States, and in Europe – e.g. Italy or Finland). There are also numerous countries with a long history of public debate on setback requirements, e.g. at 1–3 km (UK) or 2 km or 10x turbine height (Ireland) – both proposal took form of drafted legislation, but have been highly criticized and eventually have not been adopted.

Another debatable issue is the provision on minimum distance requirements for most nature protection areas (national parks, nature reserves, landscape parks, Natura 2000 areas) and Promotional Forest Complexes. The setback requirement is a form of a buffer zone for these areas, although there is no such formal provision. This approach appears to contradict the legislator's approach, who found it justified to introduce a possibility to establish buffer zones only for areas with the highest protection level²⁰ – buffer zones

²⁰ Act of 16 April 2004 on nature protection.

wyższym statusie ochronnym²⁰ – dla obszarów Natura 2000 nie przewiduje się wyznaczania otulin, tym bardziej nieuzasadnione wydaje się to wobec Leśnych Kompleksów Promocyjnych, które nie stanowią formy ochrony przyrody²¹, a prowadzona na ich obszarze działalność skupia się w równym stopniu na edukacji i popularyzacji, jak i na standardowej gospodarce leśnej prowadzonej na znacznej powierzchni kraju (ok. 1,3 mln ha). Pomijając niespójność wdrożenia buforów odległościowych od wyżej wymienionych obszarów i ich ewentualnych otulin (lub ich braku, wynikającego z rzeczywistych potrzeb ochrony danego obszaru), pozostaje to także w sprzeczności z wyspecjalizowanymi narzędziami oceny oddziaływania na środowisko inwestycji, takimi jak ocena oddziaływania na obszar Natura 2000²². Każda inwestycja realizowana w pobliżu obszaru Natura 2000 i potencjalnie oddziałująca na cele jego ochrony przechodzi taką procedurę w ramach oceny oddziaływania na środowisko, a jej negatywny wynik przesądza o niezgodnieniu w toku wydawania decyzji środowiskowej. Istotne wydaje się także, że ogólnoeuropejska idea stworzenia sieci Natura 2000 nie zakładała a priori wyłączenia tych obszarów z działalności inwestycyjnej, w tym rozwoju energetyki wiatrowej. Świadczy o tym opublikowane przez Komisję Europejską w 2011 roku opracowanie „Wind energy developments and Natura 2000”²³, które stanowi formę wytycznych promujących narzędzia unikania, minimalizacji i kompensacji oddziaływań na środowisko dla inwestycji wiatrowych realizowanych na obszarach Natura 2000 i w ich pobliżu. W tym kontekście narzucenie w ustawie odległościowej bufora odległościowego od tych obszarów jest zabiegiem sztucznym. Wprowadzenie ogólnie narzuconych minimalnych odległości ma tu charakter stricte wyłączeniowy i stanowi zakaz lokalizacji, nie znajdując uzasadnienia w potrzebach ochrony przyrody i środowiska, które były szczegółowo uwzględnione w skutecznym systemie prawnym istniejącym przed wejściem w życie ustawy odległościowej. Wydaje się także, że bufor odległościowy od obszarów chronionych nie wynika z rzeczywistego przekonania o zasadności zachowania takiej odle-

are not envisaged for Natura 2000 areas, and it seems even less justified to establish buffer zones for Promotional Forest Complexes, which are not a form of nature protection²¹, and activities carried out in these areas is focused equally on education and promotion as they are on standard forestry management on a large area (ca. 1.3m ha). Regardless of the inconsistency of introducing distance buffers for the above mentioned areas or their buffer zones (or lack thereof, resulting from actual protection needs for specific areas), it is also in contradiction to specialized instruments of environmental impact assessment, such as impact assessment for Natura 2000 areas²². Each project being implemented near a Natura 2000 area and potentially affecting its protection objectives has to undergo such a procedure during its environmental impact assessment, and its negative result prevents the issuance of an environmental permit. It is important to note that the idea to establish a pan-European Natura 2000 network did not assume a blanket ban for investment activity in those areas, including wind power development. This is confirmed by the 2011 paper “Wind Energy Developments and Natura 2000”²³, published by the European Commission, being a form of guidelines promoting the instruments for avoidance, minimization and compensation of environmental impacts for wind energy projects developed in Natura 2000 areas and in their vicinity. In that context, imposing a distance buffer around such areas by the Wind Farm Act is an artificial measure. Imposing arbitrary minimum distance has a clear exclusion character and constitutes a location ban without justification in the nature/environmental protection needs that were addressed in detail in the efficient legal system existing before the entry into force of the Wind Farm Act. It also appears that the distance buffer from protected areas does not arise from the actual belief of relevance of maintaining such distance, as it is one-sided, although the impacts are related to actual distances between objects and structures and not the issue of which facilities are moved away from others.

20 Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody.

21 LKP powołuje zarządzeniem Generalny Dyrektor Lasów Państwowych w oparciu o Ustawę o lasach z dnia 28 września 1991 r.

22 Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (tzw. Ustawa OOŚ).

23 Komisja Europejska, 2011. Wind energy developments and Natura 2000. EU Guidance on Wind energy development in accordance with the EU nature legislation. ISBN 978-92-79-1864-9doi:10.2779/98894
http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/Wind_farms.pdf,
 dostępne także w jęz. polskim: http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/Wind_farms_pl.pdf

21 LKPs are established by way of ordinance by Director General of State Forests under the Forest Act of 28 September 1991.

22 Act of 3 October 2008 on the provision of information on the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments (the “EIA Act”).

23 European Commission, 2011. Wind energy developments and Natura 2000. EU Guidance on Wind energy development in accordance with the EU nature legislation. ISBN 978-92-79-1864-9doi:10.2779/98894
http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/Wind_farms.pdf,
 also available in Polish: http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/Wind_farms_pl.pdf

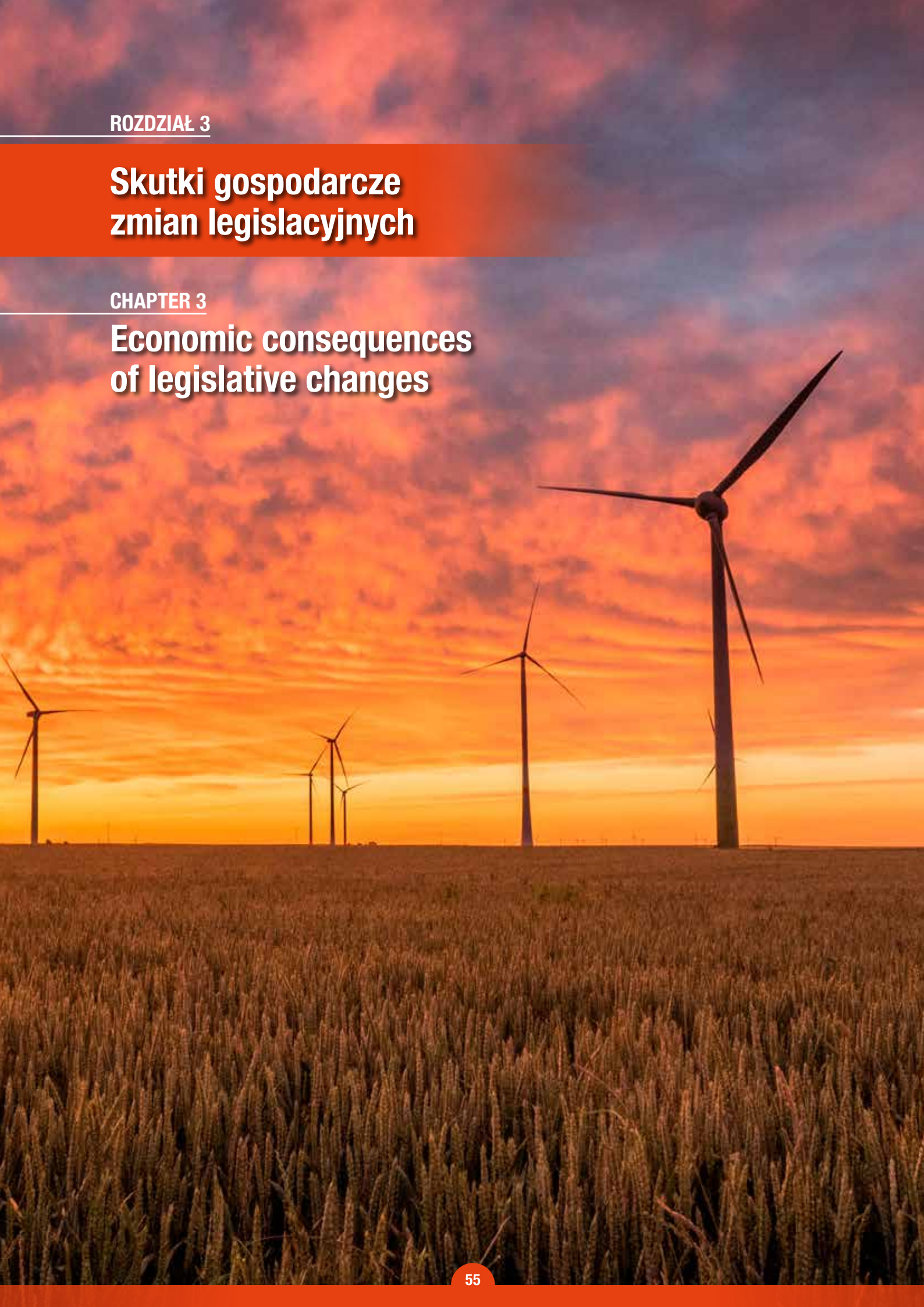
głości, ponieważ działa on jednostronnie, choć oddziaływania siłą rzeczy dotyczą realnych odległości między obiektami, a nie kwestii tego, które obiekty odsuwamy od których.

Najlepszym rozwiązaniem pozwalającym na optymalną lokalizację elektrowni wiatrowych jest indywidualna ocena każdej pojedynczej inwestycji i jej wpływu na otoczenie (w tym na człowieka). W ten sposób możliwe jest uwzględnienie zarówno wszystkich uwarunkowań na danym terenie, jak i lokalnej specyfiki. Skuteczność takiej oceny jest jednak bezpodstawnie niweczona przez sztywno zdefiniowane odległości. Dlatego też przepisy lokalizacyjne zawarte w ustawie odległościowej powinny zostać zrewidowane. Obecnie są one najbardziej restrykcyjnymi w Europie i wiążą się z wieloletnim zakazem budowy nowych elektrowni wiatrowych.

The best solution allowing for optimum location of wind turbines is case-specific assessment of each project and its environmental impact (including impact on humans). That way it is possible to take into account both all the conditions in the area and specific local characteristics. However, the efficiency of such assessment is unduly nullified by the fixed distance limits. Therefore the location provisions contained in the Wind Farm Act should be revised, as they are currently the most restrictive in Europe and constitute a long-term ban on new wind farm construction in Poland.

Skutki gospodarcze zmian legislacyjnych

Economic consequences of legislative changes



Rok 2016 przyniósł szereg zmian legislacyjnych wpływających na finanse zarówno farm wiatrowych, jak również szeroko pojętej gospodarki. Kluczowe było oczywiście wejście w życie Ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, która znacznie ograniczyła, a wręcz niemal zablokowała powstawanie nowych instalacji (również tych z wydanymi wcześniej pozwoleniami na budowę przez problem re-permitingu), ale pewne znaczenie miała również Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.

3.1. Wpływ zahamowania nowych inwestycji wiatrowych na gospodarkę

Jak wynika z raportu „Wybrane efekty wstrzymania inwestycji w sektorze lądowej energetyki wiatrowej” przygotowanego przez TPA Poland na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej zahamowanie inwestycji w energetykę wiatrową może mieć szereg konsekwencji wpływających na polską gospodarkę. Do najważniejszych zaliczyć można:

- LCOE (średni długoterminowy koszt energii elektrycznej) instalacji przemysłowych powstałych w latach 2017–2020 będzie o ok. 60 PLN na MWh wyższy, niż mógłby być przy zastosowaniu elektrowni wiatrowych (wzrośnie średnio z 340 PLN/MWh aż do 400 PLN/MWh).
- Elektrownie wiatrowe wybudowane do końca pierwszego półrocza 2016 r. po utracie przydatności technicznej będą musiały zostać zastąpione nowymi mocami. Należy bowiem przyjąć, że po roku 2020 produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych nie powinna spadać (w świetle celów emisyjnych powinna wręcz dynamicznie rosnać). Z szacunków wynika, że dodatkowy koszt zastąpienia istniejących instalacji nowymi mocami w innych technologiach OZE po 2025 mógłby sięgnąć ok. 2,6 mld PLN rocznie od roku 2042. W okresie 2027–2042 średni koszt wyniesie 760 mln PLN rocznie.
- Wstrzymanie inwestycji w nowe elektrownie wiatrowe uderzy w budżety gmin. Samorządy lokalne utracą potencjalne wpływy z podatku od nieruchomości oraz z udziału w podatkach dochodowych (PIT oraz CIT), które mogłyby być uiszczane przez operatorów nowo powstałych instalacji. Oznacza to brak wpływów z tytułu podatku od nieruchomości w latach 2018–2020 w łącznej kwocie 204 mln PLN, a od roku 2020 – 97 mln PLN rocznie.
- Szacowana utrata wpływów z CIT i PIT przez gminy to 33 mln PLN w latach 2018–2020.

2016 brought a number of legislative changes affecting the financial standing of wind farms, but also of the entire Polish economy. Obviously, the entry into force of the Wind Turbine Act (act of 20 May 2016 on investments in wind power plants) – effectively limiting or almost blocking the possibility to develop new installations (including those with previously issued building permits due to the issue of re-permitting) – was an event of key importance, but the act of 22 June 2016 amending the Act on Renewable Source of Energy and other acts also had some significance.

3.1. The effect of halting new wind investments on the economy

According to the report “Selected effects of halting investments in onshore wind power sector”, prepared by TPA Poland for the Polish Wind Energy Association, halting the investments in wind power may have a number of consequences on the Polish economy. The most important ones include:

- LCOE (levelized cost of electricity) for industrial-scale installations built in 2017-2020 will be approx. 60 PLN/MWh higher than it could be if wind turbines were used (an average increase from 340 PLN/MWh to 400 PLN/MWh).
- Wind farms built by the end of 1st half of 2016 will have to be replaced with new capacity after they reach the end of their life. It should be assumed that after 2020 production of electricity from renewable sources should not fall (and in the light of emission targets it should dynamically increase). Estimates show that the additional cost of replacing existing installations with new capacity using other RES technologies after 2020 may reach PLN 2.6 billion annually from 2042. Between 2027 and 2042 the average yearly cost will amount to PLN 760m,
- Halting investments in new wind farms will hurt municipal budgets. This impact will include loss of possible income for local self-governments from property tax and the share of income taxes (personal and corporate income tax) that could be paid by the operators of newly built installations. This means a lack of income from property tax with a total of PLN 204 million between 2018 and 2020, and PLN 97m per year after 2020.
- The estimated lost revenue for municipalities from CIT and PIT is PLN 33m between 2018 and 2020.
- The lack of replacement investments from 2030 will also have an effect on the revenues

- Ponadto można ocenić skalę wpływu braku inwestycji odtworzeniowych od roku 2030 na przychody samorządów. Wyrażona w cenach z roku 2015 utrata przychodów z podatku od nieruchomości wyniesie do 240 mln PLN rocznie (od roku 2041), z podatków dochodowych zaś – do 39 mln PLN rocznie (w roku 2041).
- Przy budowie, a następnie obsłudze i utrzymaniu farm wiatrowych powstają miejsca pracy. W latach 2017–2020 brak inwestycji w nowe moce spowoduje ubytek ok. 12,7 tys. tymczasowych oraz 1,1 tys. stałych miejsc pracy. W latach 2021–2029 nadal brakować będzie 1,1 tys. stałych miejsc pracy, jakie powstałyby przy wcześniejszych inwestycjach.
- Bez inwestycji odtworzeniowych od roku 2030 nie powstanie nawet blisko 10 tys. tymczasowych miejsc pracy związanych z budową (w roku 2037), a 2,7 tys. stałych miejsc pracy zostanie zlikwidowanych do roku 2041 (w tym najwięcej – 650 miejsc pracy w roku 2041).

3.2. Efekty zmian legislacyjnych w stosunku do branży energetyki wiatrowej

Zmiany wprowadzone w 2016 r. mają również oczywisty wpływ na same instalacje wiatrowe. Wśród najważniejszych modyfikacji regulacyjnych można wymienić:

- Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych:
 - Zahamowanie możliwości powstawania nowych elektrowni poprzez wprowadzenie rygorystycznych przepisów co do lokalizacji.
 - Efektywne podwyższenie podstawy opodatkowania farm wiatrowych podatkiem od nieruchomości – średni wzrost obciążenia wyniósł o ok. 30–40 PLN/MWh wyprodukowanej energii (przy całkowitym koszcie z tego tytułu płaconym przez elektrownie węglowe czy gazowe na poziomie ok. 3 PLN/MWh).
- Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw
 - Zmiana dotycząca zakupu energii elektrycznej przez sprzedawców zobowiązanych wchodząca w życie od 1 stycznia 2018 r. – w jej wyniku farmy wiatrowe nie będą za sprzedaną energię otrzymywać ceny URE, co powoduje powstanie w farmach wiatrowych dodatkowego obciążenia nazywanego „kosztem profilu” (co efektywnie spowoduje zmniejszenie przychodów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej średnio od 4% do 12%).

of local self-governments. The loss of revenue from property tax (in 2015 prices) will be up to PLN 240m per year (from 2041), and from income taxes – up to PLN 39m (in 2041).

- Jobs are created during construction, maintenance and operation of wind farms. In the period of 2017–2020 lack of investments in new capacity will result in a loss of ca. 12,700 temporary jobs and 1,100 permanent jobs. In 2021–2029 there will still be a lack of 1,100 permanent jobs that would have been created with earlier investments.
- Without replacement investments from 2030, almost 10,000 temporary jobs related to construction will not be created (in 2037), and 2,700 permanent jobs will be lost by 2041 (most of them – 650 – in 2041).

3.2. Effects of legislative changes for the wind power industry

The changes introduced in 2016 also have an obvious impact on wind power installations. The most important regulatory modifications include:

- The Wind Turbine Act (the act of 20 May 2016 on investments in wind power plants):
 - Halting the possibility to build new wind farms by introducing restrictive regulations on location.
 - Effective increase of taxable amount for property tax – the average tax burden has risen by ca. 30–40 PLN/MWh of energy produced (compared to the total property tax burden of ca. 3 PLN/MWh for coal or gas power plants).
- Amendment of the RES Act (the act of 22 June 2016 amending the act on renewable energy sources and other laws)
 - Modification related to purchase of electricity by obliged sellers coming into force from 1 January 2018 – as a result, wind farms will not receive a regulated price (“ERO price”), leading to an additional burden called the “profile cost” (effectively reducing the revenues from electricity sales on average by 4% to 12%).

- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 17 października 2016 r. w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r.
 - W wyniku zmiany obowiązku na 15,4% nadpodaż zielonych certyfikatów na rynku będzie się w dalszym ciągu powiększać, co doprowadzi do dalszych spadków cen zielonych certyfikatów.

Wszystkie te modyfikacje regulacji miały oczywisty wpływ na rentowność projektów wiatrowych i dalsze zmniejszenie stóp zwrotu dla inwestorów. Raport został przygotowany w maju 2016 r. i zakładał w scenariuszu bazowym ścieżkę cenową zielonych certyfikatów od 99,1 PLN/MWh w 2016 r. do 275 PLN/MWh w roku 2030. Obecnie opisany scenariusz jest trudny do wyobrażenia. W raporcie nie zostały również uwzględnione koszty profilu dla farm wiatrowych, które staną się faktem od początku 2018 r.

Kalkulacja stopy zwrotu z inwestycji dla inwestorów, jak również wartość projektów na koniec 2016 r. zostały przedstawione w rozdziale zatytułowanym „Rentowność projektów wiatrowych”.

- Regulation of the Minister of Energy of 17 October 2016 on changing the quota of electricity covered by redeemed certificates of origin confirming generation of electricity in renewable energy sources in 2017:
 - As a result of changing the quota to 15.4%, the oversupply of green certificates will continue to increase, which has already led to further drop in green certificate prices.

All these regulatory changes have had an obvious impact on the profitability of wind projects and further decrease of rates of return available to investors.

The report was developed in May 2016, and its baseline scenario included a price trajectory for green certificates from 99.1 PLN/MWh in 2016 to 275 PLN/MWh in 2030. Today it is hard to imagine such a scenario. The report also did not take into account the profile costs for wind farms, coming into effect from 2018.

The calculation of return on investment and value of projects for the end of 2016 is presented in the Chapter “Profitability of wind power projects”.

Wojciech Sztuba

Partner Zarządzający, TPA Poland
Managing Partner, TPA Poland

Opracowany przez TPA Poland raport w zakresie zwiększenia obciążeń podatkowych w energetyce wiatrowej w wyniku wprowadzenia ustawy odległościowej zawiera m.in. trzy wymierne wnioski:

- wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji spadnie średnio z ok. 6,2% do ok. 1,5%;
- wartość projektów wiatrowych spadnie średnio o co najmniej 15% na poziomie projektu i ok. 30% na poziomie kapitału własnego;
- nawet 80% instalacji może nie spełniać wymogów umów kredytowych dotyczących wskaźnika zdolności do obsługi zadłużenia DSCR.

W przypadku dłuższego utrzymywania się cen zielonych certyfikatów na poziomie obserwowanych obecnie historycznych minimów, negatywne skutki dla inwestorów będą jeszcze bardziej dotkliwe.



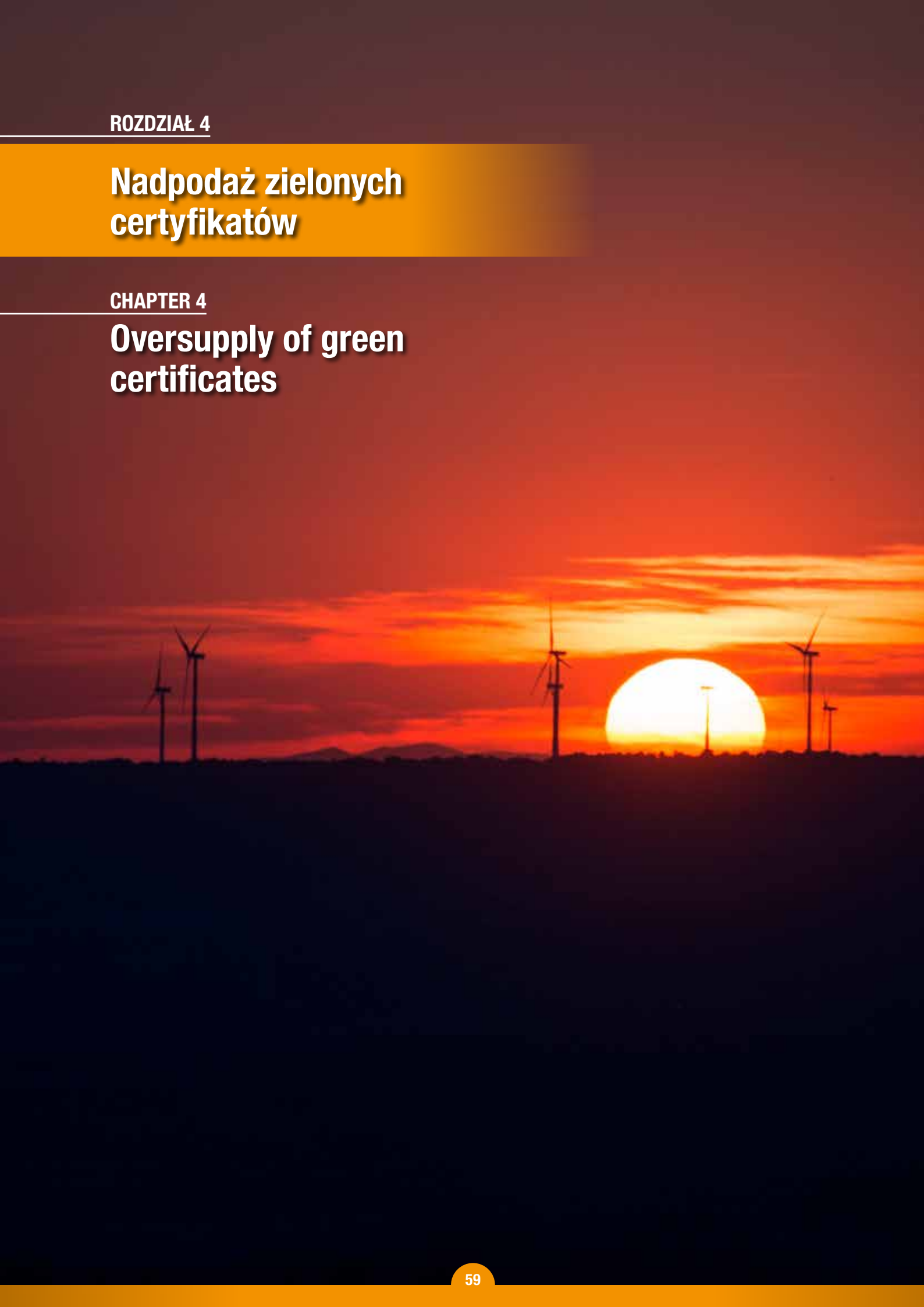
TPA Poland's report on increased tax burden in wind power resulting from the Wind Farm Act contains three tangible conclusions:

- the internal rate of return on investment will drop from ca. 6.2% to 1.5% on average;
- the value of wind projects will drop by at least 15% on project level and by ca. 30% on equity level;
- up to 80% of installations may fail to meet the covenants of loan agreements with regard to debt service coverage ratio (DSCR).

In case green certificate prices remain on the current, historically low levels for a longer period, the negative impacts for investors will be even more severe.

Nadpodaż zielonych certyfikatów

Oversupply of green certificates



Rynek zielonych certyfikatów mierzy się z poważnym problemem nadpodaży od 2012 r. Na powstanie tego zjawiska złożyło się wiele czynników, niezależnych od inwestorów.

Po pierwsze, w latach 2010–2013 informacje na temat sytuacji na rynku certyfikatów były publikowane przez URE tylko raz do roku, więc nie było możliwości bieżącej analizy sytuacji rynkowej. Po drugie, w okresie tym najszybciej rosła podaż certyfikatów ze strony wytwórców stosujących technologię spalania wielopaliwowego, którzy jako jedyni mają możliwość dowolnego zwiększania lub zmniejszania (do zera) wielkości podaży certyfikatów, bez żadnych negatywnych konsekwencji dla siebie.

Przez trzy lata (2010–2012) wartość zobowiązania do zakupu certyfikatów była utrzymywana na tym samym poziomie. Dodatkowo sytuację rynkową pogorszyło do dziś niewyjaśnione przez właściwe organy przyzwolenie na wnoszenie opłaty zastępczej przy jednoczesnej dostępności certyfikatów na rynku SPOT.

Wielkości obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów, określające popyt na zielone certyfikaty, zawarte w Rozporządzeniu z 2012 r. i niezmiennione do dzisiaj (z wyjątkiem korekty wynikającej z wprowadzenia certyfikatów biogazowych) odebrały się zarówno od ścieżki celów rocznych KPD, jak i też od rzeczywistej dynamiki oraz struktury sektora OZE. Natomiast korekty podażowe (wyłączenie ze wsparcia dużych zamortyzowanych elektrowni wodnych i ograniczenie wsparcia dla instalacji współspalających) wprowadzone dopiero z początkiem 2016 r. ustawą o OZE, okazały się o kilka lat spóźnione. Gdyby wprowadzono je od razu, kiedy dostrzeżono ich konieczność, czyli w 2013 r., to dzisiejsza nadpodaż mogłaby

The green certificate market has been facing a significant oversupply problem since 2012. The reason for this phenomenon is a combination of numerous complex factors beyond the control of investors.

First, between 2010 and 2013 the information about the situation on the green certificate market was published by the ERO only once a year, so the ongoing analysis of the current market situation was not possible. Secondly, the fastest increase in the supply of certificates in that period came from producers using the multi-fuel co-firing technology, who are the only ones with a possibility to freely increase or reduce (down to zero) the supply of certificates without suffering any negative consequences.

Over those three years (2010–2012) the level of obligation to purchase certificates (the RES quota) was kept on the same level. In addition, the market situation was worsened by the approval for substitution fee payment with simultaneous availability of certificates on the spot market; this approval has not yet been explained by relevant bodies.

The green certificate redemption quota, determining the demand for green certificates, specified in the 2012 regulation and unchanged to this day (apart from the revision related to the introduction of biogas certificates) have become detached from both the annual NREAP targets and the actual dynamics and structure of the RES sector. The corrections related to supply (exclusions of large, depreciated hydro from support and reduction of support for cofiring installations) introduced only from the beginning of 2016 under the RES Act, turned out to be a few years too late. If they had been introduced immediately after they had been recognized as necessary, that is in 2013, today's

Tomasz Surma

Zastępca Dyrektora ds. Regulacji, Rynku i Ochrony Środowiska, CEZ Polska Sp. z o.o.
przewodniczący analitycznej grupy roboczej PSEW
Deputy Director for Regulations, Market and Environmental Protection, CEZ Poland Ltd.,
Chair of PWEA Analytical Working Group

Obecnie skala nadpodaży zielonych certyfikatów jest największa w dotychczasowej historii funkcjonowania systemu wsparcia w Polsce. Na koniec 2016 r. wynosiła 21 913 GWh, co oznacza, że przez ostatni rok wzrosła o 3 189 GWh.

Currently the scale of oversupply of green certificates is the largest in history of the support scheme in Poland. At the end of 2016 it amounted to 21,913 GWh, meaning that over the last year the oversupply of green certificates has risen by 3,189 GWh.

być o połowę niższa. Nadpodaż kształtowała by się wówczas na poziomie z początku 2014 r. (10,7 TWh – 31.03.2014), gdy ceny zielonych certyfikatów wynosiły około 180 złotych.

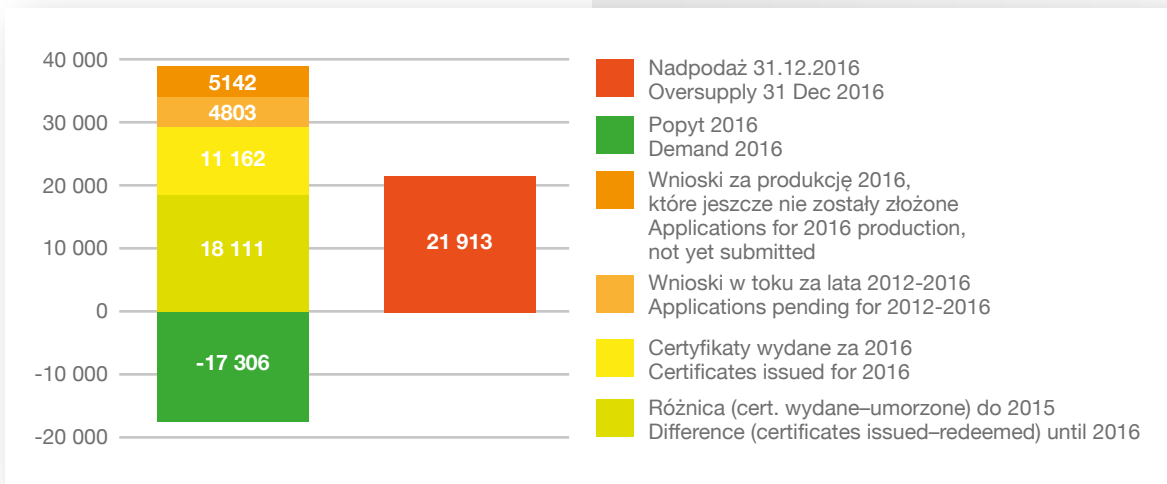
PSEW na podstawie danych URE i ARE prowadzi w okresach kwartalnych analizę stanu podaży i popytu, w tym wielkości nadpodaży świadectw pochodzenia.

oversupply could have been much smaller, remaining on early 2014 levels (10.7 TWh – as of 31 March 2014), when green certificate prices were about PLN 180.

PWEA carries out a quarterly analysis of supply, demand and oversupply of certificates of origin, based on ERO and ARE (Energy Market Agency) data.

Nadpodaż zielonych certyfikatów na 31.12.2016 (GWh)

Oversupply of green certificates as of 31 Dec 2016 (GWh)



Źródło: PSEW na podstawie danych TGE.

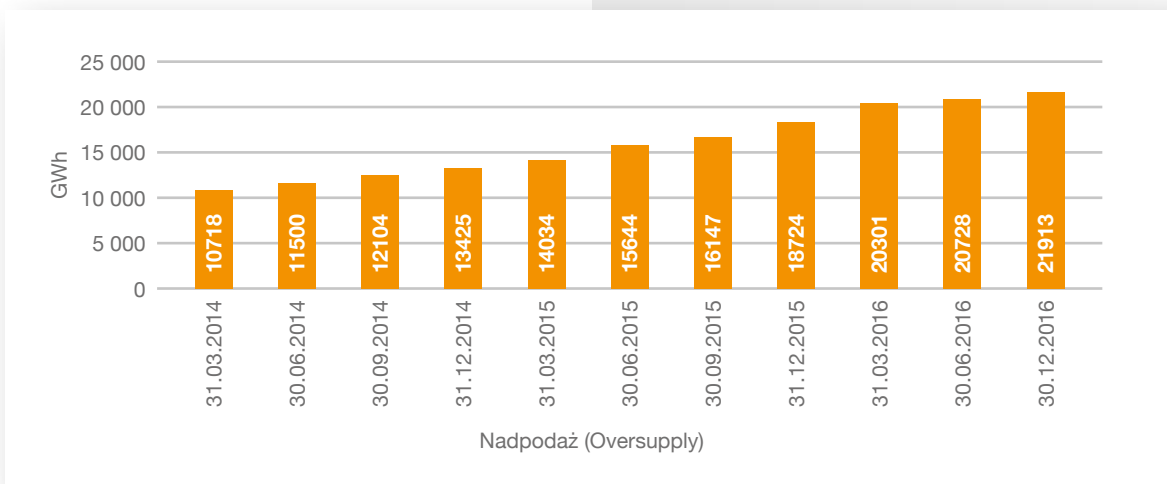
Source: PWEA based on TGE (POLPX) data.

Narastanie problemu nadpodaży świadectw pochodzenia najlepiej widać w momencie zestawienia kolejnych, cokwartalnych danych. Od marca 2014 r. do grudnia 2016 r. nadpodaż wzrosła w sumie o prawie 11 200 GWh. Jej obecna skala jest więc ponad dwukrotnie większa niż trzy lata temu.

The build-up of the problem of oversupply of green certificates is best visible when comparing data from consecutive quarters. From March 2014 till December 2016 the oversupply has risen by almost 11,200 GWh. Therefore its current level is over double that of three years ago.

Nadpodaż świadectw pochodzenia 31.03.2014–31.12.2016

Oversupply of green certificates 31 Mar 2014 – 31 Dec 2016



Źródło: PSEW na podstawie danych TGE.

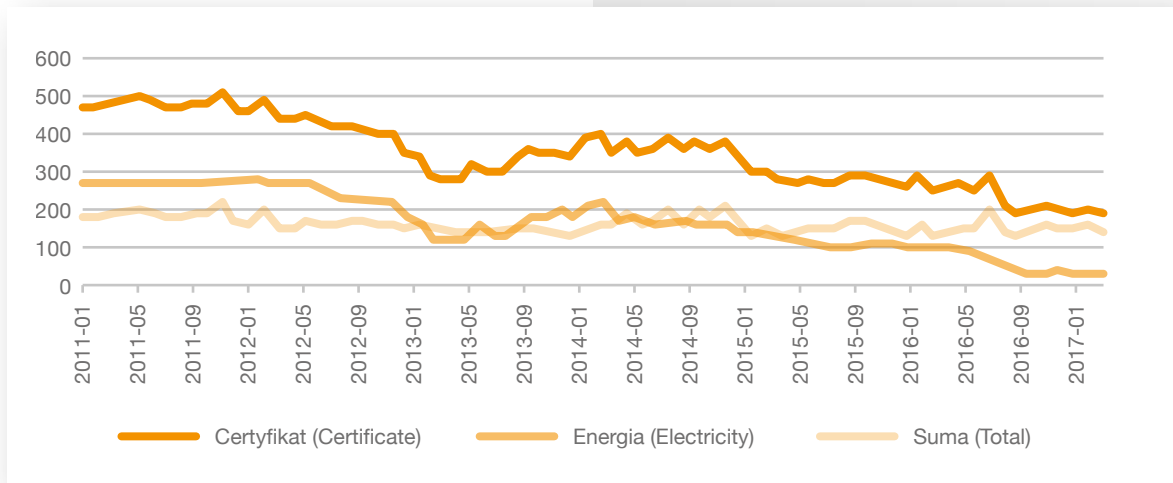
Source: PWEA based on TGE (POLPX) data.

Tragiczna sytuacja inwestorów będzie coraz bardziej odbijała się też m.in. na gminach, w których stoją elektrownie wiatrowe. Wynika to ze stale rosnącej nadpodaży świadectw pochodzenia, co bezpośrednio przekłada się na spadające przychody inwestorów z ok. 500 zł/MWh w roku 2011 do ok. 200 zł/MWh na początku 2017 r.

The tragic situation of investors will also increasingly affect the municipalities where wind turbines are located. This is a consequence of constantly rising oversupply of green certificates, which directly translates to dropping revenues for investors, from approx. 500 PLN/MWh in 2001 to approx. 200 PLN/MWh in early 2017.

Ceny sesyjne energii elektrycznej i świadectw pochodzenia 01.2011–02.2017

Session prices of electricity and certificates of origin Jan 2011–Feb 2017



Źródło: PSEW na podstawie danych TGE.

Source: PWEA based on TGE (POLPX) data.

**Jak Polska realizuje
unijne zobowiązania
dotyczące zielonej energii
– analiza dotycząca
rocznych celów OZE**

**How Poland meets its
obligations on green
energy – analysis of
yearly RES targets**



Szansą na spełnienie celów unijnej polityki energetycznej jest ponowne otwarcie Polski na rozwój energetyki wiatrowej. Przez ostatnie 10 lat zbudowany został potencjał OZE, będący w stanie wytwarzać nieco ponad 20 TWh zielonej energii rocznie, tymczasem by zrealizować cel na 2020 r. w sektorze elektroenergetycznym, trzeba tej energii wytworzyć ponad 30 TWh.

W publicznej dyskusji wielokrotnie mylone są wskaźniki dotyczące udziału OZE w sektorze elektroenergetyki, udziału OZE w energetyce oraz kwoty obowiązkowego umorzenia zielonych certyfikatów. Polska będzie rozliczana z realizacji 15% celu udziału OZE w energetyce. By ten cel osiągnąć, została określona trajektoria rocznych celów w sektorze paliw, ciepła i elektroenergetyki, które łącznie mają dać właśnie 15%. Dla sektora energetyki wiatrowej ważny jest cel w sektorze elektroenergetyki, który dla 2020 r. wynosi 19,13%. Z kolei wskaźniki obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów stanowią jedno z narzędzi mających wspierać rozwój elektroenergetyki odnawialnej na drodze osiągnięcia przewidzianego na rok 2020.

Istotnym problemem jest również metodyka liczenia poziomu do osiągnięcia celów OZE. Dane dotyczące mocy zainstalowanej w sektorze OZE powinny być mierzone produkcją, a nie mocą zainstalowaną. Wsparcie sektora OZE w postaci zielonych certyfikatów rozliczane jest także w oparciu o MWh, a nie MW zainstalowane.

W 2016 r. udział energii elektrycznej z OZE w krajowym zużyciu wyniósł 13,53%. Zakładany w KPD cel na 2016 rok to 13,85%, zatem po raz pierwszy od trzech lat w systemie pojawił się niedobór elektryczności ze źródeł odnawialnych. Brak wyniósł 0,5 TWh i, jak wynika z prognozy, wykazuje tendencję rosnącą, podobnie jak nadpodaż świadectw pochodzenia.

Fatalna sytuacja na rynku zielonych certyfikatów, których ceny od miesięcy utrzymują się poniżej 40 zł/MWh, spowodowała, że część koncernów energetycznych całkowicie zrezygnowało

Poland's reopening to development of wind power is an opportunity to meet the objectives of the European Union's energy policy. Over the last 10 years a potential was built in RES allowing for generation of slightly more than 20 TWh of green energy per year, whereas in order to meet the 2020 RES target in the electricity sector (RES-E), more than 30 TWh have to be generated.

In the public debate there is often confusion between the RES share in the electricity sector, the RES share in the energy sector and the green certificate redemption quota. Poland will have to comply with the 15% target for RES in the energy sector. In order to meet that target, a trajectory of annual targets was specified for the fuel sector, heating and cooling, and electricity sector; the combination of those targets amounts to 15%. For the wind power sector the most important one is the target for the electricity sector (RES-E), set at 19.13% for 2020. In turn, the green certificate redemption quotas are one of the tools to support renewable electricity generation towards meeting the 2020 target.

Another important issue is the methodology used to calculate the RES target levels. The data on the RES sector should be measured in terms of energy production, and not of installed capacity. The support for the RES sector in the form of green certificates is also calculated based on MWh of production, and not on MW installed.

In 2016 the share of electricity from RES in Polish consumption amounted to 13.53%. The target for 2016 specified in the NREAP is 13.85%, so for the first time in three years there was a shortage of electricity from renewable sources in the Polish system. This shortage exceeded 0.5 TWh, and, according to forecasts, it shows a rising tendency, similarly to the oversupply of green certificates.

The dramatic situation on the green certificate market, with prices remaining below 40 PLN/MWh for many months, caused that some power utilities completely abandoned co-firing of biomass with

Analiza wykonana przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej pokazuje, że w ciągu ostatnich 6 lat roczny zakładany udział zielonej energii w krajowym zużyciu brutto energii był przekroczony w latach: 2012, 2014 i 2015, podczas gdy produkcja zielonej energii była niższa niż wielkość wynikająca z zakładanego poziomu w latach: 2010, 2011, 2013. Dane wskazują też, że nie został osiągnięty wymagany poziom w roku 2016. Trudno więc mówić o nadmiernym rozwoju sektora OZE.

The analysis by the Polish Wind Energy Association shows that over the last 6 years the annual target for RES share in national gross energy consumption was exceeded in 2012, 2014 and 2015, whereas green energy production was below the annual target in 2010, 2011 and 2013. The data also shows that the target level was not achieved in 2016. It is therefore difficult to say that the development of RES sector is excessive.

ze współspalania biomasy z węglem (wobec nieopłacalności takiej działalności), a pozostałe je ograniczyły. W efekcie podaż energii elektrycznej ze współspalania spadła niemal o połowę. Wolumen energii wytwarzanej w dedykowanych instalacjach na biomasę po zanotowanym w 2015 r. spadku tym razem pozostał na prawie niezmiennym poziomie. Wzrost produkcji z innych źródeł – przede wszystkim wiatru na lądzie – jedynie skompensował powyższy regres. Łączna produkcja zielonej energii elektrycznej wyniosła 22 800 GWh. W efekcie po raz drugi w historii systemu wsparcia energetyki odnawialnej w Polsce wzrost rynku zielonej energii elektrycznej wyniósł zaledwie 1%, zamiast kilkunastu lub więcej procent. Należy podkreślić, że wzrost produkcji energii zarówno z wiatru na lądzie, jak i z biogazu, jest nie do utrzymania na dłuższą metę. Jest to związane z faktem, że część inwestycji oddanych w 2015 r. produkowała energię elektryczną przez cały rok 2016 i tylko część roku 2015, a także z inwestycjami zainicjowanymi przed spadkiem cen świadectw pochodzenia poniżej 150 zł/MWh.

Po stronie popytowej sytuacja także rozwijała się niekorzystnie z perspektywy spełnienia lub niespełnienia celów związanych z udziałem energii z OZE w ogólnym zużyciu. Zużycie energii brutto w kolejnym roku wzrosło aż o 2,5%, przekraczając poziom 168 000 GWh. Oznacza to konieczność wyprodukowania o 580 GWh zielonej energii więcej, niż gdyby wzrostu nie było (a warto przypomnieć, że po kilkuletniej stagnacji dopiero w 2015 r. zużycie brutto osiągnęło poziom z roku 2010). Te dodatkowe 580 GWh, przy deficycie zielonej energii wynoszącym 545 GWh, mają znaczenie zasadnicze i kumulują się wraz z innymi niekorzystnymi czynnikami.

Prognoza na rok 2017, przygotowana przy założeniu podwojenia mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznych (łącznie z małymi instalacjami działającymi bez koncesji, na podstawie zgłoszenia do Urzędu Regulacji Energetyki), utrzymania istniejącej mocy pozostałych OZE oraz nieznacznego już spadku produkcji współspalania z 2 352 do 2 300 GWh, sugeruje powrót produkcji zielonej energii na ścieżkę wzrostu (o ok. 1500 GWh), lecz tylko na jeden rok. Powodem wzrostu produkcji będzie ponownie fakt, że część instalacji wiatrowych i biomasowych została uruchomiona w roku 2016 (ale decyzje inwestycyjne zapadły parę lat wcześniej).

Biorąc pod uwagę cel wynoszący 14,68%, to przy założeniu utrzymania tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, niedobór zielonej energii elektrycznej może osiągnąć w tym roku niemal 1 TWh, a produkcja energii z OZE – 14,12% zużycia. Mimo że w 2016 r. zanotowaliśmy nieznaczący wzrost produkcji energii z poszczególnych źródeł OZE,

coal (due to lack of profitability of such activity), and others significantly reduced the scale of co-firing. In effect, the supply of electricity from co-firing has almost halved. The volume of electricity generated in dedicated biomass installations, after a slump in 2015, remained almost unchanged this time. The increase in production from other sources – primarily onshore wind – merely compensated the decrease mentioned above. As a result, for the second time in history of RES support system in Poland the growth in the green electricity market was only 1% instead of more than 10 percent. It should be emphasized that the growth of electricity production both from onshore wind and from biogas was a phenomenon that cannot be sustained in the long run, due to the fact that part of the projects commissioned in 2015 generated electricity for the whole of 2016 and only part of 2015, and also due to projects being initiated before the slump of green certificate prices below 150 PLN/MWh.

On the demand side the developments were also unfavourable from the viewpoint of meeting the targets for RES share in total consumption. The gross energy consumption grew by 2.5% on previous year, exceeding the level of 168,000 GWh. This implies the need to generate 580 GWh of green electricity more than without such growth (and it should be noted that after several years of stagnation, the gross energy consumption returned to 2010 levels only in 2015). The additional 580 GWh, with a green energy shortage of 545 GWh, is of fundamental importance and comes on top of other unfavourable factors.

The forecast for 2017, prepared with the assumption of doubling the installed capacity in PV plants (including small, licence-free installations operating based on notification to the Energy Regulatory Office), maintaining the existing capacity of other RES and only small drop in generation from co-firing from 2,353 to 2,300 GWh, suggests a return to a growth trajectory for green energy (by ca. 1,500 GWh), but for one year only. The reason for growth will again be the fact that part of wind and biomass plants was commissioned in 2016 (but investment decisions had been made several years earlier).

With regard to the target of 14.68%, assuming the electricity demand growth rate is kept, the shortage of green electricity may reach almost 1 TWh this year, and electricity production for RES will amount to 14.12% of consumption. Although a slight increase of production from particular RES was observed in 2016, the total RES production

to roczny wzrost produkcji z OZE wzrósł sumarycznie zaledwie o 0,5% w stosunku do roku poprzedniego. Nawet jeśli w tym roku zużycie brutto będzie na poziomie z roku 2016, to podaż elektryczności z OZE pozostanie poniżej zakładanego poziomu, a deficyt będzie zbliżony do ubiegłorocznego.

growth was only 0.5% compared to previous year. Even if energy consumption in 2017 remains on the 2016 level, the supply of electricity from RES will be below the target, and the shortage will be similar to last year's.

Produkcja energii elektrycznej w 2015 i 2016 r. z różnych technologii OZE

Electricity production in 2016 and 2016 from various RES technologies

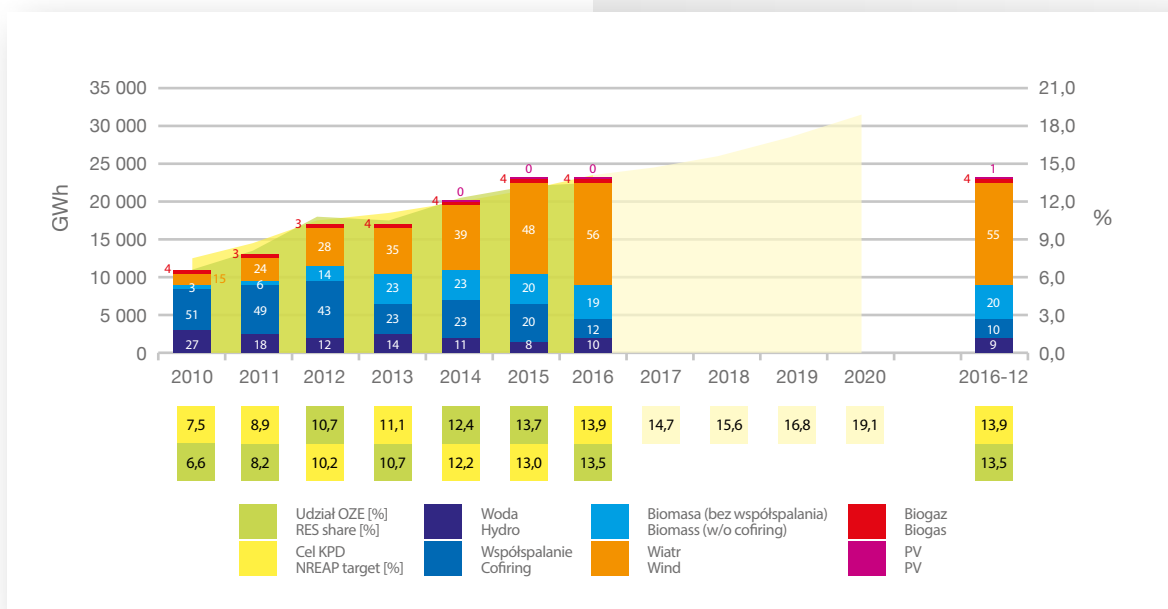
Technologia OZE	Produkcja w 2015 (GWh)	Produkcja w 2016 (GWh)	Roczny wzrost (%)
RES Technology	Production in 2015 (GWh)	Production in 2016 (GWh)	Change (%)
Hydro (hydro)	1832,2	2139,6	16,8%
Energetyka wiatrowa (onshore) wind (onshore)	10902,6	12595,3	15,5%
Biogaz (biogas)	857,9	1020,8	19,0%
Biomasa (biomass)	4550,1	4571,6	0,5%
Współspalanie (cofiring)	4479,8	2351,9	-47,5%
Fotowoltaika (PV)	56,6	123,7	118,5%
Podsumowanie (total)	22679,3	22803,0	0,5%

Źródło: Wyliczenia PSEW na podstawie danych ARE.

Source: PWEA calculations based on ARE data.

Produkcja OZE i udział technologii oraz realizacja celu z KPD

RES energy production by technology and NREAP target realization



Prognoza realizacji celu OZE 2020 dla Polski

RES 2020 target realization forecast for Poland

Analizę dotyczącą realizacji celu OZE 2020 dla Polski przygotowała też firma doradcza Ecofys i Uniwersytet Techniczny w Wiedniu. Z badania wynika,

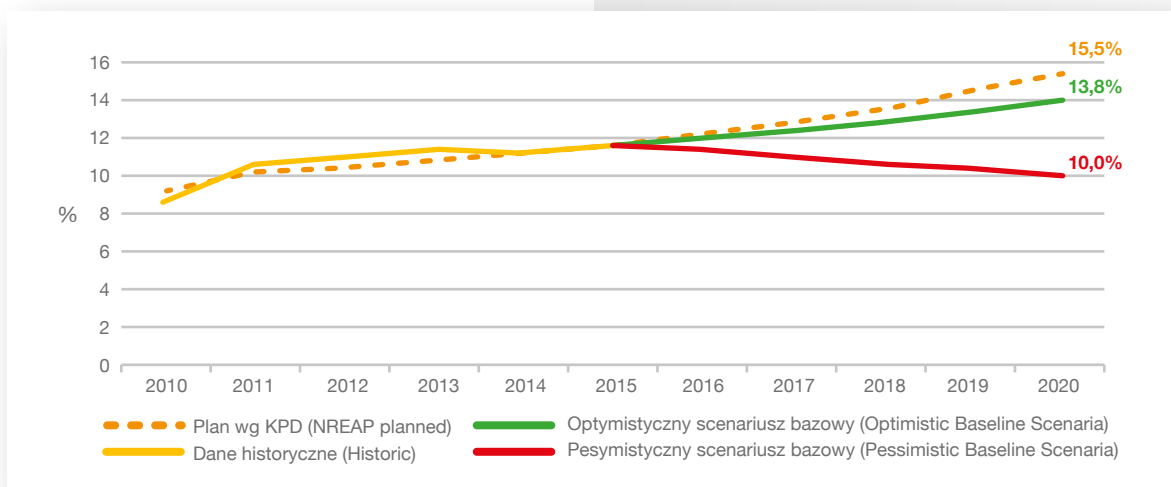
An analysis of realization of Poland's 2020 RES target was also prepared by Ecofys consulting company and the Technical University in Vienna.

że Polska ma jeszcze szansę wypełnić zobowiązania w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w energetyce. Niezbędne jest jednak podjęcie dodatkowych i szybkich działań, które zachęcą do zwiększenia wykorzystania OZE w sektorze elektroenergetycznym, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz w transporcie. Dzięki zwiększeniu możliwości wykorzystania potencjału do dalszego rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii unowocześniony zostałby też system wytwarzania energii elektrycznej.

W tej chwili Polska jest na drodze do osiągnięcia w 2020 r. udziału OZE na poziomie od 10,0% do 13,8%. Celem jest natomiast 15,5%. Wykres poniżej przedstawia możliwe trajektorie realizacji celu przy obecnym wsparciu regulacyjnym i planowaną trajektorię realizacji celu na rok 2020.

The study shows that Poland still has a chance to meet its obligations regarding the share of renewable energy sources in the energy sector. However, it is necessary to take additional and quick action to incentivise further deployment of RES in the electricity, heating and cooling, and transport sectors. Thanks to increasing the possibilities to utilize the potential for further RES development, the Polish electricity generation sector would also be modernized.

Poland is currently on a path to achieve an RES share of 10.0% to 13.8% in 2020, whereas the target is 15.5%. The figure below shows possible trajectories for RES deployment with the current regulatory support and the planned trajectory for the RES 2020 target.



Źródło: „Prognoza realizacji celu OZE 2020 dla Polski”, Ecofys i Uniwersytet Techniczny w Wiedniu na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, marzec, 2017 r.

Source: “2020 Renewable Energy Target Realisation Forecast for Poland”, Ecofys – A Navigant Company and TU Wien, commissioned by the Polish Wind Energy Association, March 2017.

Według analityków, przy obecnym wsparciu regulacyjnym i optymistycznych bazowych założeniach Polsce zabraknie do realizacji celu OZE na 2020 rok co najmniej 791 tys. toe. Natomiast przy założeniach pesymistycznych luka może wzrosnąć do 3 556 tys. toe. Autorzy raportu zwracają też uwagę, że sektor transportu znajduje się znacząco poniżej swojej planowanej ścieżki. Jeśli ten trend będzie kontynuowany, to „niezbędne będzie skompensowanie znaczącej luki przez znaczące dodatkowe inwestycje powyżej poziomów planowanych w KPD dla sektorów ciepłownictwa i chłodnictwa oraz elektroenergetyki”²⁴. Niepokojący jest również fakt, że obecnie nie widać trendu, który wskazywałby, że sektor ciepłownictwa i chłodnictwa będzie w stanie wypracować nadwyżkę będącą w stanie chociaż częściowo skompensować niedobór w sektorze transportu.

According to analysts, with the current regulatory support and optimistic baseline assumptions, Poland would miss its 15% renewable energy target for 2020 by at least 791 ktoe. Under pessimistic assumptions that gap could increase to 3,556 ktoe. The authors of the report also note that the transport sector is significantly below its planned trajectory. If that trend is continued, then “a significant gap will need to be compensated by substantial additional deployment - beyond the NREAP sector trajectory in the RES H&C and/or the RES-E sectors”²⁴. Another reason for concern is that currently there is no visible trend towards overachievement in the heating and cooling sector that could (partially) compensate for underachievement in transport.

²⁴ „Prognoza realizacji celu OZE 2020 dla Polski”, Ecofys – A Navigant Company i Uniwersytet Techniczny w Wiedniu na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, marzec, 2017 r.

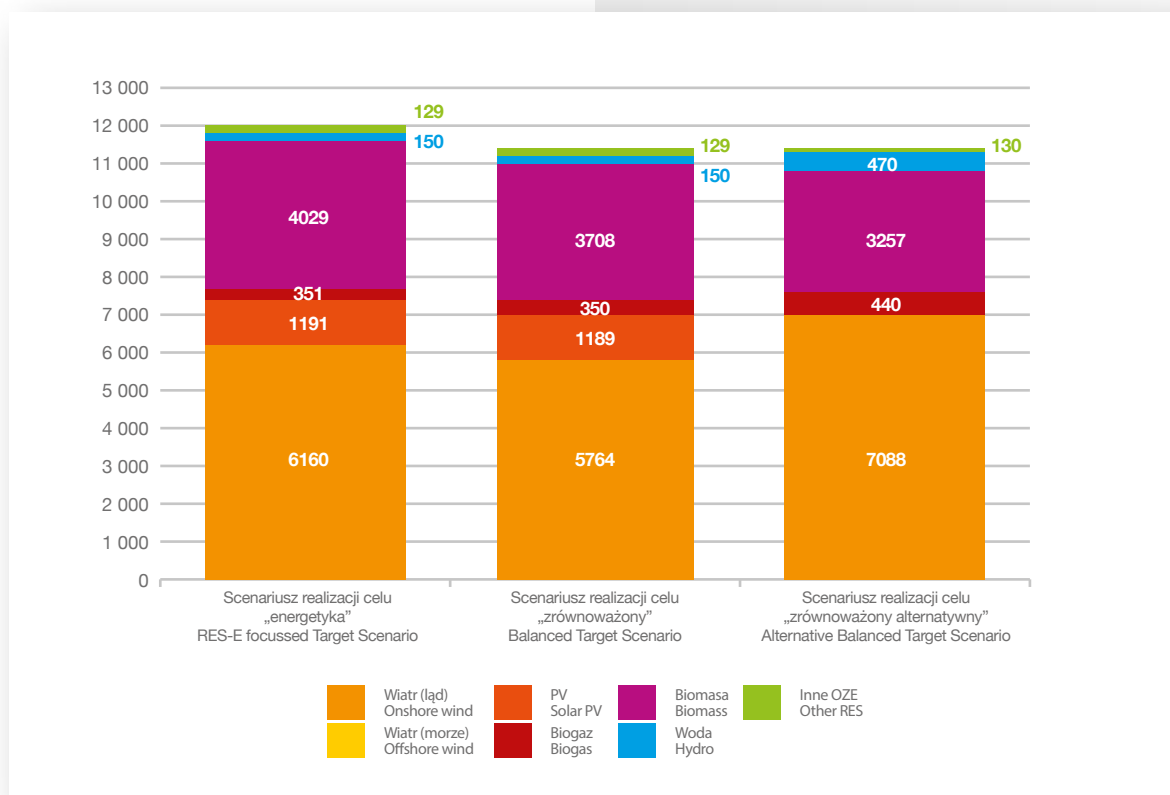
²⁴ “2020 Renewable Energy Target Realisation Forecast for Poland”, Ecofys – A Navigant Company and TU Wien, commissioned by the Polish Wind Energy Association, March 2017

Z kolei w sektorze elektroenergetycznym wolumeny energii elektrycznej z OZE, przydzielone w aukcjach w roku 2016 i planowane na rok 2017, nie będą wystarczające do wyrównania łącznej luki w całym sektorze OZE. Żeby osiągnąć cel, należy zrealizować jeden z trzech zaproponowanych scenariuszy i zbudować więcej nowych mocy OZE.

On the other hand, in the electricity sector (RES-E) the volumes of electricity from RES allocated in auctions in 2016 and announced for 2017 will not be sufficient to compensate for the total gap in the whole RES sector. In order to meet the target Poland has to implement one of three proposed scenarios and build more new RES capacity.

Scenariusze realizacji celu dla sektora OZE-E: dodatkowa produkcja energii w latach 2017–2020 (GWh)

RES-E target realisation scenarios: additional electricity production in 2017–2020 (GWh)



Źródło: Ecofys – A Navigant Company²⁵.

Source: Ecofys – A Navigant Company²⁵.

Raport wykazał, że „Polska powinna szybko podjąć dodatkowe działania zachęcające do zwiększenia wykorzystania OZE we wszystkich trzech podsektorach. Takie dodatkowe działania są niezbędne dla realizacji celu 2020 niezależnie od założeń dotyczących wzrostu całkowitego zużycia energii w nadchodzących latach”²⁶.

The report demonstrates that “Poland needs to take additional and swift action to incentivise further deployment across the three RES subsectors. Such additional measures are needed to meet the 2020 target irrespective of the assumptions on final energy demand growth for the coming years”²⁶.

Istniejąca polityka wsparcia musi zostać wzmocniona m.in. poprzez zwiększone wolumeny aukcji OZE, które pozwoliłyby na dostarczenie dodatkowych ilości energii wymaganych do roku 2020. Analitycy postulują też podjęcie dodatkowych wysiłków zmierzających do likwidacji barier pozakosz-

The existing support policy must be strengthened, e.g. by increased auction volumes for RES-E that could deliver the required additional volumes by 2020. Analysts also call for additional efforts aimed at removing existing non-cost barriers currently preventing investment in green energy. Pre-

25 Pełen raport „Prognoza realizacji celu OZE 2020 dla Polski” jest dostępny na stronie www.psew.pl.

25 Full report „2020 Renewable Energy Target Realisation Forecast for Poland” is available at www.psew.pl

26 „Prognoza realizacji celu OZE 2020 dla Polski”, Ecofys – A Navigant Company i Uniwersytet Techniczny w Wiedniu na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, marzec, 2017 r.

26 “2020 Renewable Energy Target Realisation Forecast for Poland”, Ecofys – A Navigant Company and TU Wien, commissioned by the Polish Wind Energy Association, March 2017.

Izabela Kielichowska

Managing Consultant, Ecofys – A Navigant Company

W pracy zaproponowaliśmy trzy sposoby realizacji celu w oparciu o istniejące ramy prawne. Konieczne jest na przykład zwiększenie częstotliwości i wolumenu aukcji dla różnych źródeł wytwarzających czystą energię elektryczną: niezbędne jest m.in. dodatkowe 6000–7000 GWh energii wytworzonej z wiatru, 3000–4000 GWh przy użyciu biomasy, 1000 GWh dzięki fotowoltaice, 350–440 GWh energii z biogazu oraz 300–500 GWh z innych źródeł.

In the paper we proposed three ways to meet the target based on existing legal framework. For example, it is necessary to increase the frequency and volume of auctions for different sources of clean electricity: additional 6,000-7,000 GWh of energy from wind is needed, 3,000-4,000 GWh from biomass, 1,000 GWh from PV, 350-440 GWh from biogas and 300-500 GWh from other sources.

towych, które dzisiaj utrudniają lub uniemożliwiają inwestycje w zieloną energię. Kluczowe znaczenie dla zwiększania inwestycji mają też przewidywalność oraz średnio- i długoterminowa przejrzystość planów rozwoju OZE, wyrażone przez ambitne cele i odpowiednio wcześniej ogłaszane wolumeny aukcji. Dodatkowe działania wspomagające osiągnięcie celu (takie jak dodatkowe aukcje OZE w elektroenergetyce na lata 2018–2020 czy zwiększone budżety na źródła odnawialne w budynkach) powinny zostać ogłoszone możliwie szybko, aby zagwarantować, że inwestycje zostaną zrealizowane w czasie, który pozwoli na osiągnięcie celu OZE dla roku 2020.

dictability and medium and long-term visibility of RES deployment plans are critical to mobilise the required investments; these should be expressed by ambitious goals and auctions volumes announced well in advance. Additional measures to meet the target, such as further RES-E auctions for the 2018-2020, or increased budgets for renewables in buildings, should be announced as early as possible to ensure that investments happen in time to meet the 2020 RES target.

ROZDZIAŁ 6

Rynek mocy a sektor wiatrowy

CHAPTER 6

Capacity market and the wind power sector



1. Polska planuje wprowadzić rynek mocy, mimo że obowiązują już u nas jego niektóre elementy, takie jak operacyjna rezerwa mocy czy też usługa interwencyjnej rezerwy zimnej.
2. Rynek mocy musi być zgodny z kierunkiem zmian zaproponowanych przez Komisję Europejską i Parlament Europejski w ramach tzw. pakietu zimowego.
3. Pakiet zimowy zabrania uczestnictwa w rynku mocy jednostkom, które emitują ponad 550 kg CO₂/MWh, czyli niemal wszystkim elektrowniom węglowym.
4. Do udziału w rynku mocy mają nie zostać dopuszczone elektrownie wiatrowe, ale umożliwienie wiatrakom świadczenia usług systemowych mogłoby wyrównać szanse różnych źródeł wytwarzania energii.

1. Poland is planning to introduce a capacity market, although some of its elements are already in place, e.g. the operating capacity reserve or cold intervention reserve service.
2. The capacity market must comply with the direction of changes proposed by the European Commission and the European Parliament under the so-called Winter Package.
3. The Winter Package prohibits participation in the capacity market for units emitting more than 550 kg CO₂/MWh, i.e. almost all coal-fired plants.
4. Wind farms are expected not to be allowed to participate in the capacity market, but allowing them to provide ancillary services could equalize the opportunities for different energy sources.

Rynek mocy jest jednym z głównych czynników, które wprowadzone w życie, wpłyną na praktycznie cały sektor energetyczny w Polsce. Od jego szczegółowych zapisów zależy tylko, jak duży będzie ten wpływ. Zmiany odczują więc nie tylko źródła konwencjonalne oparte na węglu, ropie czy gazie, ale także cały sektor energetyki odnawialnej oraz podmioty skupione wokół pomysłu wybudowania nad Wisłą elektrowni jądrowej. Minister Energii twierdzi, że „Rynek mocy to najlepsze rozwiązanie systemowe dla polskiej elektroenergetyki (...) Jego kluczowym zadaniem będzie stworzenie zachęty do podejmowania decyzji inwestycyjnych i modernizacyjnych”²⁷.

Tymczasem według PSE, do 2020 r. konieczne może być wycofanie z eksploatacji przestarzałych bloków konwencjonalnych o łącznej mocy ok. 7 GW, a do roku 2030 nawet 12 GW. W budowie jest z kolei zaledwie 6 GW nowych mocy. Konsekwentna wymiana tych źródeł na elastyczne (także oparte na węglu) pozwoli zarówno zwiększyć udział OZE w miksie energetycznym, jak i zapewnić bezpieczeństwo systemu (w ujęciu krajowym oraz regionalnym). Dodatkowo ułatwi to elastycznym źródłom energii funkcjonowanie na rynku o nowym kształcie bez konieczności korzystania z pomocy publicznej, która miałaby utrzymywać określone bloki energetyczne w gotowości.

Zanim zostanie stworzony prawdziwie regionalny rynek energii (co zminimalizuje ryzyko związane

The capacity market is one of the main factors to influence the entire energy sector in Poland once they are enacted. Its detailed provisions will only determine the extent of that influence. Changes will be felt not only by conventional sources based on coal, oil or gas, but also by the whole renewable energy sector or the companies linked to the idea of building a nuclear plant in Poland. The Minister of Energy says that „the capacity market is the best systemic solution for the Polish electricity sector. (...) Its key task is to create incentives for decisions on investments and modernizations”²⁷.

Meanwhile, according to PSE, by 2020 it might be necessary to decommission outdated conventional units with a total capacity of ca. 7 GW, or even 12 GW by 2030. On the other hand, there is only 6 GW of new capacity under construction. Consistent replacement of these units with more flexible ones (also coal-based) would allow for increase of RES share in the energy mix and also ensure grid security (on national and regional level). It would also allow for flexible energy sources to operate under the new market design without the need to use state aid to help keep certain generating units on standby.

Before a truly regional energy market is created (which would minimize the risk related to ensur-

²⁷ Strona internetowa Ministerstwa Energetyki, <http://www.me.gov.pl/node/26169>, dostęp: 20.02.2017 r.

²⁷ Ministry of Energy website, <http://www.me.gov.pl/node/26169>, accessed on: 20.02.2017.

z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy krajowego systemu), już wprowadza się elementy rynku mocy, takie jak działania opierające się na operacyjnej rezerwie mocy. Dzięki temu niektórzy wytwórcy nie muszą wyłączać swoich nierentownych bloków, a płatność za taką rezerwę jest gwarantowana przez kilkusetmilionowy budżet w taryfie PSE S.A.

W Polsce zaczął też funkcjonować drugi element rynku mocy, jakim jest przetarg na usługę interwencyjnej rezerwy zimnej. W tym wypadku chodzi o moc, która jest niejako wyjęta z rynku i czeka w wyłącznej dyspozycji operatora przesyłowego na wypadek, gdyby w systemie zabrakło mocy. Rynek zaproponował, że opóźni zamykanie niektórych jednostek, pod warunkiem że PSE S.A. dalej będzie ponosić koszty ich utrzymania. Interwencyjna rezerwa zimna funkcjonuje jako działanie doraźne, poprawiające bezpieczeństwo dostaw energii do roku 2017 z możliwością przedłużenia jeszcze o dwa lata.

Warto pamiętać, że powyższe rozwiązania są tylko tymczasowe. Głównym celem powinno być natomiast stworzenie regionalnego rynku połączeń transgranicznych oraz promowanie nie tyle samej mocy, ile jej elastyczności. Dzięki takim działaniom inwestorzy skupieni na źródłach konwencjonalnych będą decydować się na budowę jednostek (także węglowych) o znacznie wyższym stopniu elastyczności pracy, co ułatwi im współpracę ze zmiennymi OZE i utrzymanie się na rynku bez sięgania po wsparcie ze strony państwa. Tego typu procesy zachodzą już w Danii i Niemczech.

6.1. Rynek mocy a pakiet zimowy

Analizując wpływ ustawy o rynku mocy czy to na polski system energetyczny, czy też wyłącznie na sektor energetyki wiatrowej, trzeba pamiętać o tym, że ta ustawa musi być zgodna z kierunkiem zmian legislacyjnych zapowiadanych od dłuższego czasu przez Komisję Europejską oraz Parlament Europejski. Zmiany te zostały zaprezentowane w postaci pakietu projektowanych dyrektyw i rozporządzeń unijnych pod nazwą „Winter Package”. Z analizy pakietu zimowego wynika szereg wniosków i potencjalnych uwarunkowań, które mogą w przyszłości rzutować na zakres lub wręcz możliwość uzyskania przez proponowany projekt ustawy o rynku mocy zgody ze strony Komisji Europejskiej na udzielenie sektorowi elektroenergetyki w Polsce pomocy publicznej właśnie w formie tego rynku mocy.

Oczywiście głównym problemem, jaki polski sektor energetyczny będzie miał z pakietem zimowym, jest brak dopuszczenia do uczestnictwa w rynku mocy jednostek, których emisje przekra-

ing security of the national system), some capacity market elements, such as activities based on operating capacity reserve, are already being introduced in Poland. Thanks to this some energy producers do not have to shut down their unprofitable units, and the payment for such a reserve is guaranteed by a several-hundred-million budget in PSE SA's tariff.

A second element of the capacity market has already started to function in Poland – the tender for cold intervention reserve. In this case it is about the capacity that is in a way taken out of the market and waiting at the sole disposal of the transmission system operator in case there is a shortage of capacity in the system. The market has proposed to postpone decommissioning of certain units under the condition that PSE SA continues to bear the costs of their maintenance. Cold intervention reserve acts as a temporary solution improving the security of energy supply until 2017, with an option to extend for another two years.

It is worth remembering that the solutions mentioned above are only temporary. The main objective should be to create a regional market of cross-border interconnections and to promote not just capacity itself, but its flexibility. Thanks to such activities, investors focusing on conventional sources will make decisions to build generating units (also coal-based) with a much higher operating flexibility, which will facilitate their cooperation with variable RES and keep them in the market without the need for state aid. Such processes are already taking place in Denmark and Germany.

6.1. Capacity market vs Winter Package

Analyzing the impact of possible capacity market legislation on the Polish power system or just the wind power sector, one should bear in mind that such legislation must be in line with the direction of legislative changes already announced by the European Commission and the European Parliament. Such changes have been presented as a package of planned EU directives and regulations called the “Winter Package”. The analysis of the Winter Package leads to a number of conclusions and potential conditions that may in the future determine the scope or even the possibility to obtain European Commission's approval for the draft legislation on capacity market with regard to state aid given to the Polish electricity sector in the form of such capacity market.

Obviously, the main problem with the Winter Package for the Polish energy sector is the exclusion from the capacity market of those generating units whose CO₂ emissions exceed the threshold of

czą próg 550 kg CO₂/MWh. Próg ten znajduje się bowiem poniżej możliwości technologicznych jednostek węglowych, w tym nawet stosunkowo wysokosprawnych bloków nadkrytycznych. Jeśli zatem próg 550 kg CO₂/MWh nie ulegnie zmianie w trakcie procesu negocjacji politycznych, to może skutecznie uniemożliwić objęcie rynkiem mocy nowych instalacji węglowych w Polsce.

Pakiet zimowy zawiera też dwa kolejne elementy istotne, które będą miały duży wpływ na dyskusje o potencjalnym rynku mocy w Polsce:

1. Rynki mocy mogą być wdrażane tylko tam, gdzie są one niezbędne, przy założeniu regionalnej oceny adekwatności mocy zainstalowanej (*generation adequacy*). Oznacza to, że zanim Polska będzie mogła wdrożyć jakikolwiek rynek mocy, musi rozważyć skorzystanie z systemów sąsiednich w celu zbilansowania własnego systemu, wprowadzić narzędzia zwiększające elastyczność istniejącego już systemu, w tym usługi systemowe, a dopiero w ostateczności i na możliwie ograniczoną skalę (tymczasowo), będzie mogła wprowadzić rynek mocy.
2. Rynek mocy, który zostanie zaakceptowany przez Komisję Europejską, ma co do zasady być otwarty dla operatorów z innych krajów w danym regionie, którzy są w stanie świadczyć tego rodzaju usługi systemowe także polskiemu OSP. Zatem potencjalne nowe polskie bloki węglowe będą musiały konkurować o te usługi z nowymi blokami gazowymi, na przykład w Niemczech, które z uwagi na bardzo duże możliwości technologiczne w zakresie zmienności obciążenia będą konkurencyjną alternatywą dla mało elastycznych bloków węglowych w technologii nadkrytycznej.

Biorąc pod uwagę wyżej wymienione argumenty, wprowadzenie rynku mocy w Polsce, w kształcie zaproponowanym przez Ministerstwo Energii w grudniu 2016 r., nie tylko nie jest zbieżne z propozycjami Komisji Europejskiej, ale wręcz oddala Polskę od osiągnięcia unijnych celów w zakresie klimatu i energii do 2030 r. Nawet jeśli rządowi uda się wynegocjować odstępstwa od niektórych regulacji dotyczących funkcjonowania w Polsce rynku mocy, to i tak w dłuższym okresie będzie to szkodliwe dla polskiej gospodarki. Utrwalenie na następne dekady obecnej struktury technologicznej wytwarzania energii elektrycznej spotęguje tylko już dziś liczone w miliardach złotych koszty pośrednie funkcjonowania energetyki węglowej i spowoduje powstanie po roku 2030 ogromnych kosztów osieroconych, wynikających z braku możliwości dalszego funkcjonowania dopiero co wybudowanych elektrowni węglowych, ze względu na ich niekonkurencyjność cenową.

Rynek mocy (przynajmniej w obecnym kształcie) nie tylko nie rozwiąże strukturalnych problemów

550 kg/MWh, as this value is below the technical capabilities of coal-fired units, even the relatively highly efficient supercritical units. Therefore, if the 550 kg CO₂/MWh threshold is not changed in the process of political negotiations, it may prevent covering potential new coal-fired installations in Poland with capacity market.

The Winter Package also contains two other important elements that will have a significant impact on the discussions about the possible capacity market in Poland:

1. Capacity markets may only be implemented where they are necessary, under the assumption of regional assessment of generation adequacy. This means that before Poland could implement any capacity market, it must consider using neighbouring systems to balance its own system, introduce instruments increasing the existing system's flexibility, including ancillary services, and only then introduce the capacity market, ultimately and to a limited extent (temporarily).
2. The capacity market, in order to be accepted by the European Commission, is principally supposed to be open to operators from other countries in the region who are willing to provide this type of ancillary services also to the Polish TSO. Therefore possible new Polish coal-fired units will have to compete for these services with new gas-fired units, for example from Germany, which due to very high technological capabilities with regard to load variability will be a competitive alternative to not very flexible coal-fired units using supercritical technology.

With regard to the above mentioned arguments it is clear that the introduction of capacity market in Poland, in the shape proposed by the Ministry of Energy in December 2016 is not only inconsistent with the proposals of the European Commission, but it will also move Poland further away from meeting the EU climate and energy targets for 2030. Even if the government succeeds at negotiating derogation from certain regulations related to the functioning of the capacity market in Poland, in the longer term it will be harmful to the Polish economy. Consolidating the current technological structure of electricity generation for the coming decades will only increase the indirect costs of operation of the coal-based energy sector and will lead to enormous "orphaned" costs after 2030, related to the lack of possibility for further operation of recently built coal power plants due to their lack of competitiveness.

The capacity market (at least in its current shape) will not only fail to solve structural problems of the Polish electricity sector, but will not incentiv-

polskiego sektora elektroenergetycznego, ale i nie zachęci inwestorów do wybudowania nowych, niskoemisyjnych (lub nawet bezemisyjnych) źródeł energii, pokrywających wzrost zapotrzebowania na moc. Jego głównym skutkiem będzie transfer pieniędzy od konsumentów do wybranych wytwórców energii.

6.2. Wpływ rynku mocy na energetykę wiatrową

Głównym wpływem wprowadzenia rynku mocy w kształcie zaproponowanym w grudniu przez Ministerstwo Energii będzie zaburzenie rynku energii i zasad kształtowania na nim cen. Doświadczenia innych krajów, w których wprowadzono podobne rozwiązania, wskazują że wprowadzenie rynku mocy może oznaczać pewien spadek hurtowych cen energii elektrycznej.²⁸ Będzie to miało bardzo poważne konsekwencje dla funkcjonujących już w Polsce różnych instalacji OZE wybudowanych w systemie zielonych certyfikatów, w tym także dla elektrowni wiatrowych o łącznej mocy ponad 5 700 MW. Wynika to z faktu, że źródła OZE, w tym wiatraki, nie będą mogły uczestniczyć (w przeciwieństwie do źródeł konwencjonalnych) w zaproponowanym projekcie ustawy rynku mocy, co będzie oznaczało, że nie będą miały żadnego innego źródła przychodów, którymi mogłyby wyrównać przychody utracone z tytułu spadku hurtowych cen energii.

Warto też zaznaczyć, że spadek cen na hurtowym rynku energii nie będzie oznaczał spadku kosztów energii dla Polaków. Wręcz przeciwnie – wprowadzenie rynku mocy będzie wiązało się ze znaczącymi kosztami dla odbiorców końcowych, które będą wyższe niż ewentualna oszczędność wynikająca ze spadku cen hurtowych.

W przypadku wejścia w życie zapisów zawartych w rządowych propozycjach dotyczących rynku mocy, równolegle powinny zostać również wdrożone rozwiązania ustawowe, które zrekompensują nieuchronne negatywne skutki tych przepisów dla energetyki wiatrowej. Tylko w ten sposób szanse rynkowych wytwórców energii z OZE i ze źródeł konwencjonalnych będą bardziej wyrównane. Takie działanie jest w pełni zgodne z przedstawionymi przez Komisję Europejską systemowymi rozwiązaniami dotyczącymi nowego rynku energii, które będą obowiązywać w Unii Europejskiej od 2020 r. Nowe regulacje wpływające na kształt i zasady działania rynku energii (takie jak wprowadzenie rynku mocy) powinny wspierać proces transformacji rynku energii w kierunku energetyki nisko- i bezemisyjnej,

²⁸ Ta zmiana będzie wynikała z faktu, że część wytwórców energii, którzy skorzystają z mechanizmów „mocowych”, przeniesie część swoich kosztów funkcjonowania właśnie poprzez opłaty „mocowe”, a nie przez przychody generowane na hurtowym rynku energii.

ise investors to build new, low-emissions (or even zero-emissions) energy sources, covering the increased power demand. Its main effect will be the transfer of funds from consumers to selected power producers.

6.2. Impact of capacity market on the wind power sector

The main effect of the introduction of capacity market in the shape proposed in December by the Ministry of Energy will be the distortion of the energy market and the pricing principles on that market. Experiences from other countries where similar solutions have been introduced show that the introduction of capacity market may lead to a certain drop in wholesale electricity prices.²⁸ This will have very serious consequences for the various existing RES installations built under the green certificates system, including wind farms with a total capacity of over 5,700 MW. This is due to the fact that RES, including wind turbines, will not be able (contrary to conventional sources) to participate in the proposed capacity market, meaning that they will not have any other source of income to compensate the loss of revenue due to dropping wholesale energy prices.

It is worth noting that the price drop in the wholesale electricity market will not equate to a price drop for Polish consumers. Quite the opposite – the introduction of the capacity market will be linked to significant costs to end customers, higher than the possible savings due to the drop in wholesale prices.

In case of entry into force of the provisions contained in governmental proposals on capacity market, other legislative solutions should be implemented in parallel, aimed at compensating the inevitably negative effects of these regulations for the wind power sector. Only in such a way will the opportunities for RES power producers and conventional generators be more even. Such action is fully in line with the solutions presented by the European Commission regarding the new market design, expected to come into effect in 2020.

New regulations affecting the design and principles of operation of the energy market (such as the introduction of capacity market) should support the process of transformation of the energy market towards low- and zero-emissions energy

²⁸ That change will result from the fact that some power producers who will benefit from capacity mechanisms will cover some of their costs by capacity payments and not by revenues generated on the wholesale electricity market.

promując jednocześnie technologie dużej elastyczności, potrzebnej do zasadniczego zwiększenia udziału OZE w polskim miksie energetycznym, przy minimalnym nakładzie kosztów.

Sposobem na skompensowanie strat wytwórcom energii z OZE, który może poprawić także sytuację odbiorców końcowych, jest uzupełnienie proponowanych rozwiązań dotyczących rynku mocy o wprowadzenie zapisów dotyczących otwarcia rynku usług systemowych dla wytwórców energii z OZE.

sector, at the same time promoting technologies with high flexibility needed to significantly increase the share of renewables in the Polish energy mix at a minimum cost.

The way to compensate losses to RES energy producers that may also improve the situation of end users is to supplement the proposed solutions for capacity market with introduction of provisions on opening the ancillary services market to RES energy producers.

Integracja energetyki wiatrowej w sieci

CHAPTER 7

Grid integration of wind power

Podstawowym problemem bilansowania systemu elektroenergetycznego z dużą wartością zainstalowanej mocy w OZE (farmach wiatrowych) jest praca w dolinach obciążenia, przy równoczesnych dobrych warunkach wiatrowych. Dla poprawnej i bezpiecznej pracy KSE konieczne jest pozostawienie w ruchu jednostek klasycznych zapewniających pokrycie mocy stanowiącej minimum techniczne generacji. W wyniku realnych analiz można stwierdzić, że margines dostępny dla OZE (między zapotrzebowaniem a minimum technicznym generacji) może być w KSE bardzo wąski, na poziomie 1000–2000 MW. W takich warunkach oczywiste jest, że konieczne są ograniczenia generacji wiatrowej za pomocą dostępnych środków sterowania dyspozytorskiego. Należy podkreślić, że łączne występowanie dwóch warunków ograniczających (bardzo małe zapotrzebowanie i bardzo silny wiatr na terenie całego kraju) jest szacowane rocznie tylko na mniej więcej 400 godzin. To więc nie proces przyłączenia powinien służyć regulowaniu tych sytuacji, a proces dystrybucji energii z przyłączonych już źródeł.²⁹

Integracja zmiennych źródeł energii do sieci nie odbędzie się bez wykorzystania nowoczesnych rozwiązań technologicznych, takich jak: połączenia transgraniczne, smart grid, magazyny energii, centra sterowania, software, usługi regulacyjne z OZE, prognozowanie produkcji czy też poprawa elastyczności systemu wytwarzania.

Przykłady takich rozwiązań zademonstrowane są na przykład w wynikach europejskiego raportu pt. „TWENTIES”. Ten projekt przyczynił się do podjęcia ważnych kroków w zakresie integracji energetyki wiatrowej w krajowych systemach energetycznych oraz umożliwił udaną współpracę pomiędzy branżą energetyki wiatrowej a operatorami systemów przesyłowych. Wyniki projektu pokazują, w jaki sposób nowoczesna technologia oraz inteligentne zarządzanie mogą przyczynić się do wykorzystania odnawialnych źródeł energii, by poprawić działanie sieci i bezpieczeństwa systemu oraz podkreślają wartość inwestycji w energetyką wiatrową.

Niezbędnym elementem integracji energetyki wiatrowej w sieci i pracy całego systemu elektroenergetycznego są też skuteczne metody prognozowania poziomu energii elektrycznej generowanej przez źródła wiatrowe. Podstawą do prognoz są przeprowadzone analizy statystyczne danych energetycznych oraz pozaenergetycznych. Dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej w ostatnich latach w Polsce powoduje, że rola takich prognoz cały czas rośnie. Godzinowe prognozy są istotne w procesie optymalizacji rozdziału obciążeń i bilansowania mocy w systemie, natomiast maksy-

The main issue with balancing a power system with high penetration of renewables (wind farms) is the operation in off-peak periods with simultaneous good wind conditions. For safe and secure operation of the grid it is necessary to keep conventional units in operation with a capacity covering the technical generation minimum. Based on realistic analysis it may be said that the margin available for RES (between the demand and the technical generation minimum) can be very narrow in the Polish power system, in the range of 1,000–2,000 MW. In such conditions it is obvious that curtailment of wind generation is necessary, using available dispatch measures. It should be noted that simultaneous occurrence of the two limiting conditions (very low demand and very high wind across the country) is estimated only at approximately 400 hours per year. Therefore it is not the connection process, but the process of distributing the power from already connected sources that should govern such occurrences.²⁹

Grid integration of variable energy sources will not be possible without modern technologies such as cross-border interconnectors, smart grid, energy storage, control centres, software, ancillary services from RES, production forecasting or improvement of generation flexibility.

Examples of such solutions are demonstrated, for example, in the outcomes of the “TWENTIES” project report. That project contributed to important steps taken to integrate wind power in national grids and allowed for successful cooperation between the wind power sector and transmission system operators. The results of the project show how modern technologies and smart management can contribute to renewable energy source being used to improve grid operation and system security, and emphasize the value of investments in wind power.

Important elements of grid integration of wind power and operation of the entire power system include efficient methods of forecasting generation of electricity from wind farms. The forecasts are based on statistical analyses of data from the power sector and beyond. Dynamic development of wind power in Poland in recent years means that the role of such forecasting is increasing. Based on hourly forecasts, effective optimization of load distribution and power balancing in the system can be performed. Maximum forecast error is an indicator of the necessary level of power

29 „Ocena możliwości bilansowania KSE w latach 2020–2030 z uwzględnieniem farm wiatrowych morskich i lądowych”, prof. P. Kacejko, Politechnika Lubelska, 2013.

29 „Assessment of balancing capabilities of the Polish power system in 2020–2030 with regard to onshore and offshore wind farms”, Prof. P. Kacejko, Lublin University of Technology, 2013

malny błąd prognozy jest wskaźnikiem niezbędnego poziomu rezerwy mocy wymaganej do bilansowania systemu elektroenergetycznego. Dlatego też uzyskanie możliwie najniższego błędu prognozy jest bardzo ważne, jeśli chodzi o zapewnienie niezawodnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz zminimalizowanie kosztów związanych z udziałem w rynku energii elektrycznej. Kluczowymi wyzwaniami przy krótkoterminowym prognozowaniu produkcji energii przez turbiny wiatrowe są: niepewność prognozy warunków pogodowych oraz zakres wahań mocy (wynikających z technicznych warunków pracy turbiny i niektórych czynników atmosferycznych).

7.1. Źródła w OZE w elastycznym systemie elektroenergetycznym

Zwiększająca się elastyczność systemów elektroenergetycznych sprawia, że są one w stanie zapewnić niezawodną i szybką odpowiedź na nagłe zmiany zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej. Jest to niezwykle istotne w miarę zwiększania w systemie zintegrowanej mocy zainstalowanej OZE.

Sposoby na zwiększanie elastyczności systemu elektroenergetycznego:

1. Wprowadzanie źródeł o zdolności szybkiego przejmowania obciążenia;
2. Dywersyfikacja struktury wytwarzania;
3. Magazynowanie energii elektrycznej;
4. Skuteczne zarządzanie ograniczeniami systemowymi zapewniające lepszy dostęp do źródeł o cechach elastyczności;
5. Integracja regionalna i rozwój połączeń transgranicznych;
6. Zarządzanie stroną popytową zapewniające jej lepsze wykorzystanie w bilansowaniu systemu (*Demand Side Management, Demand Side Integration, Demand Response*).

Zwiększanie rozwoju OZE sprawia jednak, że potrzebne jest przemieszczanie konwencjonalnych elektrowni ciepłych, które działają jak rezerwa systemowa, w górę uporządkowanego wykresu obciążenia. Taki ruch zmniejsza wykorzystanie i zyskowność tych elektrowni, co na rynkach o wysokim udziale źródeł odnawialnych (np. Hiszpanii czy Niemczech) sprawia, że są one zagrożone całkowitym odstawieniem. Utrzymanie ich w stanie gotowości zwiększa elastyczność systemu, zatem aby uniknąć sytuacji wyłączenia ich z pracy, niezbędne jest wprowadzenie zmian w harmonogramach rozdziału obciążeń.

reserve required for balancing the power system. Therefore, the lowest possible error of forecast is very important in terms of ensuring the reliability of the power system's operation and minimizing the financial costs resulting from its share in the electricity market.

Key challenges in short-term predicting the electricity generation by wind turbines are: the uncertainty of prediction of meteorological conditions and the amount of power fluctuations (resulting from the technical conditions of wind turbine and some atmospheric factors).

7.1. RES in a flexible power system

Increasing flexibility of power systems means they can ensure reliable and quick response to sudden changes in electricity demand and generation. It is even more important in case of growing RES installed capacity in the system.

Ways to increase the flexibility of the power system:

1. Introducing more sources with quick load response capability
2. Diversification of generation structure
3. Electricity storage
4. Effective management of system limitations ensuring better access for flexible sources
5. Regional integration and development of cross-border interconnectors
6. Demand side management allowing its better utilisation in system balancing (*Demand Side Management, Demand Side Integration, Demand Response*).

However, increased development of RES means that it is necessary to shift conventional thermal units, operating as system reserve, upwards on the load duration curve. Such a shift reduces the utilization and profitability of such plants, which on markets with high share of renewables (e.g. Spain or Germany) may result in their complete shutdown. Due to the fact that keeping them on standby increases the system flexibility, in order to avoid their shutdown it is necessary to introduce changes in load distribution schedules.

Dla zapewnienia elastyczności współczesnego systemu elektroenergetycznego, w którym rozwijane są kolejne źródła odnawialne, konieczne są zarówno odpowiednie modele rynku, jak i polityka energetyczna oraz stosowne regulacje. Dokładniejsza wiedza o osiągalności mocy rezerwowej z sieci (lub żądanej mocy dostępnych źródeł rozproszonych) pomaga operatorom systemu w jego zbilansowaniu i zapewnieniu niezawodności dostaw. Zwiększaniu elastyczności sprzyja fakt, że operatorzy na rynkach z wysokim udziałem OZE opracowują coraz lepsze narzędzia prognozowania warunków meteorologicznych, z których można bez problemu korzystać.

7.2. Usługi regulacyjne z farm wiatrowych

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) stoi przed rosnącymi wyzwaniami dotyczącymi bezpiecznego i niezawodnego przesyłania energii elektrycznej i bilansowania systemu. Z jednej strony jest to związane ze zwiększaniem ilości zastosowań energii elektrycznej oraz wzrostem zapotrzebowania na moc i energię u odbiorców końcowych, z drugiej strony – ze zmianami zachodzącymi w strukturze samego KSE, w szczególności zaś wiąże się to z rozwojem OZE, rozbudo-

To ensure flexibility of modern power system, where new renewables are being developed, both adequate market designs and adequate energy policy and regulations are necessary. Detailed knowledge on availability of reserve capacity in the grid (or required capacity of available distributed sources) helps system operators in balancing the system and ensuring security of supply. The fact that operators on markets with high RES share develop increasingly better weather forecasting tools that can be freely used, acts in favour of increased flexibility.

7.2. Ancillary services from wind farms

The Polish National Power System (Krajowy System Elektroenergetyczny – KSE) is facing increasing challenges related to safe and reliable electricity transmission and balancing of the system. This is related on the one hand with the increasing number of applications of electricity and rising demand for power and energy from end users, and on the other with the changes taking place within the KSE itself, related in particular to the development of RES, expansion of grid infrastruc-

dr hab. inż. Krzysztof Madajewski

Dyrektor Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk.
PhD Eng., Director, Energy Institute, Gdańsk

Ze względu na stopień zaawansowania technologii wytwarzania i wielkości instalacji, farmy wiatrowe są predestynowane do bycia dostawcą usług regulacyjnych dla Operatora Systemu Przesyłowego, a w przyszłości również dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Elektrownie muszą jednak zapewniać standardy techniczne i telekomunikacyjne świadczenia tych usług identyczne z tymi, które oferują jednostki konwencjonalne. Nowoczesne turbiny wiatrowe są w stanie zaoferować standard świadczonych usług zgodny z wymaganiami zdefiniowanymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) w odniesieniu do regulacji mocy czynnej czy też regulacji napięcia i mocy biernej.



Due to the level of technology advancement and the size of installations, wind farms are suited to be a provider of ancillary services for the Transmission System Operator, and in the future also for Distribution System Operators. However, wind farms are required to ensure compliance with technical and telecommunications standards identical to those offered by conventional units. Modern wind turbines are capable of offering the service level compliant with the requirements defined in the Grid Code (IRiESP) with regard to active power, voltage or reactive power control.

wą infrastruktury sieciowej i sukcesywną wymianą systemowych jednostek wytwórczych. Dlatego też w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym rośnie, i w najbliższym czasie będzie rosnać, zapotrzebowanie na usługi regulacyjne pozwalające na zapewnienie wymaganego poziomu jakości, bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii. Biorąc pod uwagę, że coraz większa część zapotrzebowania na energię elektryczną jest pokrywana przez Odnawialne Źródła Energii, część z tych usług będzie mogła lub musiała być świadczona właśnie przez OZE.

Szczegółową analizę tego czy i jakie usługi regulacyjne mogą świadczyć OZE przeprowadził Instytut Energetyki Oddział Gdańsk w raporcie „Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową w Polsce”. Do oszacowania potencjału możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez farmy wiatrowe wykorzystano wyniki ankiet uzyskanych od producentów 830 siłowni wiatrowych o łącznej mocy 1694 MW, dane publikowane przez PSE S.A. w ramach planów koordynacyjnych (m.in. informujące o mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w Polsce) oraz prognozę generacji wiatrowej do 2020 roku.

Autorzy raportu przekonują, że obecnie usługi regulacyjne mogą świadczyć elektrownie wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej ok. 2500–3000 MW. Do 2020 roku ten potencjał może wzrosnąć nawet do 4000–4500 MW.

7.2.1. Usługi regulacyjne, które mogą być świadczone przez farmy wiatrowe

Poszczególne turbiny oraz ich grupy zagregowane w ramach farm wiatrowych mogą służyć systemowi elektroenergetycznemu całą paletą usług. Przykładowo spośród tych skatalogowanych w IRiESP wiatraki spełniają wymagania techniczne stawiane:

1. Regulacji pierwotnej częstotliwości (*Frequency Containment Reserve – FCR*). Usługa jest aktywowana autonomicznie przez jednostki wytwórcze w zależności od zmiany częstotliwości sieciowej mierzonej lokalnie;
2. Regulacji wtórnej częstotliwości i mocy czynnej (*Frequency Restoration Reserves – FRR*). Usługa aktywowana przez OSP za pomocą centralnego regulatora;
3. Regulacji trójnej (*Replacement Reserves – RR*). Usługa aktywowana przez OSP za pomocą narzędzi komunikacyjnych Rynku Bilansującego;
4. Regulacji napięcia i mocy biernej. Usługa aktywowana przez OSP.

ture and successive replacement of conventional generation units. Therefore there is an increasing demand in the KSE – expected to continue in the future – for ancillary services helping to ensure the required level of quality, security and reliability of energy supply. Bearing in mind that an increasing share of demand for energy is covered by renewable energy sources, part of such services will have to be provided by those RES.

A detailed analysis of whether and which ancillary services can be provided by RES was carried out by the Energy Institute in Gdańsk in its report “Capabilities and demand for ancillary services provided by wind generation in the Polish power system”). Results of a survey from manufacturers of 830 wind turbines with a total capacity of 1,694 MW, the data published by PSE SA under coordination plans (including information about installed capacity of wind farms in Poland) and wind generation forecast until 2020 were used to assess the potential for provision of ancillary services by wind farms.

The authors of the report argue that today wind farms with installed capacity of ca. 2,500–3,000 MW are capable of providing ancillary services, with such potential expected to increase to 4,000–4,500 MW by 2020.

7.2.1. Ancillary services that can be provided by wind farms

Individual turbines and their groups aggregated within wind farms can serve the power system with a broad range of services. From the list included in the Transmission Grid Code (IRiESP), wind turbines meet the technical requirements for:

1. Primary frequency control (*Frequency Containment Reserve - FCR*). The service is activated autonomously by generating units depending on changes in grid frequency measured locally.
2. Secondary frequency and active power control (*Frequency Restoration Reserves - FRR*). The service is activated by the TSO via central regulator;
3. Tertiary control (*Replacement Reserves - RR*). The service is activated by the TSO via communications tools of the Balancing Market;
4. Voltage and reactive power control. The service is activated by the TSO.

Oprócz tego turbiny wiatrowe mogą być też wyposażone w dodatkowe urządzenia rozszerzające zakres ich usług o kolejne możliwości, które mogą być wykorzystywane w celu poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego:

1. Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (*Fast Frequency Response*);
2. Szybka generacja prądu biernego (*Fast Reactive Current Injection*);
3. Regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.

Regulacja pierwotna

Wiatraki mają możliwości świadczenia symetrycznej rezerwy pierwotnej, przy czym IRIESP wymaga od elektrowni wiatrowych zdolności tylko w paśmie redukcyjnym mocy (przy wzroście częstotliwości). Różnica wobec Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) polega na nastawach strefy nieczułości statyzmu generatora. W przypadku JWCD jest ona niewielka i generator pracuje w trybie regulacji częstotliwości. Natomiast elektrownie wiatrowe, o większej strefie nieczułości, zmniejszają moc w trybie obrony KSE. Autorzy analizy z Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk, powołując się na producentów turbin, zapewniają, że nie ma barier technicznych uniemożliwiających świadczenie usługi w symetrycznym (-/+) paśmie regulacyjnym. Większość turbin oraz farm wiatrowych jest technicznie przystosowana do równoczesnej regulacji mocy w funkcji częstotliwości i redukcji mocy o zadaną wartość (vide regulacja wtórna). Turbiny i farmy mają możliwość zniżenia mocy oddawanej do sieci w stosunku do aktualnych warunków meteorologicznych z równocześnie aktywnym trybem regulacji związanym z częstotliwością, pozwalającym zarówno na dodatkowe zmniejszanie, jak i zwiększanie mocy farmy (do poziomu wynikającego z aktualnych warunków meteorologicznych) – stosownie do zmian częstotliwości w sieci.

Regulacja wtórna

Na świadczenie przez turbiny wiatrowe usług w zakresie rezerwy wtórnej pozwalają im możliwości techniczne dotyczące m.in. zakresu i gradientu zmian mocy czynnej. Turbiny wiatrowe są technicznie przystosowane do zniżania mocy oddawanej do sieci o zadaną wartość lub utrzymania mocy oddawanej do sieci na poziomie nie większym od zadanej wartości. W zależności od producenta turbiny, istnieje możliwość obniżenia mocy oddawanej do sieci bezpośrednio na turbinie wiatrowej lub poprzez system SCADA dla całej farmy wiatrowej.

In addition, wind turbines can be equipped with additional devices expanding their range of services with other capabilities that can be used to improve the security and reliability of the power system:

1. Fast Frequency Response;
2. Fast Reactive Current Injection;
3. Voltage and reactive power control in case of no active power generation.

Primary control

Wind turbines have the capability to provide symmetrical primary reserve, and the Transmission Grid Code only require wind turbines to have this capability in the power reduction band (in case of frequency increase). The difference from centrally dispatched generating units (CDGU) is based on setpoints for generator statism deadband. In case of CDGUs this band is small and the generator is operating in the frequency control mode. Wind turbines, with their broader deadband, reduce their output power to protect the grid.

The authors of the analysis from the Energy Institute in Gdańsk (based on data from turbine manufacturers) assure that there are no technical barriers for this service to be provided in a symmetrical (+/-) control band. Most wind turbines and wind farms are technically capable of simultaneous power control as a function of frequency and reduction of power by a given value (see secondary control). Turbines and farms have the possibility to reduce the power exported to the grid in relating to current weather conditions with simultaneously active frequency-related control mode, allowing for both additional reduction or increase of wind farm power output (to the level resulting from current weather conditions) – according to the changes of grid frequency.

Secondary control

Wind turbines' capability to provide secondary reserve services is ensured by their technical capabilities related to the range and gradient of changes in active power. Wind turbines are technically capable of reducing the power exported to the grid by a set value or maintaining the power fed to the grid at a level no higher than a set value. Depending on wind turbine manufacturer, there is a possibility to reduce the power exported to the grid directly on the turbine or via the SCADA system of the entire wind farm.

Using wind generation to provide secondary re-

Wykorzystanie generacji wiatrowej do świadczenia usługi rezerwy wtórnej wymagałoby modyfikacji, tj. wprowadzenia usługi rezerwy wtórnej niesymetrycznej, oferowanej wyłącznie z pasmem regulacji mocy w dół. Pozwoliłoby to na obniżenie kosztów świadczenia usługi (produkcja utracona tylko w momencie wykorzystywania usługi).

Systemy informatyczne funkcjonujące na farmach wiatrowych umożliwią wyznaczenie maksymalnej produkcji możliwej do osiągnięcia w chwilowych warunkach atmosferycznych. Estymacja maksymalnej możliwej produkcji może być jednak obciążona błędem (5%-10% P_n wg deklaracji producentów turbin). Stanowi to wyzwanie przy wyznaczaniu korzyści utraconych właściciela farmy z tytułu świadczenia usługi regulacji wtórnej dla celów ewentualnej odpłatności za świadczoną usługę. Zagadnienia związane z wyznaczaniem błędów estymacji maksymalnej możliwej w danych warunkach produkcji elektrowni wiatrowych powinno być objęte standaryzowanym zestawem testów zaaprobowanym przez OSP i Regulatora.

Regulacja trójna

Na świadczenie usług w zakresie rezerwacji trójnej pozwalają turbinom wiatrowym m.in. możliwości techniczne dotyczące zakresu i gradientu zmian mocy czynnej. Uwzględniając zmienność i błędy prognoz generacji wiatrowej, farmy wiatrowe musiałyby składać na Rynku Bilansującym oferty redukcyjne obciążone poziomem ufności.

Regulacja napięcia i mocy biernej

Farmy wiatrowe spełniają techniczne wymagania i mogą być wykorzystywane do regulacji napięcia oraz mocy biernej. Potwierdzeniem tych możliwości jest obecnie prowadzona praktyka operatorów systemu, którzy coraz częściej z powodu problemów z dotrzymaniem parametrów napięcia w sieci wykorzystują możliwości farm wiatrowych w tym zakresie. Warto zwrócić uwagę, że elektrownie konwencjonalne świadczą na rzecz Operatora usługi regulacji napięcia i mocy biernej, ale robią to odpłatnie. Zakres regulacji mocy biernej jest określany indywidualnie dla każdej jednostki w uzgodnieniu z OSP. Przedmiotem zakupu jest udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej polegający na pracy jednostki z załączonym układem ARNE na polecenie OSP. Cena za usługę jest kalkulowana na podstawie kosztów eksploatacyjnych układów ARNE.

Zapisy instrukcji ruchu OSP wymagają, by farma wiatrowa udostępniła, w zależności od potrzeb Operatora, całą dostępną moc bierną wynikającą z jej możliwości technicznych. Ma to uzasadnienie tylko w przypadkach, kiedy generacja źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powoduje obni-

serve would require a modification by introducing an asymmetrical secondary control service, offered only with downward control. This would reduce the costs of providing the service (lost production only when the service is used).

IT systems operating on wind farms allow for determining the maximum production possible in momentary weather conditions. The estimation of maximum possible production can be subject to an error (5-10% P_n according to wind turbine manufacturers' declarations). This poses a challenge when determining the wind farm owner's lost income due to secondary control services for the purpose of possible payment for the service. The issues related to determining the estimation errors for maximum possible production of a wind farm in given conditions should be covered by a standard testing procedure approved by the TSO and the Regulator.

Tertiary control

Wind turbines' capability to provide tertiary reserve services is ensured by technical capabilities related to the range and gradient of changes in active power. Taking into account the variability and forecasting errors of wind generation, wind farms would have to submit bids on the balancing market with a certain confidence level.

Voltage and reactive power control

Wind farms meet the technical requirements and can be used to control voltage and reactive power. This capability is confirmed by the current practice of system operators who, due to problems with meeting the grid voltage parameters, use wind farm' capabilities in this respect increasingly often. It is worth noting that conventional power plants provide voltage and reactive power control services to the Operator, but they do it at a fee. The reactive power control band is individually specified for each unit in agreement with the TSO. The scope of purchase is the participation in automatic voltage and reactive power control performed by the operation of the unit with ARNE (automatic voltage regulator) circuit switched on at the TSO's command. The price for this service is calculated based on operational costs of ARNE circuits.

The provisions of the TSO's grid code require wind farm to make the entire reactive power resulting from its technical capabilities available, subject to the Operator's needs. This is justified only in cases when the generation from sources connected to the distribution grid results in re-

żenie jakości dostaw energii do odbiorców. Dodatkowo przyłączone do stacji sieci przesyłowej farmy wiatrowe o mocy nie mniejszej niż 50 MW muszą posiadać system zdalnego sterowania napięciem i mocą bierną zarówno w trybie autonomicznym, jak i we współpracy z nadrzędnym układem regulacji. Ostatnie wymaganie usługi bez odpłatności świadczy o nierównoprawnym traktowaniu Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych i elektrowni wiatrowych. Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i nadrzędnego układu regulacji ARNE-ARST (jeśli oba układy są skoordynowane), stanowi zasób regulacyjny napięcia i mocy biernej identyczny jak JWCD.

7.2.2. Dodatkowe funkcjonalności elektrowni wiatrowych

Poza wymienionymi wyżej usługami, które farmy wiatrowe mogą świadczyć, wiatraki dysponują też możliwościami, które także mogłyby być traktowane jako usługi regulacyjne.

Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości

Elektrownie wiatrowe wyposażone w przekształtnik dla wyprowadzenia mocy mają możliwość niemal natychmiastowej zmiany mocy oddawanej do systemu, nawet większej, niż to wynika z aktualnych warunków wietrzności, kosztem zmniejszenia prędkości obrotowej wirnika (tzw. sztuczna inercja). Dzięki temu farmy potencjalnie mogą świadczyć usługi w zakresie szybkiej rezerwy częstotliwości. Jednak ze względu na to, że inercja jest naturalną cechą generatorów synchronicznych, OSP nie zdefiniował jej jako płatnej usługi systemowej. W przypadku systemów wyprowadzenia mocy przez przekształtnik (turbiny wiatrowe) inercja wymaga specjalnego zaimplementowania i wiąże się z dodatkowymi kosztami.

Zapotrzebowanie na tego typu usługę może jednak zaistnieć m.in. ze względu na zmiany, jakie są spodziewane w strukturze źródeł wytwórczych. W przyszłości wzrost mocy zainstalowanej źródeł rozproszonych (m.in. farm wiatrowych czy fotowoltaiki) oraz rozwój energetyki prosumenckiej mogą przyczynić się do zwiększenia ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii m.in. w zakresie bilansowania mocy czynnej, w szczególności na obszarach z dużym udziałem energetyki rozproszonej. Rozwój generacji rozproszonej przyczyni się do zmniejszenia udziału generatorów synchronicznych w strukturze pokrywania zapotrzebowania na moc w KSE, co może stwarzać problemy w zapewnieniu dostatecznej sztywności systemu elektroenergetycznego.

duced quality of energy supplied to the customers. In addition, wind farms with a capacity of at least 50 MW connected to the transmission grid must have a system for remote control of voltage and reactive power both in autonomous mode and in cooperation with a master control system. The most recent requirement, with a lack of payment for the service, is a proof of unequal treatment of centrally dispatched generation units and wind farms. From the point of view of the power system and the master ARNE-ARST control circuit (if both are coordinated), a wind farm equipped with control automation circuits constitutes a voltage and reactive power control resource identical to a CDGU.

7.2.2. Additional functionalities of wind farms

Apart from the above mentioned services that wind farms can perform, they have other capabilities that may be treated as control or ancillary services.

Fast frequency response

Wind turbines, equipped with a converter to export the power, have the possibility of almost immediate change of the power fed to the grid, to an even larger extent than that resulting from the current wind conditions, at the expense of reducing the rotor's RPM (so-called artificial inertia). Therefore wind farms can potentially provide services related to fast frequency reserve. However, due to the fact that inertia is an intrinsic feature of synchronous generators, the TSO has not defined it as a paid ancillary service. In case of power export via an inverter (wind turbines), inertia requires special implementation and is related to additional costs.

Demand for this type of service may appear due to changes expected in the generation structure. Future increase of installed capacity in distributed sources (including wind or PV) and development of "prosumer" energy sector may lead to increased risk in terms of security and reliability of energy supply, e.g. with regard to active power balancing, especially in areas with high share of distributed generation. Development of distributed generation will contribute to reduced share of synchronous generators in the grid, which may lead to problems with ensuring sufficient grid stability.

Szybka generacja prądu biernego

Turbiny wiatrowe charakteryzują się możliwościami generowania prądu biernego z szybkim czasem reakcji rzędu 40–50 milisekund. Obowiązujące instrukcje operatorskie wymagają, aby farma wiatrowa była przystosowana do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci, skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej. Według opracowywanych przez ENSTO-E kodeksów sieciowych, siłownie wiatrowe o mocy od 1 MW powinny nie tylko przetrwać stan zwarć w sieci, ale także wspomóc pracę sieci poprzez szybką generację mocy biernej. Po przyjęciu zapisów kodeksu sieciowego przez Komisję Europejską wymagania te będą obowiązkowe dla jednostek wiatrowych przyłączanych do sieci.

Regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej

Producenci turbin deklarują, że ich urządzenia są fabrycznie (lub mogą być opcjonalnie) wyposażone w urządzenia umożliwiające generację mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej. Większość producentów energii elektrycznej deklaruowała zdolność generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej. Zakres oraz jakość regulacji są uzależnione od zainstalowanych na farmie urządzeń.

Większość usług regulacyjnych świadczonych na rzecz OSP, w tym wszystkie wymienione powyżej, są aktywowane i rozliczane w ramach mechanizmów funkcjonowania Rynku Bilansującego. Ich dostawcami są natomiast wytwórcy energii będący uczestnikami tego rynku. Poza Rynkiem Bilansującym uruchamiane są jedynie usługi, które nie mogą być świadczone przez farmy wiatrowe.

7.2.3. Udział generacji wiatrowej w regulacji mocy czynnej

Ograniczanie mocy jednostek nJWCD (jednostka wytwórcza niebędąca centralnie dysponowaną) w dolinie może wynikać z konieczności utrzymania wymaganej liczby pracujących JWCD oraz równoczesnego zapewnienia pasma regulacji mocy czynnej w kierunku zmniejszania generacji (JWCD pracujące z mocą powyżej minimum technicznego). Rezerwa wirująca w kierunku zmniejszenia generacji jest niezbędna do niezawodnego prowadzenia ruchu sieci. Nie jest jednak tożsama ze zmniejszaniem generacji jednostek wytwórczych świadczących tę usługę. Jest to rodzaj możliwości, którą OSP może wykorzystać w razie potrzeby. OSP zamiast alokacji na JWCD rezerwy w kierunku zmniejszania generacji w dolinie, mógłby ją częściowo alokować na nJWCD.

Fast reactive current generation

Wind turbines have a capability to generate reactive current with fast response time in the range of 40-50 milliseconds. The grid codes in place require wind farms to stay connected in case of a short circuit in the grid resulting in voltage dip at the wind farm's point of connection. According to grid codes under development by ENSTO-E, wind turbines with a capacity of at least 1 MW should not only ride through a short circuit in the grid, but also support the grid by quick injection of reactive power. After the adoption of grid code by the European Commission, these requirements will be mandatory for all wind units connected to the grid.

Voltage and reactive power control in case of no active power generation

Wind turbine manufacturers declare that their machines are factory- or optionally equipped with circuitry allowing for reactive power generation when no active power is generated. The majority of electricity producers also declare the ability to generate reactive power at zero active power. The range and quality of control depends on the equipment installed at the wind farm.

The majority of ancillary services provided for the TSO, including all those mentioned above, is activated and charged under the balancing market mechanisms. They are supplied by energy producers participating in that market. The only services provided outside the balancing market are those that cannot be provided by wind farms

7.2.3. Participation of wind generation in active power control

Curtailling the output of non-centrally dispatched generating units (nCDGUs) in off-peak may result from the need to keep the required number of CDGUs running and simultaneously ensure the active power control band to reduce generation (CDGUs running above their technical minimum). The spinning downward reserve is necessary for reliable grid operation. It is, however, not equivalent to reducing the output of generating units providing this service. It is a certain possibility that may be used by the TSO if needed. Instead of allocating the downward reserve in off-peak to CDGUs, the TSO might partially allocated it to nCDGUs.

Takie rozwiązanie pozwoliłoby uniknąć prewencyjnych redukcji mocy nJWCD w momentach, gdy obciążenie do pokrycia przez JWCD w dolinie (powiększone o rezerwę w kierunku zmniejszania generacji) jest mniejsze od minimalnego wymaganego poziomu generacji JWCD wymuszonego bezpieczeństwem pracy KSE. Rezerwa wtórna alokowana na jednostkach nJWCD (w odróżnieniu od prewencyjnego redukowania mocy) powoduje, że ewentualne ograniczanie mocy farm wiatrowych byłoby ściśle związane z chwilowymi warunkami pracy KSE i po ustąpieniu zagrożenia automatycznie byłoby anulowane. Centralny regulator, śledząc w trybie on-line generację na terenie całego kraju, precyzyjnie określa chwilowe wartości redukcji – stosownie do warunków panujących w KSE i anuluje redukcje w momencie, gdy przyczyna zaniżania mocy farm wiatrowych znika.

Utracona produkcja elektrowni wiatrowych wynikająca z pracy w regulacji wtórnej nJWCD byłaby znacznie mniejsza niż w przypadku prewencyjnego ograniczania ich mocy. Narzędzie regulacyjne, które dodatkowo otrzymałby OSP, byłoby technicznie identyczne z regulacją na blokach ciepłych. Po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych na JWCD centralny regulator LFC automatycznie uruchamiałby regulację polegającą na zniżeniu mocy elektrowni wiatrowych.

Zdolności regulacyjne elektrowni wiatrowych byłyby też wykorzystywane do poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE. Tym samym koszty funkcjonowania systemu byłyby niższe, co pozwoliłoby unikać najpierw nocnych odstawień JWCD, a potem ich porannych uruchomień. Przeniesienie znacznej rezerwy wtórnej na nJWCD z jednej strony pozwoliłoby na pracę dodatkowych bloków JWCD z mocą równą minimum technicznemu, a z drugiej minimalizowałoby ryzyko ograniczania mocy nJWCD. Zwiększenie mocy zainstalowanej bloków JWCD pracujących w dolinie obciążenia dałoby natomiast możliwość pokrycia większego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, bez potrzeby uruchamiania dodatkowych JWCD.

To wszystko sprawia, że niższe byłyby łączne koszty funkcjonowania KSE ze względu na zmniejszenie produkcji utraconej elektrowni wiatrowych oraz unikanie odstawień i ponownych uruchomień JWCD.

7.2.4. Udział farm wiatrowych w regulacji napięcia i mocy biernej

Wymagania, jakie początkowo IRIESP stawiała farmom wiatrowym, były związane z problemami napięciowymi, które mogą być stwarzane przez dużą generację przyłączoną w głębi sieci i nieprojektowaną z myślą o przepływie mocy z sieci dystrybucyjnej w kierunku sieci przesyłowej. Ewentualne problemy napięciowe najczęściej mają więc

Such a solution could help avoid preventive curtailment of output from nCDGUs in those moments when the load to be covered by CDGUs in off-peak (increased by the downward reserve) is lower than the minimum level of generation from CDGUs forced by security requirements of the power system. The secondary reserve allocated to nCDGUs (contrary to preventive power curtailment) means that potential curtailment of wind farms would be closely linked to temporary grid operating conditions and would be automatically cancelled when the threat disappears. The central controller, following the generation in the whole of the country on-line, can precisely determine temporary reduction values according to grid conditions and cancel the reduction when the reason for wind farm curtailment disappears.

Lost production from wind farms, resulting from their operation in secondary control of nCDGUs would be much lower than in case of preventive curtailment. The control instrument that the TSO would additionally receive would be technically identical with control on thermal units. After exhausting the control resources on CDGUs, the central LFC controller would automatically activate the control based on wind farm curtailment.

The control capabilities of wind farms would also be used to improve the security and reliability of the grid. Thus, the operating costs of the system would be lower, helping to avoid first the nightly shutdowns of CDGUs, and then their morning start-ups. Shifting a significant secondary reserve to nCDGUs would on the one hand allow for additional CDGUs to operate at their technical minimum, and on the other – minimize the risk of curtailment for nCDGUs. Increasing the installed capacity of CDGUs operating in off-peak periods would in turn offer a possibility to cover a higher power demand in peak hours without the need to start up additional CDGUs.

All this would reduce the operating costs of the national power system due to reduction of lost production of wind farms and avoiding shutdowns and subsequent start-ups of CDGUs.

7.2.4. Participation of wind farms in voltage and reactive power control

Initially the requirements imposed by the grid code upon wind farms were related to voltage problems that may be caused by a large generation connected deep inside the grid and not designed for flow of power from the distribution towards the transmission grid. Possible voltage problems have therefore a local character and result from

charakter lokalny i wynikają z przyłączenia farmy wiatrowej w danym punkcie sieci. Wymagania stawiane farmom mają przeciwdziałać negatywnym skutkom ich obecności.

W niedalekiej przyszłości należy oczekiwać zmian w przyczynach powstawania problemów napięciowych w KSE. Wynika to z faktu, że OSP w planach rozwoju sieci przesyłowej do 2025 r. zakłada intensywną rozbudowę sieci 400 kV na północy Polski. Umożliwi to transfer mocy z południa i centrum Polski, gdzie zlokalizowana jest znakomita większość systemowych źródeł wytwórczych, na północ kraju. Jednocześnie należy się spodziewać intensywnego rozwoju energetyki wiatrowej na północy Polski. Może to doprowadzić do występowania wielogodzinnych stanów, gdy na północy Polski farmy wiatrowe będą lokalnie pokrywać zapotrzebowanie odbiorców na moc, co generalnie będzie prowadziło do zmniejszenia obciążenia linii 400 kV łączących północ z centrum kraju. W efekcie nieobciążone linie systemu przesyłowego będą generowały moc bierną, co z kolei będzie prowadziło do wzrostu poziomu napięć w systemie przesyłowym. W odróżnieniu od sytuacji rozważanej uprzednio, przyczyna ewentualnego wzrostu napięć w systemie dystrybucyjnym nie będzie miała charakteru lokalnego (związanego z obecnością farm wiatrowych), ale charakter globalny związany z pracą systemu przesyłowego.

W warunkach deficytu aktywnych źródeł mocy biernej na północy Polski (JWCD), farmy wiatrowe dysponujące dobrymi właściwościami w obszarze regulacji napięcia i mocy biernej z powodzeniem mogłyby zostać wykorzystane w celu przeciwdziałania negatywnym skutkom wzrostu napięcia w sieci przesyłowej.

7.2.5. Symulacja udziału generacji wiatrowej w regulacji wtórnej

Autorzy opracowania „Możliwości świadczenia i zapotrzebowania w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową w Polsce” przeprowadzili symulację, która miała umożliwić ilościową ocenę efektów wdrożenia proponowanego rozwiązania, polegającego na niesymetrycznej alokacji rezerwy wtórnej (tylko w kierunku zmniejszenia generacji) w elektrowniach wiatrowych.

W wyniku symulacji oszacowano, że usługi regulacji wtórnej z niesymetrycznym pasmem regulacji do 2020 r. technicznie byłyby w stanie świadczyć farmy wiatrowe o mocy co najmniej 4–4,5 GW (przy łącznej mocy zainstalowanej na poziomie ok. 7000 MW). Z kolei pasmo regulacji mocy czynnej, przy wzięciu pod uwagę szacunków dotyczących realnej mocy chwilowej wszystkich farm wiatrowych, które mogłyby uczestniczyć w regulacji, oszacowano na ok. 2,5–2,8 GW. Wartość ta w zależności od wietrzności będzie oczywiście zmienna.

the connection of a wind farm in a certain point in the grid. The requirements towards wind farms are aimed at preventing the negative consequences of their presence.

In the near future we should expect changes in the reasons for voltage problems in the Polish power system. This is due to the fact that the TSO's transmission grid development plans until 2025 include a massive expansion of the 400 kV grid in the north of Poland. This would allow for transmission of power from the south and centre of Poland, where most conventional generating units are located, to the north of the country. At the same time a strong development of wind power should be expected in the north. This may lead to a situation where for many hours the wind farms in northern Poland will cover the local energy demand, which in general will lead to a reduction of load on the 400 kV lines connecting the north with the centre of the country. As a result, the unloaded lines of the transmission grid will generate reactive power, which will in turn lead to voltage increase in the transmission system. Contrary to the situation considered above, the reason of possible voltage increase in the distribution grid will not have a local character (related to the presence of wind farms) but rather a global character related to the operation of the transmission grid.

In a situation of a shortage of active sources of reactive power in the north of Poland (CDGUs), wind farms with good capabilities with regard to voltage and reactive power control could successfully be used to prevent the negative consequences of voltage increase in the transmission grid.

7.2.5. Simulation of participation of wind generation in secondary control

The authors of the report “Capabilities and demand for ancillary services provided by wind generation in the Polish power system” have carried out a simulation aimed at quantitative assessment of the effects of implementation of the proposed solution based on asymmetrical allocation of secondary reserve (downward only) in wind farms.

As a result of the simulation it was estimated that by 2020 secondary control services with asymmetrical control band could technically be provided by wind farms with installed capacity of at least 4–4.5 GW (with a total installed capacity of ca. 7,000 MW). Moreover, the active power control band, taking into account the estimates of actual temporary power output of all wind farms capable of taking part in the control service, was estimated at approximately 2.5–2.8 GW. That value will obviously vary depending on the current wind conditions.

7.3. Udział elektrowni wiatrowych a rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym

W latach 2016 i 2017 polskie farmy wiatrowe były kolejne rekordy produkcji energii elektrycznej, co działo się zarówno przy niższym udziale elektrowni konwencjonalnych, jak i bez jakichkolwiek zakłóceń dla pracy systemu elektroenergetycznego. W 2016 r. naukowcy z Politechniki Lubelskiej sprawdzili³⁰ też w jakim stopniu praca elektrowni wiatrowych musi być zabezpieczana przez elektrownie węglowe lub gazowe. Większe wahania w produkcji są pokrywane przez tzw. rezerwę wirującą, czyli moc dostępną z elektrowni zarządzanych centralnie, którą można wykorzystać w każdej chwili w razie nagłego deficytu mocy w systemie. Natomiast szczegółowa analiza danych z lat 2011–2016 wykazała, że w czasie, gdy moc generacji wiatrowej wzrosła o 270%, średni przyrost rezerwy mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wyniósł zaledwie 27,5%. Te dane są o tyle ważne, że analiza została oparta na danych uzyskanych z Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. szczegółowo opisujących strukturę wytwarzania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Naukowcy przeanalizowali w ten sposób zbiór danych zawierający ponad 192 000 zapisów odpowiadających strukturze wytwarzania w kolejnych kwadransach badanego okresu.

7.3. Wind energy penetration vs. capacity reserves in the power system

In 2016 and 2017 Polish wind farms continued to break records of electricity production, which took place with a lower share of conventional units and without any disturbances in the operation of the power system.

In 2016 scientists from Lublin University of Technology investigated³⁰ to what extent the operation of wind farms must be backed up by coal or gas power plants. Larger generation fluctuations are covered by the so-called spinning reserve, i.e. capacity available from centrally dispatched power plants that can be used at any moment in case of a sudden shortage of capacity in the system. A detailed analysis of data from 2011–2016 has shown that in the period when installed capacity in wind rose by 270%, the average increase in capacity reserves in the Polish power system was only 27.5%. This analysis was based on the data from PSE SA, providing a detailed description of the generation structure in the Polish power system. Therefore the researchers were able to analyse a data set containing over 192,000 records of generation structure in subsequent 15-minute periods.

prof. Piotr Kacejko

Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej
Department of Electrical Networks and Security, Lublin University of Technology

Wzrost mocy zainstalowanej energetyki wiatrowej nie pociąga za sobą konieczności wprowadzania do pracy systemu istotnie większej rezerwy wirującej. Wynika to z efektywnych mechanizmów prognozowania mocy z elektrowni wiatrowych oraz prawidłowego planowania struktury wytwarzania uwzględniającego prognozowane zapotrzebowanie oraz inne czynniki zewnętrzne.



An increase in installed capacity in wind power does not result in a need for a significantly larger spinning reserve in the system. This is due to the effective mechanisms of forecasting production from wind farms and the correct generation structure planning taking into account the demand and other external factors.

30 „Analiza wpływu generacji źródeł wiatrowych na poziom rezerwy mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym”, Z. Polecki, P. Kacejko, Wydział Elektroniki i Informatyki, Politechnika Lubelska, sierpień, 2016.

30 „Analysis of the impact of wind generation on capacity reserves in the Polish power system”, Z. Polecki, P. Kacejko, Faculty of Electronics and Information Technology, Lublin University of Technology, August 2016

Operator Systemu Przesyłowego korzysta w Polsce z instrumentów pozwalających precyzyjnie oszacować moc, z jaką będą pracowały elektrownie wiatrowe. Robi to z wyprzedzeniem, które jest konieczne do ustalenia potrzebnego poziomu mocy rezerwy wirującej. O aktualnym poziomie tej rezerwy decyduje także szereg innych czynników, a nie tylko praca elektrowni wiatrowych. Chodzi m.in. o zmiany pogody, dobową i sezonową zmienność zapotrzebowania oraz aktualną dyspozycyjność poszczególnych bloków wytwarzających energię elektryczną w elektrowniach konwencjonalnych.

The Polish TSO uses instruments allowing for precise estimation of power generated by wind farms. It is also done in advance, allowing for estimation of the necessary level of spinning reserve. That level is also determined by a number of factors other than the operation of wind farms; those factors include: weather conditions, daily and seasonal variability of demand and current availability of specific generating units in conventional power plants.

Bariery inwestycyjne dla dalszego rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce

Investment barriers to further development of wind power in Poland



1. Każda forma wytwarzania energii elektrycznej wymaga wsparcia, ale elektrownie wiatrowe, będące najtańszą formą wytwarzania czystej energii, zostały tego wsparcia niemal pozbawione.
2. Elektrownie wiatrowe zostały obłożone dodatkowym i nieuzasadnionym podatkiem od nieruchomości. Objął on także części techniczne, które w przypadku wszystkich innych elektrowni podatkiem obłożone nie są.
3. Ustawa odległościowa praktycznie zablokowała możliwość dalszego rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce przy wykorzystaniu cichych, nowoczesnych i wydajnych elektrowni.
4. Nieuzasadnione obciążenia doprowadziły do tego, że inwestorzy mają coraz większe trudności z finansowaniem projektów i są zagrożeni ryzykiem bankructwa.

1. Every form of electricity generation requires support, but wind power, being the cheapest form of clean energy production, have been almost completely deprived of that support.
2. Wind farms have been burdened with additional, unjustified property tax, covering also their technical parts that are not taxed in case of all other types of power plants.
3. The Wind Farm Act has practically blocked the possibility for further development of wind power in Poland based on low-noise, modern and efficient turbines.
4. The unjustified burdens have led to increasing difficulties for investors with regard to project funding, causing a risk of bankruptcy.

8.1. Ryzyko polityczne

Wybory parlamentarne w 2015 r. przyniosły istotne zmiany kierunków polityki gospodarczej i energetycznej państwa. Dotknęło to w szczególności podsektor OZE, ponieważ – po pierwsze – dalszy rozwój krajowego systemu wytwarzania oparto w większym stopniu na źródłach węglowych kosztem źródeł odnawialnych, a po drugie – spośród różnych technologii odnawialnych dokonano wyraźnej realokacji wsparcia. W efekcie możliwości dalszego rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie zostały praktycznie zablokowane, natomiast pojawiły się szersze perspektywy inwestycyjne dla źródeł biomasowych, biogazowych, PV czy geotermalnych. Należy dodać, że zmiany legislacyjne wprowadzające nowy porządek nie uniknęły kontrowersji co do ich legalności i faktycznego zakresu oddziaływania, wobec czego stały się źródłem licznych sporów administracyjnych i sądowych.

Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o rynku mocy. Ustawa, choć z założenia neutralna technologicznie, będzie efektywnie faworyzować stabilne źródła energii, takie jak węgiel i gaz. Stworzenie rynku mocy ma w założeniach zapewnić bezpieczeństwo dostaw oraz wesprzeć mechanizmy bilansowania energii w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wytwórca energii elektrycznej będzie wynagradzany nie tylko za energię dostarczoną, ale również za gotowość do jej dostarczenia w określonym czasie i ilości. Koszty funkcjonowania rynku mocy będą pokrywać

8.1. Political risk

The 2015 parliamentary elections brought significant changes in the directions of economic and energy policy of the Polish government. It affected the RES sector in particular, as, first, the further development of the national power generation system has been based to a larger extent on coal-fired plants rather than renewables, and second – a clear reallocation of support has been made among various renewable technologies. As a result, the possibilities for further development of onshore wind power have been virtually blocked, whereas broader investment prospects have appeared for biomass, biogas, PV or geothermal sources. It should be noted that legislative changes introducing the new regime did not escape controversy with regard to their legality and actual scope of impact, and they became source of numerous administrative and court proceedings.

Work on the draft act on capacity market is currently in progress. That act, although assumed to be technology-neutral, will effectively favour stable electricity sources, such as coal and gas. The capacity market is intended to ensure security of supply and support balancing mechanisms in the Polish power system. Electricity producers will be remunerated not only for the energy supplied, but also for the readiness to supply it in a certain volume at a certain time. The costs of operation of the capacity market will be covered by end us-

odbiorcy końcowi, uiszczając dodatkową opłatę stanowiącą część taryfy za dostarczanie energii.

Jako forma pomocy publicznej, regulacja ta wymaga notyfikacji w Komisji Europejskiej, a jej zgoda na zaproponowane rozwiązania nie jest przesądzona, tym bardziej że prawodawstwo Unii Europejskiej zmierza w całkowicie innym kierunku. W przedstawionym pod koniec 2016 r. „pakiecie zimowym” Komisji Europejskiej zaproponowano wprowadzenie limitu emisyjności warunkującego dostęp do rynku mocy na poziomie 550 g CO₂/kWh, co zasadniczo wyklucza zawodowe elektrownie węglowe. Więcej na ten temat piszemy w rozdziale „Rynek mocy a sektor wiatrowy”.

Jednym ze sposobów realizacji nowej polityki energetycznej w stosunku do OZE jest selektywny wybór tzw. koszyków aukcyjnych i ustalanie warunków aukcji w sposób, który faworyzuje źródła energii pochodzące ze spalania np. biomasy lub odpadów. W efekcie ponad 3/4 zamawianego ogółem wolumenu energii z OZE może być produkowana poprzez spalanie różnych paliw w kotłach energetycznych.

Odwrót od energetyki wiatrowej dokonał się na wielu poziomach. W przestrzeni publicznej jest on często postrzegany jako „niebezpieczeństwo dla zdrowia, dla życia człowieka i dla statusu polskiej wsi, krajobrazu i dobrego prowadzenia gospodarstw rolnych”. Podnosi się także jej niską sprawność, wysoki koszt wytworzenia energii oraz trudności i koszty związane z bilansowaniem. Emblematycznym skutkiem prawnym zmiany sposobu myślenia o energetyce wiatrowej było przyjęcie przez Sejm w połowie 2016 r. ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Przewiduje się, że w związku z zaporowym wymogiem minimalnej odległości od zabudowań mieszkalnych ustawa ta zablokuje inwestycje w energetykę wiatrową w Polsce na wiele lat. Z kolei drugi element ustawy, tj. kilkukrotne podwyższenie podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości, istotnie pogorszył rentowność już eksploatowanych farm wiatrowych.

Niezależnie od wymienionych wyżej trudności, elektrownie wiatrowe borykają się także z problemem trwałego spadku przychodów ze sprzedaży w związku z załamaniem rynku zielonych certyfikatów. Ceny zielonych certyfikatów znajdują się dziś na historycznie najniższym poziomie poniżej 30 PLN/MWh (kontrakty OZEX_A), a możliwe że spadną nawet do 20 PLN/MWh, czyli do wartości odpowiadającej podatkowi akcyzowemu od energii elektrycznej (energia z OZE jest z niej zwolniona). Co prawda, teoretycznie jest możliwe przejście z systemu zielonych certyfikatów do systemu aukcyjnego. Problem w tym, że takie aukcje dla istniejących elektrowni wiatrowych nie zostały jeszcze zorganizowane, ani nawet zapowiedziane.

ers, who will pay an additional fee as part of the energy tariff.

As a form of state aid, this regulation requires notification to the European Commission, and it is not clear whether the Commission will approve the solutions proposed, especially that the European Union legislation is heading in a completely different direction – in the EU “Winter Package” proposed at the end of 2016 a proposal was made to introduce an emissions benchmark at the level of 550 g CO₂/kWh allowing for access to capacity market, which in principle excludes large coal-fired plants. More on that can be found in chapter “Capacity market vs. the wind sector”.

One of the ways to implement the new energy policy towards RES in Poland is the selective choice of the so-called auction baskets and setting the auction conditions in a way that favours power generation from burning biomass or biogas. In effect, more than 3/4 of the total contracted volume of energy from RES may be produced by burning various fuels in boilers.

The shift away from wind power took place on many levels. For example, in the public domain it is often perceived as a “threat to human life and health, to the status of rural Poland, to the landscape and to good condition of agriculture”. Its low efficiency, high cost of power generation, as well as balancing difficulties and costs are often raised. An emblematic legal effect of the change of thinking about wind power was the adoption by the Polish parliament of the Wind Farm Act in mid-2016. It is expected that due to the prohibitive requirement for minimum distance from housing the act will block investments in wind power in Poland for many years. On the other hand, another component of the new law, i.e. a multiple increase of the taxable base for property tax, significantly reduced the profitability of existing wind farms.

Regardless of these difficulties, wind farms are facing the problem of permanent drop in revenue from sales due to the collapse of the green certificate market. Green certificate prices are at historical lows, below 30 PLN/MWh (OZEX_A contracts), with a possible further slump to 20 PLN/MWh, i.e. the value equivalent to excise tax on electricity (energy from RES is exempt from excise tax). It is theoretically possible to migrate from the green certificate system to the auction system; however, such auctions for existing wind farms have not been organized or even announced yet.

8.2. Podatek od nieruchomości

Istotnym nowym obciążeniem finansowym inwestycji w energetykę wiatrową jest zwiększenie ciężaru opodatkowania podatkiem od nieruchomości. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (ustawa lokalizacyjna) za budowlę uznaje bowiem całą elektrownię wiatrową wraz ze wszystkimi jej elementami technicznymi. Co więcej, przepis przejściowy wskazuje, że do końca 2016 r. podatek od nieruchomości od elektrowni wiatrowych pobiera się na dotychczasowych zasadach, co sugeruje, że mamy do czynienia z novum legislacyjnym. W konsekwencji, istnieją poważne argumenty, by od początku 2017 r. podatek od nieruchomości był obliczany również od elementów technicznych elektrowni, takich jak gondola z turbiną i wirnik, podczas gdy do końca 2016 r. do podstawy opodatkowania wchodziła jedynie wartość fundamentu i wieży. Szacuje się, że w związku z podniesieniem opodatkowania uśredniony koszt energii elektrycznej (LCOE) dla farm wiatrowych wzrośnie o ponad 30 PLN/MWh.

Wątpliwości gmin i podatników budzi jednak konstrukcja nowych przepisów. Trwają spory o to, czy ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych skutecznie wpłynęła na sposób ustalania podstawy opodatkowania. Przede wszystkim ustawa o podatkach i opłatach lokalnych odsyła w zakresie definicji budowli do prawa budowlanego, a to nie zostało zmienione ustawą lokalizacyjną i nadal wymaga m.in., aby budowla została wzniesiona przy użyciu materiałów budowlanych. Co więcej, zgodnie z za-

8.2. Property tax

A significant new financial burden for wind energy projects is the increase in property tax. The Wind Farm Act defines the entire wind turbine with all its technical elements as a building structure (building). Moreover, the transitional provision states that until the end of 2016 the property tax on wind turbines should be collected according to previous provisions, suggesting that there is a new legislative provision in place. In consequence, there are strong arguments to calculate property tax in 2017 on the value of entire wind turbine with technical elements such as nacelle, generator and rotor, whereas until the end of 2016 the taxable base only included the value of foundation and tower. It is estimated that due to tax increase the levelized cost of electricity (LCOE) for wind farms will increase by more than 30 PLN/MWh.

However, the structure of new legislation raises doubts among municipalities and taxpayers. There is an ongoing argument as to whether the Wind Farm Act has effectively changed the taxable base for property tax. First of all, the Act on Local Taxes and Fees refers to the building structure definition from the Building Law, and the latter has not been amended by the Wind Farm Act and e.g. still requires a building structure to be erected using building materials. Moreover, according to the explanatory notes, defining the entire wind turbine as a building structure was aimed at covering it with building supervision, and not at increasing the tax

Krzysztof Horodko

Partner Zarządzający, TPA Poland
Managing Partner, TPA Poland

Prawno-polityczna destabilizacja rynku wiatrowego rzutuje na ocenę atrakcyjności inwestycyjnej całego rynku OZE i dla wielu inwestorów stanowi przesłankę wstrzymania lub zaniechania inwestycji. W szczególności widoczne jest to w przypadku inwestorów zagranicznych, a zwłaszcza finansowych (nie branżowych), którzy z reguły akceptują niższe zwroty z inwestycji niż inwestorzy branżowi, oczekują jednak w zamian wysokiego poziomu bezpieczeństwa i przewidywalności regulacyjnej.



The legal and political destabilization of the wind power market affects the perception of investment attractiveness of the entire RES market and is a decisive factor for many investors to suspend or abandon their investment projects. This is particularly visible in case of foreign investors, especially financial (non-industry) investors, who usually accept lower returns on investment than industry investors, but expect a high level of certainty and regulatory predictability.

Mikołaj Ratajczak

Doradca podatkowy, TPA Poland
Tax Advisor, TPA Poland

Nie ma zgody co do interpretacji przepisów również w samych organach podatkowych: na terenie niektórych gmin za przedmiot opodatkowania uznaje się jedynie część budowlaną (fundament i maszt), na innych opodatkowuje się także elementy techniczne. Za tym drugim stanowiskiem, niekorzystnym dla podatników, opowiedział się ostatnio Wojewódzki Sąd Administracyjny w Bydgoszczy w precedensowym wyroku z lutego bieżącego roku (sygn. I SA/Bd 866/16).



There is no agreement on the interpretation of regulations even within tax authorities: in some municipalities only the building part (foundation and tower) is considered to be the object of taxation, whereas in other municipalities also technical elements are taxed. This second approach, unfavourable to investors, is also supported by the Regional Administrative Court in Bydgoszcz in its landmark decision of February 2017 (file no. I SA/Bd 866/16).

sadnieniem, zdefiniowanie w ustawie lokalizacyjnej całej elektrowni wiatrowej jako budowli miało na celu umożliwienie objęcia jej nadzorem budowlanym. Okoliczność, że ten zabieg legislacyjny nie miał na celu zwiększenia obciążeń podatkowych, potwierdziło też Ministerstwo Infrastruktury (autor tej regulacji). Ze względu na niespójność terminologiczną podatnicy domagają się stosowania niedawno wprowadzonej do ordynacji podatkowej zasady *in dubio pro tributario*, czyli obowiązku rozstrzygnięcia wątpliwości na rzecz podatnika. Ponadto wskazuje się naruszenie konstytucyjnej zasady równości wobec prawa, przepisy bowiem faworyzują m.in. elektrownie jądrowe, wskazując, że w tych wypadkach opodatkowanie podatkiem od nieruchomości są tylko ich części budowlane.

Ministerstwo Finansów jak na razie nie planuje rozstrzygać wątpliwości w drodze interpretacji ogólnej, choć w odpowiedziach np. na interpelacje poselskie sugeruje, że zmiana miała jednoznacznie na celu zwiększenie obciążeń podatkowych inwestorów wiatrowych.

Jednocześnie trwają prace legislacyjne związane z kodeksem urbanistyczno-budowlanym, który ma wprost modyfikować definicję budowli na potrzeby prawa budowlanego, a w konsekwencji podatkowego. Szerzej o projekcie piszemy w rozdziale „Kodeks urbanistyczno-budowlany – szanse i zagrożenia”.

burden; this was also confirmed by the Ministry of Infrastructure (the author of the provision).

Due to terminological inconsistency, taxpayers demand the application of the *in dubio pro tributario principle*, i.e. the obligation to resolve any doubts in favour of taxpayers, recently introduced to the Polish tax law. They also indicate a breach of the constitutional principle of equality before the law, as the new regulations are favourable to e.g. nuclear power plants, where property tax covers only their building parts.

So far the Ministry of Finance is not planning to resolve the doubts by way of a universal interpretation, although in its replies to official questions (interpellations) from MPs it suggests that the change was clearly aimed at increasing the tax burden for wind investors.

Meanwhile, legislative work is in progress on the urban planning and building code, expected to directly modify the definition of building structure for the purposes of building law, and in consequence also tax law. This draft is discussed in more detail in the chapter “Urban Planning and Building Code – opportunities and threats”.

8.3. Zaporowe kryterium odległości

Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wprowadziła także kryterium odległości od budynków mieszkalnych co najmniej dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej, praktycznie uniemożliwiając dalszy rozwój energetyki wiatrowej. Wymóg ten dotyczy w pewnym stopniu również inwestycji rozpoczętych przed datą wejścia w życie tej ustawy – pozwolenia na budowę wydane przed 16 lipca 2016 r. pozostają bowiem w mocy jedynie pod warunkiem uzyskania decyzji o pozwoleniu na użytkowanie w ciągu trzech lat od wejścia w życie ustawy. Jeżeli inwestor nie uzyska nowego pozwolenia na budowę, wojewódzki inspektor nadzoru budowlanego nakaze rozbiorę wybudowanej części obiektu.

Niezależnie od powyższego, wymóg zachowania odległości dotyczy również inwestycji, na które uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę przed datą wejścia w życie nowych przepisów, jeżeli po 16 lipca 2016 r. zajdzie potrzeba zmiany pozwolenia (tzw. re-permitting). Ryzyko związane z re-permittingiem jest wprost proporcjonalne do wielkości projektu wiatrowego. Z praktyki wiadomo, że już w przypadku farm z kilkoma turbinami często, np. na skutek wykrycia różnego typu przeszkód geologicznych na etapie robót ziemnych, prawdopodobieństwo zmiany tzw. layoutu, czyli przestrzennego rozplanowania farmy, jest istotne. Przy średnich i dużych projektach jest ono odpowiednio wyższe. Należy zwrócić uwagę, że nawet w przypadku rezygnacji z wybudowania jednej z wielu przewidzianych w pozwoleniu na budowę turbin, bez zmiany położenia pozostałych, zachodzi konieczność re-permittingu. W tym stanie rzeczy ryzyko zablokowania projektu na etapie budowlanym powinno być dokładnie skalkulowane i uwzględnione przez inwestorów stawających do przyszłych aukcji.

Dodatkowym utrudnieniem wprowadzonym ustawą jest obowiązek lokalizacji farmy wiatrowej wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a jak wiadomo znaczna część obszaru Polski nie jest objęta takim dokumentem.

Więcej na temat zmian legislacyjnych w porównaniu do innych reżimów prawnych piszemy w rozdziale „Odległości wiatraków w Polsce na tle odległości w innych krajach”.

8.4. Trudności z finansowaniem

W związku ze spadkiem rentowności elektrowni wiatrowych i wzrostem ryzyka coraz trudniej uzyskać finansowanie inwestycji w energetykę wiatrową: wymagany przez banki wkład własny zwiększył się nierzadko do ponad 50%. Większe są także

8.3. Prohibitive minimum distance requirement

The Wind Farm Act introduced a requirement on minimum distance of wind turbines from residential buildings at the level of 10 times turbine tip height, virtually making further development of wind power impossible. To an extent, this requirement also applies to projects started before the entry into force of the Act – building permits issued before 16 July 2016 remain in force only provided the operating permit is obtained within 3 years of the Act's entry into force. If the investor does not obtain a new building permit, the regional building supervision inspector will issue a demolition order for the erected part of the installation.

Regardless of the above, the minimum distance requirement also applies to projects where a building permit was obtained before the entry into force of the new regulations, if there is a need for re-permitting after 16 July 2016. The risk related to re-permitting depends directly on the size of the project. Practice shows that even in case of wind farms with several turbines there is a significant probability of changes to the wind farm layout, e.g. due to different geological obstacles encountered at the earthworks stage. In case of medium-sized or large projects such probability is respectively higher. It should be noted that the need for re-permitting occurs even in case of giving up the construction of one of the many turbines under the permit, without changing the location of the others. In that case, the risk of halting the project at the stage of construction should be precisely calculated and taken into account by investors willing to take part in future auctions.

The requirement to locate wind farms exclusively on the basis of local zoning plans is an additional obstacle, as it is a well-known fact that a large part of Poland is not covered with such zoning plans.

More information about legislative changes in comparison to other countries' legal systems can be found in the chapter “Wind turbine distances in Poland compared to other countries”.

More about legislative changes compared to other countries can be found in the chapter “Wind turbine distances in Poland compared to other countries”.

8.4. Difficulties with funding

Due to the decrease in profitability of wind projects and the increase in risk it is increasingly difficult to acquire funding for wind power projects: the level of own contribution required by the banks has risen to above 50% in many cases. The costs

koszty finansowania kredytowego, często przekraczające zwrot z inwestycji w obecnych warunkach. Zmieniło się również samo nastawienie banków, które coraz ostrożniej podchodzą do udziału w przedsięwzięciach z zakresu energetyki wiatrowej, a wiele z nich podjęło kierunkowe decyzje o niefinansowaniu inwestycji wiatrowych w ogóle. Świadczą o tym niedawne doniesienia o kłopotach w uzyskaniu kredytu przez niektórych zwycięzców grudniowej aukcji – firmy te mają co prawda zapewniony stały przychód przez 15 lat od wytworzenia energii oraz są gotowe sfinansować projekt w połowie, mimo to wiele banków odmawia udzielenia im kredytu.

of loan financing are also higher, often exceeding the return on investment in current conditions. The approach of the banks has also changed, as they are increasingly cautious about their participation in wind power projects, and many of them have made decisions to completely give up funding of wind projects.

This is confirmed by the recent reports about difficulties in obtain a loan by some winners of the December auctions; although these companies have guaranteed fixed income for 15 years from the first generation of electricity and are ready to fund half of the project, many banks still refuse to grant a loan.

Negatywna percepcja finansowania nowych inwestycji wiatrowych wśród znacznej części banków wynika przede wszystkim z coraz wyższego ryzyka nieściągalności należności kredytowych z projektów sfinansowanych w przeszłości. Zwiększenie obciążeń podatkowych w połączeniu z historycznym niższym cenowym energii elektrycznej i rynku zielonych certyfikatów oznacza dla wielu inwestorów pogorszenie płynności i trudności ze spłatą kredytów zaciągniętych na budowę elektrowni wiatrowych o charakterze trwałym. Szacuje się, że aż 80% spółek celowych może nie spełniać wymogów umowy kredytowej dotyczących minimalnego poziomu wskaźnika zdolności do obsługi zadłużenia. Do tego dochodzi problem trwałej utraty wartości aktywów stanowiących zabezpieczenie udzielonych kredytów, wobec czego banki często oczekują od inwestorów dodatkowych zabezpieczeń lub innych rozwiązań pozwalających ograniczyć ich ryzyko.

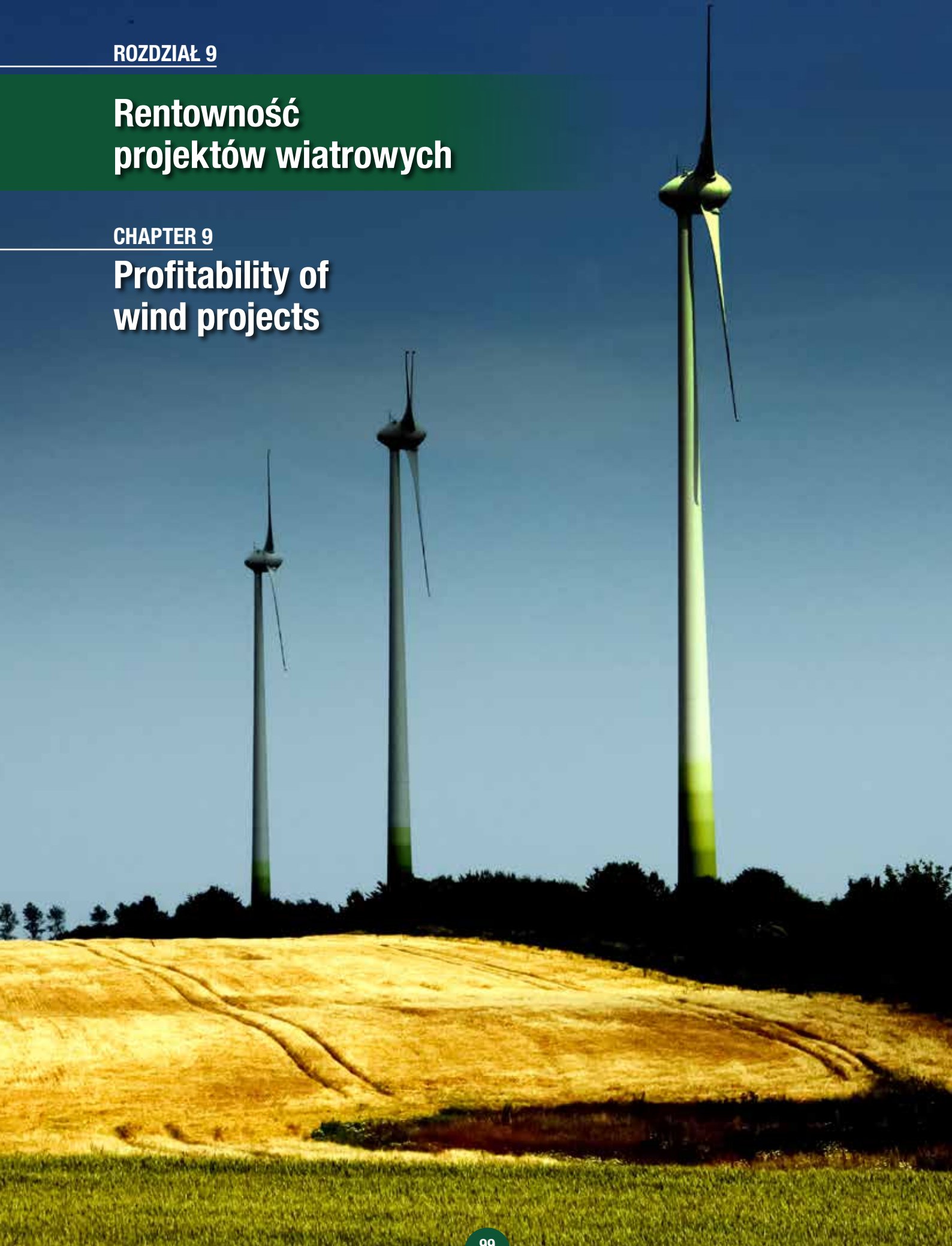
The negative perception on financing new wind projects among the majority of banks results primarily from the increasing risk of debt service failure for projects financed in the past. The increase of tax burden in combination with historically low prices of electricity and green certificates means a decrease in liquidity for many investors and permanent difficulties in repayment of existing loans for wind farm construction. It is estimated that as many as 80% of SPVs may fail to meet the covenants of loan agreements regarding the minimum level of debt service coverage ratio. On top of that is the problem of impairment of assets used as collateral for existing loans, meaning that banks expect investors to provide additional collateral or other solutions aimed at limiting risk.

ROZDZIAŁ 9

Rentowność projektów wiatrowych

CHAPTER 9

Profitability of wind projects



W niniejszym rozdziale prezentujemy, jak w obecnych warunkach rynkowych kształtuje się rentowność istniejących instalacji oraz jakie są perspektywy dla farm wiatrowych potencjalnie mogących powstać w systemie aukcyjnym.

9.1. Rentowność obecnie istniejących instalacji

Na potrzeby opracowania zbudowaliśmy uproszczony model finansowy farmy wiatrowej działającej w systemie certyfikатовym oraz policzyliśmy wrażliwość jej wyceny na wybrane parametry. W poniższej tabeli prezentujemy zestaw parametrów, które będą modyfikowane (pogrubioną czcionką zostały wyróżnione pozycje bazowe).

Parametry uproszczonego modelu finansowania farmy wiatrowej

Rok rozpoczęcia produkcji	WACC	CAPEX ('000 PLN/MW)	Produktywność (MWh/MW rocznie)
Year of production start	WACC	CAPEX (k PLN/MW)	Productivity (MWh/MW/year)
2008	7%	6000	2000
2011	8%	7000	2500
2014	9%	7500	3000

Do obliczeń zakładamy również gotówkowe koszty operacyjne ponoszone przez instalacje na poziomie 230 tys. PLN/MW rocznie. Założyliśmy ponadto, że podatek od nieruchomości będzie płacony przez farmy wiatrowe od całej wartości poniesionych nakładów inwestycyjnych, a także, że od 2018 r. cena energii elektrycznej przez nie otrzymywana będzie zmniejszona o koszt profilu w wysokości 7%.

Przyjęliśmy ścieżkę cen energii elektrycznej zakładając coroczną indeksację o 3%, a także konserwatywnie zakładamy, że ceny certyfikatów osiągną docelowy poziom 120 PLN/MWh w roku 2020, a następnie pozostaną na tym poziomie do wygaśnięcia systemu.

Kalkulacja rentowności istniejących farm wiatrowych przy danych założeniach przedstawia się następująco.

Rok rozpoczęcia (Starting year)	CAPEX		
	6000	7000	7500
2008	4,5%	2,0%	0,9%
2011	2,8%	0,6%	-0,3%
2014	1,7%	0,0%	-0,8%

In this chapter we present the profitability of existing installations in the current market conditions and the prospects for wind farms that could theoretically be built under the auction system.

9.1. Profitability of existing installations

For the purpose of this paper we have built a simplified financial model of a wind farm operating under the green certificate system, and we calculated the sensitivity of its valuation to selected parameters. In the table below we presented a set of parameters to be modified (baseline items are indicated in bold).

Parameters of a simplified model of wind farm financing

For our calculations we also took the assumption of wind farm operating costs at the level of 230k PLN/MW per year. We also assumed that property tax will be paid by wind farms based on the entire capital expenditures and that starting from 2018 the electricity price received will be reduced by a profile cost of 7%.

We assumed the electricity price trajectory with annual indexation of 3%; we also assume conservatively that green certificate prices will reach 120 PLN/MWh in 2020 and then remain on that level until the system expires.

Profitability calculations for existing wind farms with these assumptions are presented below.

Rok rozpoczęcia (Starting year)	Produktywność (Productivity)		
	2000	2500	3000
2008		2,0%	6,5%
2011	-7,1%	0,6%	4,7%
2014	-5,8%	0,0%	3,4%

CAPEX	Produktywność (Productivity)		
	2000	2500	3000
6000	-4,1%	2,8%	7,0%
7000	-7,1%	0,6%	0,6%
7500	-8,7%	-0,3%	3,8%

Jak wynika z powyższych kalkulacji przy takim zestawie założeń jedynie farmy o produktywności znacznie przekraczającej 2500 MWh/MW rocznie zbliżają się w skrajnych warunkach (bardzo niskie początkowe nakłady lub długi okres funkcjonowania farmy) do poziomów mogących być przez inwestorów uznanych za akceptowalne. Kalkulacja wartości istniejących farm wiatrowych w przeliczeniu na MW przy danych założeniach została przedstawiona w poniższych tabelach.

As demonstrated by the calculations above, with these assumptions only wind farms with productivity significantly above 2500 MWh/MW per year can reach profitability levels acceptable for investors, and only in extreme conditions (very low initial capital expenditures or long period of operation of wind farm). Calculations of value of existing wind farms per MW with given assumptions is presented in the tables below.

Rok rozpoczęcia (Starting year)	WACC		
	7%	8%	9%
2008	1 609,4	1 551,7	1 498,0
2011	2 522,2	2 398,7	2 285,7
2014	3 349,8	3 147,9	2 965,9

Rok rozpoczęcia (Starting year)	CAPEX		
	6000	7000	7500
2008	1 673,2	1 551,7	1 490,9
2011	2 522,3	2 398,7	2 333,6
2014	3 261,1	3 147,9	3 081,5

Rok rozpoczęcia (Starting year)	Produktywność (Productivity)		
	2000	2500	3000
2008	463,2	1 551,7	2 588,9
2011	1 109,0	2 398,7	3 595,7
2014	1 699,6	3 147,9	4 475,4

WAAC	CAPEX		
	6000	7000	7500
7%	2 653,2	2 522,2	2 453,0
8%	2 522,3	2 398,7	2 333,6
9%	2 402,6	2 285,7	2 224,2

WAAC	Produktywność (Productivity)		
	2000	2500	3000
7%	1 151,4	2 522,2	3 792,3
8%	1 109,0	2 398,7	3 595,7
9%	1 069,0	2 285,7	3 416,8

CAPEX	Produktywność (Productivity)		
	2000	2500	3000
6000	1 244,2	2 522,3	3 656,6
7000	1 109,0	2 398,7	3 595,7
7500	1 041,1	2 333,6	3 560,6

Zakładając, że początkowe nakłady inwestycyjne na wybudowanie MW mocy mogły zawierać się w przedziale od 5,5 do 7,5 mln zł za MW, to w tej chwili prawdopodobnie trudno znaleźć farmy wiatrowe, które nie podlegałyby odpisom z tytułu trwałej utraty wartości.

9.2. Rentowność instalacji mogących powstać w systemie aukcyjnym

Biorąc pod uwagę obecne uwarunkowania regulacyjne, czyli przede wszystkim ustawę odległościową, oraz brak politycznego wsparcia dla energetyki wiatrowej, naszym zdaniem powstanie jakichkolwiek instalacji produkujących energię z wiatru w systemie aukcyjnym może być trudne.

Assuming that initial capital expenditures per MW were in the range from PLN 5.5m to 7.5m, it is difficult to find any wind farms that would not be subject to asset impairment.

9.2. Profitability of installations to be built under the auction system

Taking into account the current regulatory framework, i.e. primarily the Wind Farm Act, and the lack of political support for wind power, in our opinion building any wind power installations under the auction system may be difficult.

Krzysztof Horodko

Partner Zarządzający, TPA Poland
Managing Partner, TPA Poland



Obecnie najbardziej prawdopodobne wydaje się powstawanie małych projektów wiatrowych opartych na turbinach o zainstalowanej mocy do 1 MW, gdyż łatwiej jest im spełnić wymogi ustawy odległościowej (takie turbiny są niższe od tych o większej mocy, a więc łatwiej znaleźć dla nich lokalizację spełniającą wymagania ustawy), ale również mogą startować w koszykach aukcyjnych, w których konkurencja cenowa powinna być niższa.

Currently the most likely situation is the development of small wind projects based on turbines smaller than 1 MW, as it is easier for them to meet the requirements of the Wind Farm Act (such turbines are shorter than those with higher capacity, so it is easier to find a location meeting the Wind Farm Act's distance requirements), but they can also place bids in auction baskets where price competition should be less stiff.

Przygotowaliśmy kalkulacje rentowności dla takich właśnie instalacji w oparciu o wybrane główne parametry. W poniższej tabeli prezentujemy zestaw tych, które będą modyfikowane (pogrubioną czcionką zostały wyróżnione pozycje bazowe).

Therefore we have prepared profitability calculations for such installations based on selected main parameters. The table below shows the set of parameters that will be modified (baseline items are indicated in bold).

Rok rozpoczęcia produkcji	Cena aukcyjna	CAPEX ('000 PLN/MW)	Produktywność (MWh/MW rocznie)
Year of production start	Auction price	CAPEX (k PLN/MW)	Productivity (MWh/MW/year)
2019	300	5500	1800
2020	320	6000	2000
2021	360	6500	2200

Na potrzeby kalkulacji zakładamy produktywność nowych farm na poziomie średnio znacznie niższym niż dla tych wybudowanych w przeszłości, gdyż wraz ze wzrostem mocy wiatraka jego wydajność jest zazwyczaj coraz wyższa (a naszym zdaniem powstawać będą efektywnie jedynie wiatraki małe). Równocześnie jednak nieco niższe powinny być również nakłady inwestycyjne.

Do obliczeń przyjmujemy również gotówkowe koszty operacyjne ponoszone przez instalacje na poziomie 230 tys. PLN/MW rocznie. Założyliśmy ponadto, że podatek od nieruchomości będzie płacony przez farmy wiatrowe od całej wartości poniesionych nakładów inwestycyjnych, a także, że cena otrzymywana przez projekty będzie obniżana o koszt profilu w wysokości 7% prognozowanej ceny energii elektrycznej w danym roku.

Przyjęliśmy ścieżkę cen energii elektrycznej zakładając coroczną indeksację o 3%, oraz indeksację ceny aukcyjnej inflacją CPI, co do której założyliśmy dojdzie do celu w wysokości 2,5% w roku 2020 i pozostanie na tym poziomie w przyszłości.

Wyniki obliczeń zostały zaprezentowane w poniższych tabelach.

For calculation purposes, we assume new wind farm productivity on a significantly lower average level than for those built in the past, as wind turbine efficiency usually increases with its power output (and in our opinion only small wind turbines will be built in the future). At the same time capital expenditures should also be slightly lower.

The calculations are also based on an assumption of cash operating costs at the level of 230,000 PLN/MW per year. We also assumed that the property tax will be paid by wind farms based on the total value of capital expenditures, and that the energy price received by projects will be reduced by a profile cost amounting to 7% of the forecasted electricity price in each year.

We adopted an electricity price trajectory with a 3% annual indexation, and indexation of auction price with CPI inflation index, assumed to reach a target level of 2.5% in 2020 and to stay on that level afterwards.

Calculation results are presented in tables below.

Rok rozpoczęcia (Starting year)	Cena aukcyjna (Auction price)		
	300	320	360
2019	0,7%	1,6%	3,4%
2020	0,9%	1,8%	3,5%
2021	1,1%	2,0%	3,6%

Rok rozpoczęcia (Starting year)	CAPEX		
	5500	6000	6500
2019	2,6%	1,6%	0,7%
2020	2,8%	1,8%	0,9%
2021	2,9%	2,0%	1,1%

Rok rozpoczęcia (Starting year)	Produktywność (Productivity)		
	1800	2000	2200
2019	-0,7%	1,6%	3,5%
2020	-0,4%	1,8%	3,6%
2021	-0,2%	2,0%	3,7%

Cena aukcyjna (Auction price)	CAPEX		
	5500	6000	6500
300	1,8%	0,9%	0,0%
320	2,8%	1,8%	0,9%
360	4,5%	3,5%	2,6%

Cena aukcyjna (Auction price)	Produktywność (Productivity)		
	1800	2000	2200
300	-1,5%	0,9%	2,7%
320	-0,4%	1,8%	3,6%
360	1,4%	3,5%	5,3%

CAPEX	Produktywność (Productivity)		
	1800	2000	2200
5500	0,6%	2,8%	4,6%
6000	-0,4%	1,8%	3,6%
6500	1,4%	0,9%	2,7%

Efektywnie rentowności szacowane dla nowych projektów są bardzo niskie (zakładamy, że inwestorzy oczekują rentowności na poziomie projektu co najmniej w granicach 7–9%), w związku z czym jeśli mają powstawać nowe projekty wiatrowe, to muszą być umiejscawiane w lokalizacjach o bardzo dobrych warunkach wietrznych, które nawet małe turbiny będą w stanie odpowiednio wykorzystać.

Effective profitability levels estimated for new projects are very low (we assume that investors expect project-level profitability of at least 7-9%), therefore, if new wind projects are to be built, they have to be located on sites with very good wind conditions that can be properly utilized even by smaller turbines.

ROZDZIAŁ 10

Nowe narzędzia ochrony krajobrazu

CHAPTER 10

New landscape protection instruments



We wrześniu 2015 r. weszła w życie ustawa o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu (Dz.U. 2015, poz. 774), określana mianem tzw. „ustawy krajobrazowej”. Znowelizowała ona szereg innych aktów prawnych, w tym m.in. ustawę o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, wprowadzając zupełnie nowe pojęcie audytu krajobrazowego, sporządzenie którego powierzono organom samorządu województwa z częstotliwością nie rzadziej niż raz na 20 lat. Ustawa zawiera również delegację prawną do wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia określającego szczegółowy zakres i metodologię audytu krajobrazowego, w tym stosowaną przy sporządzaniu audytów krajobrazowych klasyfikację krajobrazów, sposób oceny zidentyfikowanych krajobrazów oraz metodykę wyznaczania krajobrazów priorytetowych. Projekt wspomnianego wyżej rozporządzenia został opublikowany w ramach konsultacji społecznych pod koniec października ubiegłego roku.

Założeniem projektu rozporządzenia jest umożliwienie sporządzenia audytów krajobrazowych na poziomie województwa, w ramach których zasoby krajobrazowe zostaną zinwentaryzowane i ocenione w jednolity sposób w skali kraju. Audyty będą stanowiły podstawę prawną do podejmowania działań w procesie planowania i zagospodarowania przestrzennego najcenniejszych krajobrazów. Będą również zawierały przesłanki merytoryczne do weryfikacji i kształtowania sieci obszarów chronionych. Na podstawie przeprowadzonej identyfikacji i charakterystyki krajobrazów, a następnie oceny zagrożeń i stanu wszystkich krajobrazów, a w konsekwencji wskazania krajobrazów priorytetowych, zostanie zebrana wiedza umożliwiająca formułowanie zaleceń w zakresie zarządzania krajobrazem. Zalecenia sformułowane w audycie mają być wyjściem do opracowania nowych studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, a także powinny być uwzględnione w planach ochrony oraz innych dokumentach dotyczących form ochrony przyrody.

Organizacje reprezentujące branżę wiatrową, w tym również PSEW, na etapie konsultacji społecznych podkreślały wagę praw nabytych zawartych np. w decyzjach o pozwoleniu na budowę czy o środowiskowych uwarunkowaniach. Zwracano uwagę, by unikać sytuacji, w których na podstawie ustaleń audytu podjęta zostanie próba wzruszenia zapisów studium czy miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Tworzenie, na podstawie wskazań wynikających z ustaleń audytu, nowych dokumentów planistycznych powinno być prowadzone w oparciu o poszanowanie praw nabytych. Ponadto postulowano usunięcie terminu dominanty krajobrazowej, który co prawda pojawił się na etapie prac nad projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw

In September 2015 the act amending certain acts due to reinforcement of landscape protection instruments (Journal of Laws 2015, item 774), referred to as the “Landscape Act”, came into force. It amended a number of other legal acts, including the act on spatial planning and management, introducing a new concept of landscape audit, whose development was delegated to regional authorities with a frequency of no less than once every 20 years. The act also contains a legal delegation for the Council of Ministers to issue a regulation specifying the detailed scope and methodology of landscape audit, including a landscape classification to be used for landscape auditing, methodology of assessment of identified landscapes and methodology for specifying priority landscapes. The draft of such regulation was published under the public consultation framework in October last year.

The aim of the draft regulation is to allow for landscape audits to be carried out on a regional (voivodship) level, in order to take stock and assess the landscape resources in a uniform manner for the whole country. The audits will constitute a legal basis for activities in the spatial planning and development process of the most valuable landscapes. They will also contain substantive input for verification and shaping of the network of protected areas. Based on identification and description of landscapes, followed by the assessment of conditions and threats for all landscapes, and as a consequence of indicating priority landscapes, knowledge will be collected to allow for formulation of guidelines in terms of landscape management. The recommendations from the audit are intended to serve as a reference for new municipal spatial development studies and local zoning plans, and should also be taken into account in nature protection plans and other documents on forms of nature protection.

During the public consultations, organizations representing the wind power industry, including PWEA, highlighted the importance of rights acquired under e.g. building permits or environmental permits. We pointed out that it is necessary to avoid situations where attempts to challenge the study or the local zoning plan based on audit findings. New planning documents based on recommendations from audit findings should be drawn up based on respect for acquired rights. We also called for the term of “landscape dominant” to be removed; the term had appeared during the preparatory stage of work on the draft Landscape Act, but was later dropped and did not appear in the finally published wording. Large facilities or struc-

w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu, ale z którego jednak zrezygnowano i nie znalazł się w ostatecznie opublikowanym tekście. Choć duże elementy energetyki alternatywnej, jak i konwencjonalnej mogą dominować w krajobrazie, to jednak to pojęcie nie zostało zachowane w ustawie, a jego przytaczanie w projekcie rozporządzenia może być przyczyną niejasności. Za wysoce dyskryminujący można uznać fakt, że termin ten, w konsultowanym projekcie rozporządzenia, pojawia się jedynie w kontekście turbin wiatrowych, a pominięty został aspekt wysokościowy innych obiektów, jak również kubaturowy czy nawet kolorystyczny, które w równym stopniu mogą się wyróżniać na danym tle krajobrazowym.

Ustawa krajobrazowa wprowadziła również zmiany w zakresie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Znowelizowane przepisy przewidują w ramach oceny oddziaływania na środowisko danego przedsięwzięcia analizę i ocenę jego bezpośredniego i pośredniego wpływu na krajobraz, w tym krajobraz kulturowy. Rozszerzono zakres raportu (art. 66 ust. 1) o opis krajobrazu, w którym przedsięwzięcie ma być zrealizowane oraz o uzasadnienie proponowanego przez wnioskodawcę wariantu ze wskazaniem jego oddziaływania na krajobraz.

Ponadto, w ramach wdrożenia Europejskiej Konwencji Krajobrazowej na zlecenie Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska opracowano „Przegląd stosowanych metodyk oceny wpływu farm wiatrowych na krajobraz oraz możliwości zastosowania ich w warunkach Polski”. Dokument analizuje metodologie oceny oddziaływań inwestycji wiatrowych na krajobraz z 4 wybranych państw Europy (Czech, Hiszpanii, Niemiec i Wielkiej Brytanii) i z USA oraz formułuje zalecenia co do przydatności określonych metod w polskich warunkach, stanowiąc formę wytycznych. Wytyczne przygotowane zostały równolegle do opracowywanej metodyki audytu krajobrazowego, który w okresie trzech lat od wejścia w życie ww. ustawy krajobrazowej ma zostać opracowany dla wszystkich województw. Podstawowe elementy przygotowywanej metodyki sporządzania audytu krajobrazowego, a w szczególności te, które mają największe znaczenie dla farm wiatrowych, zostały implementowane do opracowanych wytycznych.

Metodyka oceny wpływu farm wiatrowych na krajobraz przewiduje wykonywanie analiz w kilku etapach: inwentaryzacji krajobrazu, diagnozie i waluacji oraz ocenie wpływu. Badania obejmują wstępne analizy studialne, badania terenowe, końcowe badania studialne. Uwzględnia się skumulowany wpływ przedsięwzięć energetyki wiatrowej na krajobraz, a także skumulowany wpływ tych przed-

tures related to both conventional and renewable energy generation units may dominate the landscape, but this term was not used in the adopted legal act, and referring to it in the draft regulation may lead to confusion. It may be considered highly discriminatory that the term appears in the draft regulation submitted to consultation only with respect to wind turbines, and the issue of height, size or colour of other structures and facilities was ignored, although they might equally stand out against the backdrop of a certain landscape.

The Landscape Act also introduced changes to the act on the provision of information on the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments (the “EIA Act”). The amended regulations require an analysis and assessment of the project’s direct and indirect impact on landscape, including cultural landscape, as part of that project’s environmental impact assessment. The EIA report scope (Article 66 (1)) was extended to include a description of the landscape in which the project will be implemented and a justification of the variant proposed by the applicant with indication of its landscape impact.

Moreover, with regard to the implementation of the European Landscape Convention, a paper entitled “Review of methodologies of assessing the impact of wind farms on landscape and possibilities of their application in Polish conditions” was developed at the request of the General Directorate of Environmental Protection. The paper analyzes the methodologies of assessing the impact of wind power projects from 4 selected European countries (Czechia, Spain, Germany and the UK) and the United States, and formulates recommendations as to the suitability of certain methods in Polish conditions in a form of guidelines. These guidelines were prepared in parallel to the methodology of landscape audit which is supposed to be carried out for all Polish regions within 3 years of the coming into effect of the Landscape Act. The fundamental elements of the landscape audit methodology, in particular those most important for wind farms, have been incorporated into the guidelines.

The methodology of assessing the landscape impact of wind farms includes analysis to be carried out in several stages: landscape inventory, diagnosis and valuation, and impact assessment. The studies cover preliminary study analyses, field research and final studies. The cumulative landscape impact of wind power projects is taken into account, as well as the cumulative impact of these

siewzięć z innymi przedsięwzięciami o charakterze infrastrukturalnym i przemysłowym, ze szczególnym uwzględnieniem elektrowni wiatrowych i linii elektroenergetycznych wysokich napięć. Wytyczne dotyczą przedsięwzięć tzw. przemysłowej energetyki wiatrowej, nie obejmują zaś tematyki oceny wpływu mikroelektrowni wiatrowych. W metodyce uwzględniono konieczność odmiennego traktowania krajobrazów niepodlegających ochronie prawnej i chronionych w ramach ochrony przyrody, tj. przede wszystkim w parkach krajobrazowych i obszarach chronionego krajobrazu. Uwzględniono także konieczność ochrony parków kulturowych, obiektów i obszarów UNESCO, a także pomników historii.

Formułowanie wytycznych branżowych mających na celu, poza zaproponowaniem rekomendowanego podejścia metodologicznego do oceny wpływu elektrowni wiatrowych na krajobraz, także ujednoczenie procedur w tym zakresie we wszystkich województwach, jest krokiem we właściwym kierunku i przywraca złożonej procedurze oceny oddziaływania inwestycji na środowisko odpowiednią rangę i zasadność. Należy jednak podkreślić, że taki walor będzie mógł być w praktyce zrealizowany i skonsumentowany w toku konkretnych postępowań wyłącznie w przypadku zmiany aktualnie obowiązujących przepisów lokalizacyjnych, wynikających z ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz.U. 2016, poz. 961). Ustawa ta, wprowadzając bezprecedensowo w Europie restrykcyjne, radykalne limity lokalizacyjne, w praktyce oznacza brak możliwości lokalizowania jakichkolwiek nowych inwestycji, poddając w wątpliwość zasadność przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko, bo z dużym prawdopodobieństwem, bez względu na jej wynik, inwestycja nie będzie mogła być zrealizowana (inwestycje o łącznej planowanej mocy przynajmniej 2000 MW zostały całkowicie zamrożone).

Do chwili obecnej zarówno projekt rozporządzenia w sprawie sporządzania audytu krajobrazowego, jak i projekt metodyki oceny wpływu farm wiatrowych na krajobraz pozostają na etapie odnoszenia się wnioskodawcy do zgłoszonych uwag.

projects with other infrastructure and industrial projects, with particular emphasis of wind turbines and high-voltage overhead power lines. The guidelines are dedicated to the so-called industrial-scale wind power projects. They do not cover the impact assessment for small wind farms. The methodology takes into account the need for a different approach to landscapes that are not subject to legal protection and those that are protected under specific forms of nature protection dedicated to landscape protection, i.e. in particular landscape parks and protected landscape areas. The need to protect culture parks, UNESCO sites and areas and historical monuments is also taken into account.

Formulating industry-specific guidelines, aimed at – besides proposing a recommended methodological approach to wind farms' landscape impact assessment – harmonizing the procedures in that respect in all Polish regions, is a step in the right direction and reinstates the adequate rank and rationale of the complex environmental impact assessment procedure. However, it should be stressed that it would actually be implemented and practically consumed in specific procedures only in case of amendment of the current location regulations under the Wind Turbine Act (the act of 20 May 2016 on investments in wind power plants, JoL 2015, item 961). That act of law, introducing unprecedented in Europe, prohibitive, radical location limits, in practice means it will be impossible to locate any new projects, putting the entire environmental impact assessment procedure in question, as regardless of its result it will be highly likely that the project will not be implemented (projects with a total planned capacity of at least 2,000 MW have been completely halted).

Both the draft regulation on landscape audits and the draft methodology for assessing the landscape impact of wind farms are currently at the stage of applicant's responses to submitted comments.

Respektując i wspierając potrzebę ochrony polskiego krajobrazu, zwłaszcza w jego szczególnie cennych aspektach, takich jak obszary objęte prawną ochroną krajobrazu oraz kwalifikujących się w przyszłości do objęcia statusem krajobrazów priorytetowych w wyniku planowanych do przeprowadzenia w poszczególnych województwach audytów, branża wiatrowa przekazała swoje uwagi, postulując o:

1. Urealnienie zakresu informacji wykazywanych przez inwestora w KIP przedsięwzięcia, zwłaszcza w zakresie planowanych elementów infrastruktury pomocniczej, a także potencjalnych oddziaływań skumulowanych;
2. Rezygnację ze wszelkich zaleceń zachowywania arbitralnie określonych minimalnych odległości wyrażanych w mianowanej dopuszczalnej odległości lub wielokrotności wysokości całkowitej urządzenia, a także odgórnie ustalonych maksymalnych liczb i gabarytów urządzeń. Dobór optymalnych wartości dla danej lokalizacji powinien wynikać każdorazowo ze szczegółowej analizy konkretnego przypadku w toku rzetelnej oceny oddziaływania na środowisko;
3. Rezygnację z dodatkowych stref buforowych, zwłaszcza wobec form ochrony przyrody, dla których ustawodawca nie przewidział tworzenia otulin, w tym ujednoczenie w całym dokumencie podejścia do obszarów Natura 2000 jako podlegających odrębnej procedurze oceny;
4. Uwzględnienie w zaleceniach ograniczeń projektowych i oprogramowania specjalistycznego niezależnego od inwestora;
5. Ujednoczenie nomenklatury lub zdefiniowanie różnic w stosowanych terminach z myślą o łatwiejszym stosowaniu i interpretacji zapisów dokumentu.

While respecting and supporting the need to protect Polish landscape, especially its particularly important aspects, such as areas covered by legal protection of landscape, as well as potential priority landscapes resulting from planned regional landscape audits, the wind power industry has submitted its comments, calling for:

1. Updating the scope of information provided in the project information card (KIP), especially with regard to planned elements of ancillary infrastructure and potential cumulative impacts;
2. Withdrawal of any recommendations to keep arbitrarily defined minimum distances expressed in absolute terms or multiples of turbine height, as well as arbitrary maximum turbine numbers and sizes – due to the assumption that the choice of optimum values for a given location should result from a detailed case-specific analysis under a thorough environmental impact assessment procedure;
3. Giving up additional buffer zones, especially with regard to those forms of nature protection where the legislator did not foresee any buffer zones, with a unification of approach to Natura 2000 areas in the entire document, as those that should be subject to a separate, dedicated environmental impact assessment for Natura 2000 areas;
4. Taking into account design limitations and investor-independent specialized software in the recommendations;
5. Harmonization of terminology or defining the differences in terms used for easier application and interpretation of the provisions of the document.

Kodeks urbanistyczno- budowlany – szanse i zagrożenia

Urban Planning and Building code – opportunities and threats



Pod koniec października 2016 r. zakończyły się konsultacje publiczne projektu ustawy Kodeks urbanistyczno-budowlany. Projekt ten jest trzecią z rządu próbą kompleksowego uregulowania zagadnień związanych z szeroko rozumianym gospodarowaniem przestrzenią, w tym przede wszystkim z uwzględnieniem powiązań planowania przestrzennego ze strategiami rozwoju tworzącego ramy dla przyszłych procesów inwestycyjnych. Ustawa w swoim założeniu ma zastąpić w całości ustawę o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ustawę Prawo budowlane oraz wszystkie specustawy inwestycyjne. W uzasadnieniu projektu kodeksu jego autorzy z jednej strony przyznają, że specustawy sprawdziły się jako czynnik usprawniający przygotowanie i realizację inwestycji, skracając cały proces nawet o kilka lat. Z drugiej jednak strony zarzucają im wprowadzenie dychotomii systemu prawnego realizacji inwestycji celu publicznego. Wskazują, że inwestorzy objęci specustawami korzystają ze specjalnego trybu ich realizacji, podczas gdy pozostali inwestorzy mają do dyspozycji ogólny system prawny, w ramach którego funkcjonują przepisy nieuwzględniające specyfiki tych inwestycji.

W projekcie kodeksu zaproponowano zmianę częstotliwości sporządzania audytu krajobrazowego z 20 na nie rzadziej niż co 10 lat. Wydaje się, że utrzymanie dotychczasowych terminów sporządzania audytu krajobrazowego przysłuży się pewności inwestycyjnej na obszarze województwa, pozostawiając władztwo planistyczne po stronie samorządu terytorialnego.

Projekt ustawy wprowadza też w definicji obiektu budowlanego odesłanie do urządzenia budowlanego jako jego elementu. Z przepisu wynika, że urządzeniem budowlanym jest „zespół elementów technicznych trwale związanych z obiektem budowlanym i zapewniających możliwość jego użytkowania zgodnie z przeznaczeniem, w szczególności instalacje”. Definicja ta, biorąc pod uwagę definicję budowli, prowadzić może do wniosku, że w zasadzie każdy element jej wyposażenia (bez względu na jej związek z gruntem) wchodzi w jej skład, o ile jest z nią połączony w sposób wymagający demontażu. Istnieje również pewne ryzyko, że w odniesieniu do sektora energetycznego pojęcie „instalacji” wykorzystane w definicji urządzenia budowlanego będzie oznaczało „urządzenia i zespół połączeń z nimi” (art. 3, pkt 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne), a nawet jednostkę wytwarzającą energię elektryczną czy instalację wytwarzającą energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii (art. 2, pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii).

Natomiast definicja budowli niesie ze sobą jedynie taką treść normatywną, że do budowli zalicza się: techniczne obiekty przemysłowe, obiekty liniowe, wały ziemne, mosty, tunele oraz obiekty hydrotechniczne. Wszystkie te obiekty zostały wymie-

The end of October 2016 saw the end of public consultations for the draft Urban Planning and Building Code act. That draft is already the third attempt at comprehensive regulation of issues related to spatial management in its broad sense, including links between spatial planning and development strategies building the framework for future investment processes. The act is intended to fully replace the Spatial Planning and Development act, the Building Law and all other investment-related special laws. In the explanatory notes to the draft, the authors admit on the one hand that special laws have succeeded as an important factor for preparation and completion of investment projects, shortening the entire process by several years. On the other hand, they claim that the special legislation have led to a dichotomy of the legal system related to implementation of public purpose investments. They point out that the investors covered by special legislation enjoy a special procedure for their projects, while “other” investors are covered by the general legal system with provisions that do not take into account the specific character of their projects.

The draft code contains a proposal to change the frequency of landscape audits from every 20 years to no less than every 10 years. It seems that maintaining the current periods for landscape audits would help improve the stability of investment in the regions, leaving the planning competences in the hands of regional authorities.

The draft also introduces a reference to construction device (*urządzenie budowlane*) as part of the definition of building facility (*obiekt budowlany*). The provision defines the construction device as a „complex of technical components permanently connected to the building facility and ensuring the possibility to use it according to its purpose, in particular installations”. This definition, with regard to the definition of building structure (*budowla*), can lead to a conclusion that in principle every element of its related equipment (regardless of its connection to the ground) is part of that structure, provided that it is connected to it in a way that requires disassembly. There is also a risk that, with regard to the energy sector, the term “installation” used in the definition of “construction device” will mean “equipment and related connections” (Article 3 (10) of the Energy Law act of 10 April 1997), or even an electricity generation unit or an installation generating electricity from renewable energy sources (Article 2 (13) of the RES Act of 20 February 2015).

On the other hand, the definition of “building structure” (*budowla*) only holds the normative content implying that building structures include: industrial technical facilities, linear facilities, earth ramparts, bridges, tunnels and hydrotechnical facilities.

nione w definicji jako przykładowe („w szczególności”) co oznacza, że nie wyczerpują one treści definicji budowli.

Definicja budowli przyjęta w kodeksie urbanistyczno-budowlanym będzie miała również wpływ na podstawę prawną do opodatkowania podatkiem od nieruchomości, tj. ustawę z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych, która w swojej definicji budowli odsyła do „objektu budowlanego w rozumieniu przepisów prawa budowlanego”, a kodeks, jeśli zostanie uchwalony, takim prawem będzie.

All these facilities have been listed as examples in the definition (“in particular”), meaning that the “building structure” definition is not exhaustive.

The “building structure” definition adopted in the Urban Planning and Building Code will also affect the legal basis for property tax, i.e. the act of 12 January 1991 on local taxes and fees, which, in its definition of a building structure contains a reference to “building facilities in the meaning of building law regulations”, and the code, if it is adopted, will be such a regulation.

Organizacje reprezentujące branżę zaproponowały zmianę polegającą na przywróceniu treści art. 3 pkt 3 ustawy Prawo budowlane w jego wersji sprzed wejścia w życie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, z wyraźnym podziałem na część budowlaną i urządzenia techniczne. Wokół wspomnianego przepisu ukształtowało się w ostatnim czasie spójne orzecznictwo, dzięki czemu przepis ten realizował zarówno zasadę pewności, jak i związania przedmiotu opodatkowania z pojęciem nieruchomości i jej części składowej w stopniu dostatecznym.

The organizations representing the wind power industry proposed a modification by restoring the wording of Article 3 (3) of the Building Law before the entry into force of the Wind Turbine Act, with a clear distinction between the building part and the technical equipment. There has recently been a consistent case-law around this provision, helping implement both the principle of certainty and the connection of the object of taxation with the concept of real estate and its component to a sufficient extent.

Kolejne kontrowersje wzbudziła propozycja przepisu o rozszerzeniu listy elementów, które miałyby być określone już na etapie opracowywania studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania gminy. Zgodnie z projektem kodeksu, studium miałoby zawierać ustalenia w zakresie zagospodarowania terenu inwestycji, w tym m.in. wskaźnik powierzchni zabudowy czy minimalną i maksymalną wysokość obiektów budowlanych. Aktualna propozycja zapisów w projekcie ustawy zrównuje tym samym pod względem szczegółowości studium z miejscowym planem. Pozostawienie powyższego zapisu kodeksu doprowadzi z pewnością do zakłócenia hierarchii dokumentów w procesie planistycznym, pozbawiając radę gminy swobody doprecyzowania w planie miejscowym warunków inwestowania w granicach wyznaczonych przez studium.

Uzasadniając potrzebę wprowadzenia kodeksu, wnioskodawcy wskazywali na brak bezpośrednio przełożenia zależności aktów planowania przestrzennego na działania realizacyjne, a także brak formułowania w planowaniu ponadlokalnym wiążących ustaleń dla planowania na poziomie gminy. Znalazło to niestety odzwierciedlenie w przepisie narzucającym gminom, poprzez plan województwa, ustalenia w zakresie obszarów dopuszczalnej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii

Other controversies have been raised by the proposal to extend the list of elements that would have to be specified at the stage of development of the spatial planning study for municipalities. According to the draft code, the study would contain certain parameters related to the development of the project, including the building coverage ratio or the minimum and maximum height of building facilities. The current proposal of provisions in the draft act establishes the same level of detail for the study and the local zoning plan. Leaving that provision unchanged will certainly lead to a distortion of the hierarchy of documents in the planning process, depriving the municipal council of its freedom to provide in the local zoning plan a more detailed specification of conditions for investing in the areas covered by the study.

Justifying the need to introduce the Urban Planning and Building Code, the initiators pointed to the lack of direct translation of relationship between the spatial planning legislation and the implementation activities, and also the lack of formulating binding decisions in supralocal planning process for planning on municipal level. Unfortunately, this is reflected in the regulation that imposes the decisions on areas of possible location of large RES installations onto municipalities by means of the

większego niż małe instalacje. Obowiązek przeniesienia z planu województwa dopuszczalnych lokalizacji instalacji OZE stanowi wysoce nieuzasadnioną ingerencję w swobodę planistyczną gmin jako podstawowych jednostek samorządu terytorialnego. Nie ulega wątpliwości, że to organy gminy posiadają najlepszą wiedzę o swoich potrzebach oraz potrzebach swoich mieszkańców. Podkreślenia wymaga fakt, że plan województwa to akt planistyczny wyznaczający kierunki rozwoju województwa, tzw. akt kierownictwa wewnętrznego, a nie źródło norm powszechnie obowiązujących, w tym wiążących dla gmin przy ustalaniu planów miejscowych. Przepis ten niesie ze sobą również regulację jawnie dyskryminującą energetykę odnawialną wobec m.in. innych sektorów przemysłu, w tym w szczególności energetyki konwencjonalnej. Skutkiem aktualnego zapisu będzie utrwalenie wskazań i zakazów dotyczących lokalizacji OZE już na etapie planu województwa, a nie studium czy miejscowego planu zagospodarowania.

Kolejnym zaproponowanym przepisem niemającym uzasadnienia jest zaproponowany zapis zakazujący realizacji elektrowni wiatrowych w zakresie indywidualnych źródeł lub odbiorników zastępujących sieci elektroenergetyczne lub ciepłne, na obszarach o przeznaczeniu umożliwiającym zabudowę, jeśli w planie miejscowym nie zawarto w tym względzie zakazów lub ograniczeń. Wydaje się, że zasadą powinno być, iż przeznaczenie terenu pod zabudowę umożliwia jego wykorzystanie pod każdą zabudowę, chyba że gmina zdecyduje inaczej w ramach przysługującego jej władztwa planistycznego: propozycja przedstawia sobą nieuzasadnione ograniczenie władztwa planistycznego gminy oraz roli gminy w sprawach zaspokajania potrzeb mieszkańców wynikającej z preambuły Konstytucji, art. 166, ust. 1, 164, ust. 1 i ust. 3 oraz art. 15 i 16 Konstytucji RP. W wielu rozdziałach projektu kodeksu zamieszczone zapisy odsyłają do przyszłych, licznych aktów wykonawczych (blisko 40 rozporządzeń) czy przepisów wprowadzających jego poszczególne części w życie, w których zostaną określone regulacje istotne z punktu widzenia inwestora. Zgodnie z zasadami prawidłowej legislacji nie daje to możliwości dokonania kompleksowej oceny przepisów projektu, w tym oceny skutków regulacji. Podkreślenia wymaga również fakt, że sposób sformułowania delegacji ustawowych do wydania rozporządzeń jest bardzo ogólny.

W momencie pisania tego rozdziału Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa było w trakcie przygotowywania odpowiedzi na uwagi zgłoszone w ramach konsultacji publicznych.

regional plan. The obligation to transfer the permissible locations of RES installations from the regional plan is a highly unjustified interference in planning freedom of municipalities as the basic units of local self-government. It is beyond doubt that the municipal bodies are the ones that possess the best knowledge on their own needs and the needs of their residents. It should be stressed that the regional plan is a planning act determining the directions of development in the province, a so-called "internal management act", and not a source of universally applicable norms, including those binding for municipalities and the preparation of local zoning plans. This provision also clearly discriminates the renewable energy sector in comparison to other industries, including the conventional energy sector. The current provision will result in consolidation of indications and prohibitions related to RES locations already on the level of regional spatial management plan, and not the level of municipal study or local zoning plan.

Another proposed yet unjustified provision is the proposed ban on development of wind farms as individual sources or receivers replacing power or heat networks in areas where land use designation allows for development, if no bans or restrictions in that respect are contained in the local zoning plan. In principle, designating an area for development should allow for any type of development, unless the municipality decides otherwise according to its planning competences; the proposal constitutes an unjustified limitation of planning competence of municipalities and of the municipalities' role in meeting the residents' need, arising from the preamble to the Constitution, Articles 166 (1), 164 (1) and (3), 15 and 16 of the Polish Constitution.

In many chapters of the draft code the provisions refer to numerous future acts of secondary legislation (almost 40 regulations) or other regulations enacting specific parts of the code, which are supposed to determine certain regulations significant from the investor's point of view. Under the principles of correct legislation this does not allow for a comprehensive evaluation of the provisions of the draft, including the regulatory impact assessment. It should be also stressed that the ways of formulating the delegation of legislative powers to enact secondary regulations are very general.

At the time of writing, the Ministry of Infrastructure and Construction was preparing the reply to comments submitted during the public consultation process.

Pakiet zimowy – nowe oblicze sektora energetycznego

Winter Package – a new shape of the energy sector



Polityka Unii Europejskiej zakłada wzrost OZE-E do ok. 50% udziału w miksie energetycznym UE do roku 2030. Zasady działania rynku mają wspierać dekarbonizację gospodarki poprzez eliminowanie emisji gazów cieplarnianych z sektora energii elektrycznej, z energią odnawialną w centrum rynku energii jako jednym z kluczowych elementów Unii Energetycznej.

30 listopada 2016 r. Komisja Europejska opublikowała szeroki pakiet propozycji regulacyjnych i analiz związanych z nowym kształtem rynku energii elektrycznej w UE. Pakiet pt.: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków – odblokowanie potencjału wzrostu Europy” ma za zadanie ułatwić realizację celów politycznych UE na rok 2030, jakimi są:

- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o min. 40%;
- zwiększenie udziału OZE do min. 27%, co przekłada się na ok. 50% OZE w elektroenergetyce;
- zwiększenie efektywności energetycznej o 30%.

Pakiet zawiera cztery obszary tematyczne³¹.

 Obszary merytoryczne pakietu zimowego

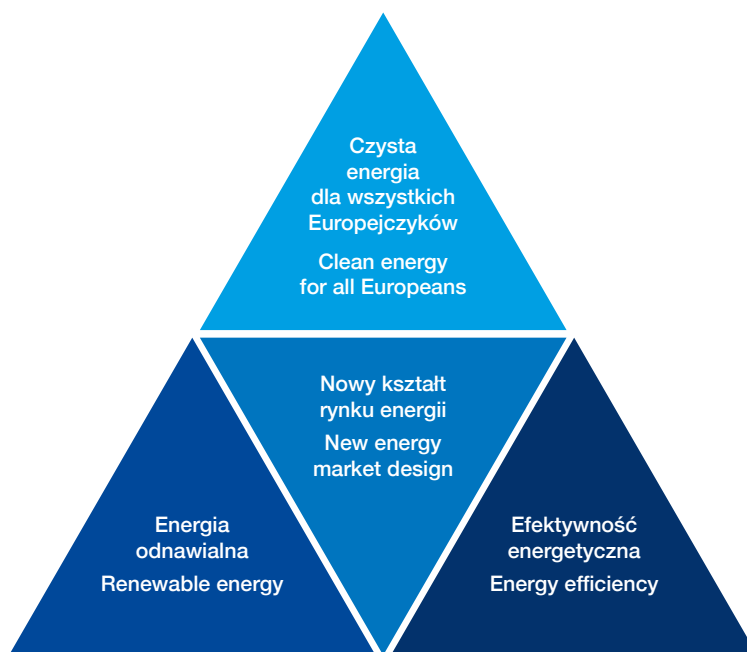
The European Union's policy aims at an increase in RES-E to approx. 50% share in the EU's energy mix by 2030. Market principles are supposed to support decarbonisation of the economy by eliminating greenhouse gas emissions from the electricity sector, with renewables in the centre as the focal point of the energy market as one of the key elements of the Energy Union.

On 30 November 2016 the European Commission published a broad package of regulatory proposals and analyses related to the new design of the electricity market in the EU. The package, entitled „Clean Energy for All Europeans – unlocking Europe's growth potential”, is aimed at facilitating the achievement of EU's policy goals for 2030, i.e.:

- reducing greenhouse gas emissions by at least 40%;
- increasing the share of RES to at least 27%, translating into ca. 50% of RES in the power sector (RES-E);
- 30% increase in energy efficiency.

The package contains four key areas³¹.

 Key areas of the Winter Package



³¹ Pełna lista opublikowanych dokumentów w języku angielskim znajduje się na stronie Komisji Europejskiej: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

³¹ Full list of published documents can be found on the European Commission website: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

Kształt rynku energii musi zostać zmieniony w taki sposób, by ułatwić tę integrację poprzez:

- a) rozwój rynków krótkoterminowych i cross-border, które wykorzystują dostępne metody prognozowania OZE, zwiększając płynność rynków i ułatwiają wykorzystanie potencjału OZE-E;
- b) eliminację czynników zakłócających działanie rynków, takich jak systemy wsparcia (w szczególności dla technologii wysokoemisyjnych) czy regulowanie taryfy;
- c) inwestycje w mechanizmy i źródła wspierające integrację zmiennych OZE-E, takie jak:
 - elastyczne źródła,
 - połączenia międzysystemowe,
 - zarządzanie stroną popytową
 - magazynowanie energii.

Ponadto, projekty regulacji zakładają:

- równe traktowanie poszczególnych źródeł energii, zarządzanie stroną popytową i magazynowania;
- wzmacnianie konkurencyjnych rynków energii;
- znaczące wzmocnienie praw konsumenta;
- znaczące wzmocnienie roli OSD, zwłaszcza w zakresie usług systemowych i zarządzania danymi.

Rynki krótkoterminowe będą zorganizowane w sposób umożliwiający współpracę międzysystemową. Będą transparentne i nie będą robić różnic pomiędzy ofertami w ramach jednej strefy cenowej i pomiędzy strefami cenowymi. OSP wspólnie zorganizują zarządzanie zintegrowanym rynkiem day-ahead i intraday, zgodnie z zasadami market coupling. Obrót na tych rynkach będzie odbywał się jak najbliżej czasu realnego, w okresach 15-minutowych. Z kolei uczestnicy rynku składać będą oferty w jednostkach na tyle małych (1 MW lub mniej), by możliwy był udział DSR, magazynowania i OZE małej skali.

OSP będą gwarantować długoterminowe prawa do przesyłu, które pozwolą właścicielom instalacji OZE zarządzać ryzykiem pomiędzy strefami cenowymi (*bidding zones*). Prawa te będą nadawane w sposób transparentny, za pomocą prostej platformy aukcyjnej. Operatorzy rynku będą także mieli prawo do stworzenia produktów hedgingowych, umożliwiających operatorom OZE zarządzanie ryzykiem zmienności cen.

Wszystkie podmioty będą odpowiadać finansowo za bilansowanie, z wyjątkiem projektów demonstracyjnych i instalacji o mocy zainstalowanej < 500 kW (od 01.01.2026 < 250 kW). W polskich warunkach nie jest to nowość, ale na niektórych rynkach Europy Zachodniej jest to krok w stronę urynkwienia OZE. Wszyscy uczestnicy rynku mają też mieć dostęp do rynków bilansujących, także jako dostawcy tych usług, indywidualnie lub przez agregatorów. Energia niezbędna do bilansowania będzie kupowana odrębnie od mocy, a uczestnicy będą mogli

The energy market design must be changed in such a way that the integration is facilitated by means of:

- a) development of short-term and cross-border markets, using available RES forecasting methods, increasing market liquidity and facilitating utilization of RES-E potential;
- b) eliminating the factors distorting the operation of the markets, such as support schemes (in particular for high-emissions technologies) or regulated tariffs;
- c) investing in mechanisms and sources supporting the integration of variable RES-E, such as:
 - flexible sources,
 - interconnections,
 - demand side management,
 - energy storage.

Moreover, regulatory proposals include:

- equal treatment of various energy sources, demand side management and energy storage;
- strengthening competitive energy markets;
- significant strengthening of consumer rights;
- significant strengthening of the role of DSOs, especially with regard to ancillary services and data management.

Short-term markets will be organized in a way allowing for interconnections. They will be transparent and will not distinguish offers bids within one bidding zone and between bidding zones. TSOs will jointly organize the management of integrated day-ahead and intraday markets, according to market coupling principles. Trading in these markets will take place as close to real-time as possible, in 15-minute periods. On the other hand, market participants will submit bids in units small enough (1 MW or less) to make DSR, storage and small-scale RES participation possible.

TSOs will guarantee long-term transmission rights to allow RES installation owners to manage risks across bidding zones. Such rights will be awarded in a transparent manner via a simple auction platform. Market operators will also have the right to develop hedging products allowing RES operators to also manage price volatility.

All stakeholders will be financially responsible for balancing, except demonstration projects and installations with installed capacity below 500 kW (250 kW from 01 Jan 2026). This is nothing new in Polish conditions, but in some West European markets it is a step towards making RES fully market-oriented. All market participants are to have access to balancing markets, also as providers of such services, individually or via aggregators. The energy required for balancing will be purchased separately from capacity, and market participants

składać oferty tak blisko czasu realnego, jak to tylko możliwe. Zakres mocy niezbędnej do bilansowania określany będzie na poziomie regionalnym.

Co do zasady, operatorzy sieci nie będą mieli prawa własności magazynów energii ani instalacji świadczących usługi systemowe, chyba że nie uda się wykreować zainteresowania rynku. Natomiast przy dysponowaniu mocy OSP będą priorytetowo traktować OZE i wysokosprawne EC < 500 kW (<250 kW po 2025 r.) oraz projekty demonstracyjne, jeśli tylko nie przekroczą one progu 15% łącznej mocy zainstalowanej w danym państwie członkowskim. Istniejące jednostki OZE utrzymają priorytet przesyłu.

Ograniczenia produkcji, co do zasady, będą odpłatne i będą odbywały się na zasadach rynkowych, chyba że w danym regionie nie ma dość producentów energii, by zapewnić skuteczną konkurencję. Wymuszone odstąpienia OZE i wysokosprawnych elektrociepłowni będą przedmiotem rekompensaty. OSP gwarantować będą tym dwóm rodzajom technologii maksymalną możliwą zdolność przesyłową z jak najmniejszymi odstąpieniami.

Ceny energii kształtowane będą na zasadach rynkowych, z wyjątkiem zapewnienia ochrony wrażliwym konsumentom – pod warunkiem akceptacji KE. Państwa członkowskie mają obowiązek określenia elementów polityki, które mogą negatywnie wpływać na kształtowanie się cen (np. rynki mocy, ograniczanie ofert podaży w zależności od dostępnej mocy bilansującej itp.) i podjąć wszelkie możliwe działania w celu ich eliminacji. Dodatkowo, są zobowiązane raportować takie przypadki do Komisji Europejskiej w terminie 6 miesięcy od wejścia w życie regulacji.

Na rynkach hurtowych nie będzie ograniczeń cen energii. Dolna granica cenowa to 2000 EUR, jeśli na dzień następnego prognozowane są niższe ceny. W okresie dwóch lat od wprowadzenia regulacji operatorzy rynku mogą wprowadzić ograniczenia na maksymalną cenę rozliczeniową (*clearing price*) dla rynków day-ahead i intraday. OSP nie będą wpływać na hurtową cenę energii, a dysponowanie mocy będzie codziennie raportowane do regulatora danego rynku.

Państwa członkowskie zagwarantują możliwość produkowania i magazynowania energii prosumentom i spółdzielniom energetycznym, działającym indywidualnie lub przez agregatorów. Spółdzielnie energetyczne będą miały ponadto prawo tworzyć i zarządzać własnymi sieciami.

Opłaty sieciowe będą uwzględniać zarządzanie siecią, niezbędne działania modernizacyjne, zapewnianie bezpieczeństwa i elastyczność sieci. W szczególności nie będą rozróżniać instalacji przyłączonych na poziomie przesyłowym i dystrybucyjnym, dyskryminować magazynowania czy DRS. Opłaty sieciowe w sieciach dystrybucyjnych mają odzwierciedlać koszty prowadzenia sieci oraz

will be able to place bid as close to real time as possible. The scope of capacity required for balancing will be specified on a regional level.

In principle, market operators will not have ownership rights to energy storage facilities or installations providing ancillary services, unless no market interest can be created. When dispatching capacity, the TSOs will prioritize RES and high-efficiency CHP below 500 kW (<250 kW after 2025) and demonstration projects, provided they do not exceed the threshold of 15% total installed capacity in a given Member State. Existing RES units will receive transmission priority.

Generation curtailment will in principle be subject to payment and will take place according to market principles, unless there are not enough energy producers in a given region to ensure effective competition. Forced shutdowns of RES and high-efficiency CHPs will be subject to compensation. TSOs will guarantee these two technologies maximum possible transmission capacity will as few shutdowns as possible.

Energy prices will be shaped according to market principles, with the exception of protecting sensitive consumers – subject to European Commission's approval. The Member States have the obligation to determine policy elements that may have a negative impact on pricing (e.g. capacity markets, reducing supply bids depending on available balancing capacity etc.) and take all possible action to eliminate them. In addition they are obliged to report such cases to the European Commission within 6 months from the entry into force of the regulation.

There will be no energy price restrictions on wholesale markets. The lower price limit (price floor) will be EUR 2,000 if next-day forecasted prices are lower. Within two years of introduction of the regulation, market operators may introduce restrictions on the maximum clearing price for day-ahead and intraday markets. TSOs will not influence the wholesale energy price, and capacity dispatch will be reported daily to the regulator of the given market.

The Member States shall ensure the possibility to generate and store energy for "prosumers" and energy cooperatives, operating individually or via aggregators. Energy cooperatives will also have the right to create and manage their own grids.

Grid charges will include grid management, necessary modernization activities, ensure grid security and flexibility. In particular, they will not differentiate between installations connected at transmission or distribution level, discriminate energy storage or DRS. Grid charges in distribution grids are to reflect grid operating costs and vary according to user profiles (both on the generation

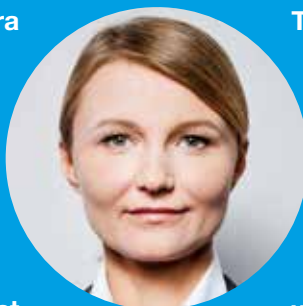
być zróżnicowane pod względem profili użytkowników (zarówno po stronie generacji, jak i zużycia). Regulatorzy wprowadzą zachęty dla rozwijania inteligentnych rozwiązań w sieciach.

Pakiet dopuszcza – w ograniczonym stopniu – istnienie rynków mocy (RM). Nie mogą one jednak prowadzić do zakłóceń rynku i ograniczeń obrotu międzynarodowego, dlatego rozpatrywane będą na poziomie UE. W przypadku gdy europejska ocena adekwatności nie wykaże problemu adekwatności, niemożliwe będzie wprowadzenie nowego rynku mocy. Wielkość rynku mocy musi ograniczyć się tylko do rozwiązania konkretnego problemu deficytu. Wytyczne w zakresie tworzenia RM powinny być tworzone na podstawie wytycznych ds. dopuszczalnej pomocy publicznej państwa, a same rynki będą otwarte cross-border. Obowiązkiem operatorów sieci przesyłowych będzie zaś ułatwienie udziału w rynku mocy zainteresowanym instalacjom z innych krajów. Źródła, które mogą uczestniczyć w rynkach mocy, muszą spełniać wymóg progu emisji maks. 550 kg CO₂/MWh.

and consumption side). Regulators will introduce incentives for development of smart grid solutions. The package allows for existence of capacity markets (CM) to a limited extent. They cannot lead to market distortion or restrictions of cross-border trade, therefore they will be considered on EU level. In case a European adequacy analysis does not demonstrate the problem with adequacy, the introduction of a new capacity market will not be possible. The size of capacity market must be limited to solving the specific shortage problem. The guidelines for establishment of capacity markets should be based on permissible state aid guidelines, and the markets themselves will be open cross-border. The obligation of TSOs will be to facilitate participation in the capacity market for interested installations from other countries. Sources willing to participate in capacity markets must be below the emissions cap of 550 kg CO₂/MWh.

Kamila Tarnacka

Wiceprezes PSEW
Vice-President, PWEA



Pakiet zimowy istotnie wspiera współpracę regionalną w zarządzaniu systemami elektroenergetycznymi. Wprowadza m.in. takie narzędzia jak średnioterminowa (10-letnia) ocena adekwatności produkcji energii, na podstawie której można dokonać oceny, czy i gdzie niezbędne jest zastosowanie rynków mocy, oraz krótkoterminowe (półroczne) oceny adekwatności bieżącego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii.

The Winter Package significantly supports regional cooperation in managing power systems. It introduces various instruments, including medium-term (10-year) energy generation adequacy assessment, which will allow for evaluation of whether and where the application of capacity markets is necessary, as well as short-term (half-yearly) security of supply adequacy assessments.

Przed wprowadzeniem RM państwa członkowskie zobowiązane będą do analizy zakłóceń prowadzących do analizowanego problemu adekwatności produkcji oraz wprowadzenia rozwiązań na rzecz eliminacji danego problemu. Do analizy konieczności wprowadzenia rynków mocy wykorzystany zostanie standard niezawodności na poziomie krajowym. Zostanie on wyliczony na podstawie wartości utraconej mocy (*value of lost load*) zgodnie z europejską me-

Before the introduction of CM, the Member States will be required to carry out an analysis of distortions leading to the analyzed generation adequacy problem and to introduce solutions aimed at eliminating the problem in question. A national-level reliability standard will be used to analyze the necessity of capacity market introduction. It will be calculated based on the value of lost load according to regulation (Article 19.5).

metodologią, określoną w regulacji (art. 19.5). Ponadto, w przypadku, gdy dane państwo członkowskie uważa wprowadzenie rynku mocy za niezbędne, musi przeprowadzić konsultacje przynajmniej z krajami sąsiednimi. Regionalne centra operacyjne będą co roku obliczać maksymalną dostępną moc, która mogłaby uczestniczyć w rynkach mocy w sąsiednich krajach. Kraje członkowskie zapewnią dostęp do rynków mocy w sposób niedyskryminacyjny zarówno dla krajowych, jak i zagranicznych podmiotów. Metodologia tej oceny zostanie przygotowana przez ENTSO-E w ciągu roku od wdrożenia regulacji. Natomiast ACER będzie oceniał czy moce zostały wyliczone w sposób zgodny z tą metodologią.

Państwa członkowskie wspólnie zapewnią min. 27% udziału OZE w bilansie energetycznym UE. Rok 2020 i realizacja celu na ten rok będą punktem wyjścia dla każdego państwa członkowskiego dla określenia wkładu danego państwa w cel UE. W tym celu państwa członkowskie mogą wprowadzić narzędzia wsparcia dla energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a skuteczność wprowadzonych narzędzi oceniana będzie co 4 lata. Wsparcie musi być zgodne z wytycznymi Komisji Europejskiej w sprawie dopuszczalnej pomocy państwa i nie może być zmieniane z efektem wstecznym. Będzie ono określane w perspektywach przynajmniej trzyletnich, w tym – czas aukcji, moc i planowany budżet. Kluczowe jest, by narzędzia wsparcia w jak najmniejszym stopniu zakłócały wspólny rynek energii elektrycznej oraz zachęcały producentów energii do reagowania na sygnały rynkowe.

Państwa członkowskie mają obowiązek zapewnić, by przynajmniej 10% (w latach 2020–2025) i 15% (w latach 2026–2030) wsparcia było dostępne dla zainteresowanych instalacji z zagranicy. Do końca 2020 r. państwa członkowskie stworzą też jeden punkt kontaktowy, który będzie koordynował proces wydawania pozwoleń na prowadzenie działalności związanej z produkcją energii ze źródeł odnawialnych. Punkt ten będzie także publikował podręczniki związane z procedurami dotyczącymi małych projektów OZE i prosumentów. Wydawanie pozwoleń przy projektach dotyczących repoweringu instalacji odnawialnych ma nie przekroczyć 1 roku.

Projekt dyrektywy wprowadza też ułatwienia dla prosumentów i spółdzielni energetycznych. Projekt regulacji o zarządzaniu Unią Energetyczną proponuje szereg narzędzi wykonawczych do realizacji zadań postawionych w innych projektach dokumentów. Do kluczowych elementów należą:

- krajowe plany energetyczno-klimatyczne;
- długofalowe polityki redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Do końca 2018 r. i co następne 10 lat państwa członkowskie mają przedstawiać Komisji Europejskiej krajowe plany energetyczno-klimatyczne.

Moreover, in case a Member State believes the introduction of the capacity market is necessary, it has to consult this decision at least with neighbouring countries. Regional operational centres will calculate on a yearly basis the maximum available capacity that could take part in capacity markets in neighbouring countries. The Member States shall ensure non-discriminatory access to capacity markets for both domestic and foreign entities. The methodology of such assessment will be prepared by ENTSO-E within a year of implementation of the regulation. ACER will assess whether the capacity was calculated according to this methodology.

Member States will jointly ensure a minimum 27% share of RES in the EU's energy balance. Year 2020 and the achievement of the target for that year will be the starting point for each Member State to determine that State's contribution to the EU target. For that purpose the Member States may introduce support instruments for electricity from renewable sources, and the effectiveness of such instruments will be assessed every 4 years. The support must comply with the European Commission's state aid guidelines and cannot be changed retroactively. It will be determined in periods of at least 3 years, including the time, capacity and budget of auction. It is of key importance for support instruments to distort the common electricity market to the smallest extent possible, and to incentivise energy producers to respond to market signals.

Member States shall have an obligation to ensure that at least 10% (in 2020-2025) and 15% (in 2026-2030) of support is available to interested installations from abroad. By the end of 2020 Member States shall establish a single point of contact to coordinate the permitting process for generation of electricity from renewable sources. That point will also publish handbooks on procedures for small RES projects and prosumers. The issue of permits for projects related to repowering of RES installations should not exceed one year.

The draft directive also introduces facilitations for prosumers and energy cooperatives. The draft regulation on the governance of the Energy Union proposes a number of instruments to implement the tasks set in other draft documents. Key elements include:

- national energy and climate plans,
- long-term policies for greenhouse gas emission reduction.

By the end of 2018 and every 10 year afterwards, the Member States are to submit their national energy and climate plans, and the first such plan

Pierwszy będzie obejmował lata 2021–2030. Plany te mają zawierać następujące informacje:

- opis krajowych celów;
- opis polityk skierowanych na osiągnięcie celu;
- opis sytuacji w obszarach UE:
 - redukcja emisji gazów cieplarnianych;
 - OZE;
 - efektywność energetyczna;
 - bezpieczeństwo dostaw energii;
 - wewnętrzny rynek energii;
 - badania, innowacje i konkurencyjność;
- ocenę wpływu planowanych polityk.

Projekt regulacji szczegółowo opisuje każdy z elementów, odnosząc kluczowe cele do każdego z wymiarów Unii Energetycznej.

W zakresie OZE, krajowe plany energetyczno-klimatyczne przedstawiać będą (w Mtoe) trajektorie osiągnięcia planowanej kontrybucji w podziale na energię elektryczną, ciepło i transport. Nadto, będą uwzględniać działania w zakresie dyrektywy o efektywności energetycznej, inne narzędzia na rzecz promocji OZE, a także okoliczności wpływające na rozwój OZE, takie jak potencjał ekonomiczny, geograficzne i przyrodnicze ograniczenia oraz wielkość połączeń międzysystemowych. Państwa członkowskie mają współpracować przy identyfikacji działań na poziomie regionalnym dla rozwoju OZE. Komisja Europejska ma też dokonywać oceny planów jeszcze przed ich wdrożeniem, a państwa członkowskie mają współpracować ze sobą w ramach przygotowania i oceny planów. Postęp w realizacji planów ma być raportowany przez państwa członkowskie co 2 lata. W zakresie rozwoju OZE, w tych raportach mają znajdować się następujące elementy:

- realizacja planowanych trajektorii;
- realizacji planowanych polityk i narzędzi wsparcia.

Projekt regulacji wymienia nadto elementy raportowania w pozostałych obszarach objętych zainteresowaniem Unii Energetycznej. Do końca października każdego roku, Komisja Europejska przedstawi, w formie raportu o stanie Unii Energetycznej, ocenę postępu w zakresie realizacji celów w skali całej UE. Dodatkowo, KE zaproponuje działania naprawcze na poziomie państw członkowskich, które miałyby zapewnić realizację celu UE. Ponadto, państwa członkowskie będą przygotowywać, w cyklu dziesięcioletnim, długofalową (w perspektywie 50 lat) politykę niskoemisyjną, obejmującą następujące elementy:

- łączne redukcje gazów cieplarnianych w podziale na sektory;
- oczekiwany postęp;
- relacje do innych polityk sektorowych.

shall cover the period of 2021-2030. The plans are supposed to contain the following information:

- description of national targets,
- description of policies aimed at meeting the targets,
- description of situation in the following areas of the EU:
 - greenhouse gas emissions reduction,
 - RES,
 - energy efficiency,
 - security of energy supply,
 - internal energy market,
 - research, innovation, competitiveness,
- impact assessment of the planned policies.

The draft regulation provides a detailed description of each of the elements, referring key objectives to each of the dimensions of the Energy Union.

With regard to RES, the national energy and climate plans will present (in Mtoe) the trajectories for reaching the planned contributions, with a breakdown for electricity, heat and transport. They will also include the activities under the energy efficiency directive, other instruments to support RES, and also circumstances affecting RES development, such as economic potential, geographical and natural limitations and interconnection capacity. The Member States are expected to cooperate on identification of regional level actions for RES development. The European Commission shall also assess the plans even before their implementation, and the Member States shall cooperate with regard to preparation of assessment of plans. Progress in the implementation of the plans shall be reported by the Member States every 2 years. With regard to RES development, the reports shall include:

- implementation of planned trajectories,
- implementation of planned policies and support instruments.

The draft regulation also lists the reporting components in other areas of the Energy Union. By the end of October each year, the European Commission shall present, in a form of a report on the state of the Energy Union, the assessment of progress in implementation of objectives on EU level. Additionally the European Commission shall propose corrective measures on Member State level to ensure the implementation of EU targets. Moreover, the Member States shall prepare, in a 10-year cycle, long-term (50-year) low-emission strategies, covering the following elements:

- total greenhouse gas emissions by sectors,
- expected progress,
- links to other sectoral policies.

Strategie te będą odzwierciedlone we wspomnianych wyżej krajowych planach energetyczno-klimatycznych. Pakiet zimowy zaprojektowany został w taki sposób, by promować energetykę odnawialną nie tylko jako narzędzie ograniczania emisji czy zmniejszania zależności od importu paliw, ale także jako istotny sektor przemysłowy w Europie z dużym potencjałem eksportowym. Niestety w ostatecznym kształcie projektu większy nacisk położono na obszary związane z efektywnością energetyczną, stosunkowo słabym narzędziem zaś nadal pozostaje system handlu emisjami (pozostający poza sferą zarządzania pakietu). Tym samym tworzy się pewien brak równowagi pomiędzy obciążeniami dla sektora energetyki konwencjonalnej i sektora OZE, co może spowolnić trwałe odstawianie jednostek konwencjonalnych, a OZE wystawia na większą konkurencję. Tym niemniej, szereg zapisów w projektach regulacji nowego kształtu rynku energii pozwoli na stworzenie korzystnych warunków dla komercjalizacji OZE.

12.1. Szanse dla sektora wiatrowego

Nacisk na rozwój rynków krótkoterminowych, równe traktowanie poszczególnych źródeł energii i w szczególności podejście regionalne stanowią szansę na lepszą integrację zmiennych OZE z systemami elektroenergetycznymi oraz lepsze wykorzystanie potencjału OZE. Możliwe to jednak będzie po zrealizowaniu przez Polskę szeregu działań regulacyjnych, mających na celu zwiększenie płynności rynku energii oraz odblokowanie i budowę nowych połączeń międzysystemowych. Warto zwrócić uwagę, że Polska w niewielkim stopniu (ok. 2% popytu) korzysta z rynków sąsiednich. Tymczasem rosnące ryzyko niedoborów energii elektrycznej w kraju wymaga podejmowania pilnych działań na rzecz rozwoju krajowych źródeł energii i zwiększenia wymiany (importu) z zagranicą.

Ambitne założenie budowy regionalnego rynku energii i współpracy regionalnej w sektorze energetyki wiatrowej offshore na Morzu Bałtyckim w ramach BEMIP, promowane przez Komisję Europejską, pomogłoby Polsce dokonać skoku cywilizacyjnego w energetyce, znacząco zwiększając bezpieczeństwo energetyczne kraju. Operatorzy instalacji mieliby również szansę na konkurowanie na większym rynku energii.

Bardzo ciekawym obszarem rozwoju dla energetyki wiatrowej jest też rynek usług systemowych. Pakiet zimowy zakłada bowiem równe traktowanie poszczególnych źródeł (w tym zarządzania stroną popytową i magazynów energii) i wskazuje na rynkowe podejście do usług, m.in. zakazując operatorom sieci (co do zasady) prawa własności instalacji magazynowych. Stworzenie efektywnego rynku usług systemowych może zwiększyć przychody farm wiatrowych. Wprowadzi też racjonalne

These strategies will be reflected in the previously mentioned national energy and climate plans.

The Winter Package was designed in a way aimed at promoting renewable energy not only as a tool to cut emissions or reduce dependence on fuel imports, but also as an important European industry with a significant export potential. Unfortunately, in the final wording of the draft more emphasis was put on areas related to energy efficiency, whereas the emissions trading scheme is still a relatively weak instrument (remaining outside the area governed by the Package). Therefore there is a certain lack of balance between the burdens put on the conventional energy sector and on the RES sector, which may slow down permanent decommissioning of conventional units and expose RES to stiffer competition. Nevertheless, a number of provisions in the draft regulations on new market design will create favourable conditions for commercialisation of RES.

12.1. Opportunities for the wind sector

The pressure on development of short-term markets, equal treatment of different energy sources and especially regional approach are a chance for better integration of variable RES in energy systems and for better utilization of RES potential. However, it will only be possible after Poland's implementation of a number of regulatory measures aimed at increasing the liquidity of energy market as well as unblocking of existing and construction of new interconnectors. It is worth noting that Poland uses the neighbouring markets to a very small extent (ca. 2% of demand). Meanwhile, the increasing risk of electricity shortages in Poland requires urgent action to develop energy sources in the country and to increase cross-border exchange (import).

The ambitious plan to build a regional energy market and regional cooperation in the offshore sector in the Baltic Sea under BEMIP, promoted by the European Commission, could help Poland make a huge leap forward in the energy sector, significantly improving the country's energy security. Energy producers would also have an opportunity to compete in a larger energy market.

One very interesting area of development for wind power is the ancillary services market. The Winter Package envisages equal treatment of various sources (including demand side management and energy storage) and demands a market-oriented approach to services, for example by banning grid operators (in principle) from ownership of storage installations. Creating an effective ancillary services market may increase the revenues of wind farms. It will also introduce reasonable market

Nacisk na rozwój elastycznych źródeł i wzmocnienie roli operatorów sieci dystrybucyjnych pozwoli na lepsze bilansowanie zmiennych OZE (wiatru i fotowoltaiki) na poziomie lokalnym. Warto zwrócić uwagę, że Polska ma największy w Europie system ciepłowniczy o mocy źródeł na poziomie 55 GW. Część ciepłowni z powodzeniem można modernizować do elastycznych elektrociepłowni opartych na gazie lub biogazie, a dodatkowo wyposażyć w magazyny ciepła. W ten sposób nie tylko rozproszyłibyśmy sektor produkcji energii elektrycznej, zwiększyłobyśmy elastyczność systemu i lepszą integrację zmiennych OZE, ale także Polska osiągnęłaby istotny postęp w zakresie ograniczania emisji gazów cieplarnianych i emisji niskiej.

Development of flexible sources and strengthening the role of distribution system operators will allow for better balancing of variable RES (wind and PV) on a local level. It is worth noting that Poland has the largest heating system in Europe, with a 55 GW total capacity of sources. Some heating plants could be successfully modernized to become flexible gas- or biogas-fired CHP plants, and additionally equipped with heat storage facilities. That way we would not only have a more distributed electricity production sector, increase the flexibility in the system and better integrate variable RES, but Poland would also achieve significant progress in reducing greenhouse gas emissions and low-stack emissions.

rynkowe zasady dotyczące współpracy z operatorem sieci i zminimalizuje ryzyko finansowe zmniejszenia obciążenia czy odstawień farm wiatrowych z uwagi na bezpieczeństwo sieci.

Dalsze rekomendacje dotyczące projektowania systemów wsparcia wprowadza projekt dyrektywy o OZE. Mają one służyć zwiększeniu bezpieczeństwa inwestowania w sektorze. Chodzi m.in. o określanie wsparcia w perspektywach przynajmniej trzyletnich, w tym czasu aukcji, mocy i planowanego budżetu. Ciekawym rozwiązaniem jest też obowiązek otwarcia zainteresowanym stronom spoza terytorium Polski zarówno systemów wsparcia, jak i rynków mocy. Warto zauważyć, że samo podejście do rynków mocy, wraz z koniecznością regionalnej oceny adekwatności, jest podejściem racjonalnym, które może wyeliminować ryzyko, iż rynek mocy w Polsce stanie się narzędziem utrwalania struktury energetyki w oparciu tylko o źródła konwencjonalne.

Narodowe plany energetyczno-klimatyczne, przygotowywane w okresach dziesięcioletnich, w dalszym stopniu zwiększą przewidywalność inwestycyjną w sektorze energetyki. Natomiast zasady związane z uwzględnieniem potencjału ekonomicznego pozwolą na dalszy rozwój sektora energetyki wiatrowej (jako najtańszego źródła energii o największym potencjale w kraju) zarówno na lądzie, jak i na morzu. Ostatecznie silne zarządzanie realizacją pakietu pozwoli wierzyć, że odstępstwa od celów polityki UE będą minimalizowane.

principles with regard to cooperation with the grid operator and minimise financial risks of load reduction or wind farm curtailment due to grid security.

Further recommendations on the design of support schemes are included in the draft RES directive. They are aimed at increasing the certainty of investing in this sector. The proposals include determining support in at least 3-year periods, including time of auction, capacity and planned budget. One interesting solution is the obligation to make both support schemes and capacity markets available to interested parties from abroad. It should be noted that the very approach to capacity markets with the requirement for regional adequacy assessment is a reasonable approach that may eliminate the risk that capacity market in Poland will become a tool for consolidation the current power generation structure based only on conventional sources.

The national energy and climate plans, to be prepared in 10-year periods, will further increase predictability for investments in the energy sector. The principles taking into account the economic potential will allow for further development of the wind energy sector (as an energy source with the largest potential in the country) both onshore and offshore. Finally, strong governance of the implementation of the Package gives hope for minimising any deviations from EU policy objectives.

12.2. Ryzyko związane z pakietem zimowym

Istotną słabością pakietu jest stosunkowo łagodne podejście do systemu handlu emisjami. Oczekuje się, że planowane rozwiązania nie wpłyną na szybki wzrost ceny CO₂, co spowolni proces wymiany źródeł na niskoemisyjne. Warto jednak zwrócić uwagę, że z uwagi na wiek większości polskich konwencjonalnych instalacji i ryzyko niewypełnienia dyrektywy o dużych źródłach spalania, polski sektor energetyczny wymaga pilnej i głębokiej modernizacji, co tworzy unikalną możliwość przeprowadzenia polskiego Energiewende. Pakiet otwarcie wspiera podejście rynkowe, promując stopniową eliminację wsparcia dla poszczególnych źródeł. O ile priorytetem powinno być jak najszybsze wyeliminowanie wsparcia dla źródeł konwencjonalnych, o tyle energetyka wiatrowa na łądzie także uważana jest za technologię bliską wejścia na rynek i należy spodziewać się coraz szybszego urynkawiania tego sektora poprzez zwiększanie nacisku na ceny dostaw energii oferowane w aukcji.

OZE co do zasady utrzymają priorytetowe traktowanie, ale tylko do poziomu 15% łącznej mocy zainstalowanej w danym państwie członkowskim. Polska jest bliska osiągnięcia tego poziomu, stąd polskie instalacje odnawialne mogą stracić ten przywilej.

12.2. Risks related to the Winter Package

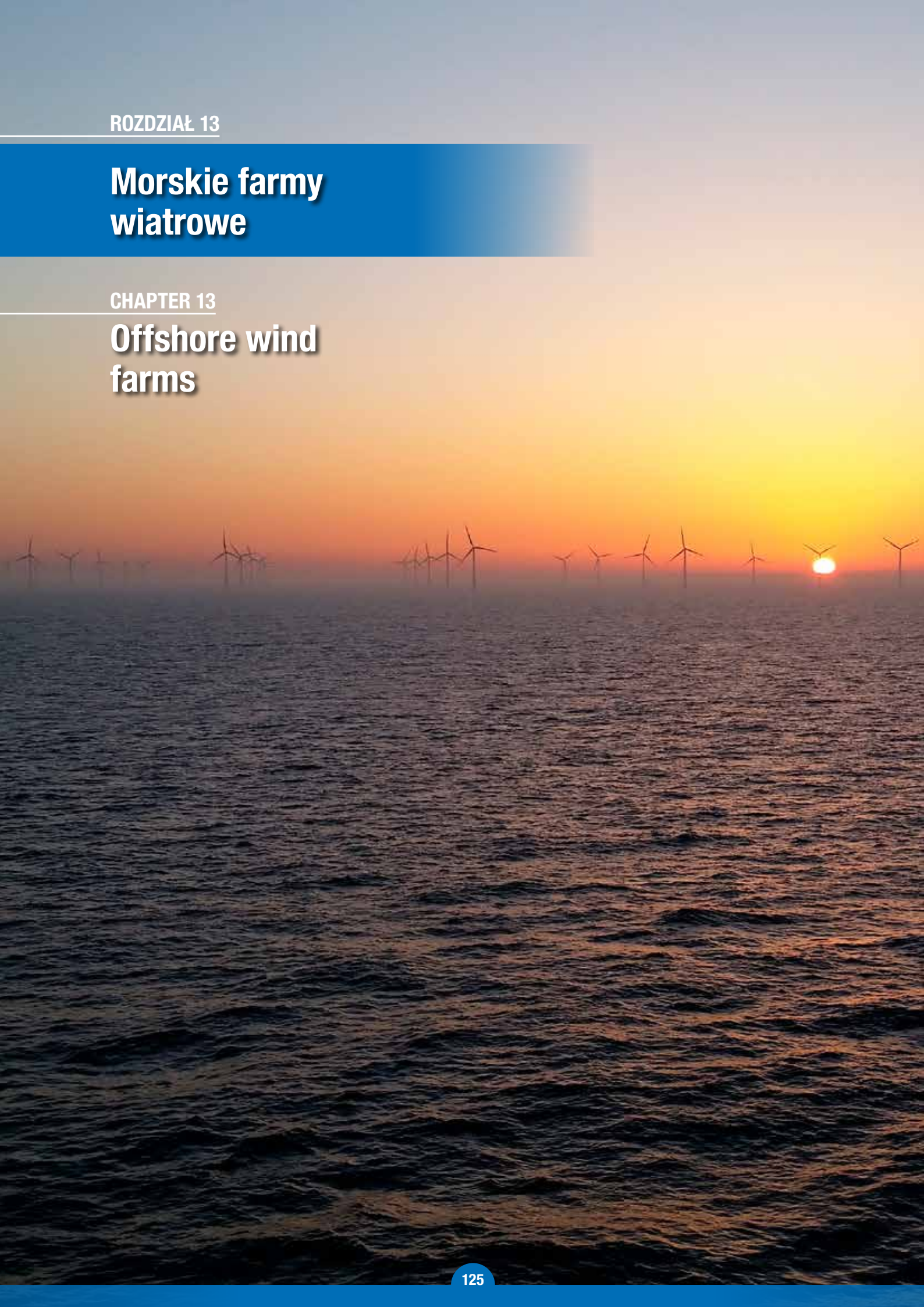
A significant weakness of the package is its relatively relaxed approach to the emissions trading scheme. It is expected that the planned solutions will not result in a quick increase of CO₂ prices, which will slow down the process of replacing existing energy sources with low-emissions ones. However, it should be noted that due to the age of most Polish conventional installations and the risk of non-compliance with the industrial emissions directive, the Polish energy sector requires urgent and strong modernisation, providing a unique opportunity to perform a Polish Energiewende.

The package openly supports a market-oriented approach, promoting a gradual phasing out of support for particular sources. Whereas eliminating support for conventional sources as quickly as possible should be the priority, onshore wind power is also considered a technology nearing grid parity, and an increasingly faster market orientation of this sector should be expected, with increasing pressure on energy prices offered at auctions.

RES will in principle receive priority treatment, but only to the level of 15% of total capacity installed in a given Member State. Poland is close to reaching that level, therefore Polish renewable installations may lose this privilege.

Morskie farmy wiatrowe

Offshore wind farms



Wbrew niektórym twierdzeniom, morska energetyka wiatrowa w Polsce to nie jest dopiero pieśń przyszłości. To rzeczywistość, która już się u nas dzieje.

Do tej pory w Polsce pozytywne decyzje lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych wydano w 37 przypadkach (na ponad 60 złożonych wniosków). Prawomocnych jest obecnie 9 decyzji lokalizacyjnych, które dotyczą projektów o łącznej mocy 8 GW. Z tytułu wydania tych pozwoleń do budżetu państwa wpłynęło od inwestorów już ponad 100 milionów złotych. Natomiast w przypadku 6 projektów (o łącznej mocy ok. 6 GW) wydano prawomocne decyzje lokalizacyjne pozwalające na położenie kabli wyprowadzających moc z farm wiatrowych.

Dwie farmy wiatrowe firmy Polenergia uzyskały już także decyzje środowiskowe. Łączna moc projektów realizowanych na Bałtyku przez Polenergię to 1200 MW. Spółka przewiduje też, że po 2022 i 2025 roku możliwa będzie rozbudowa obu farm, co pozwoliłoby zwiększyć ich moc do w sumie 2400 MW. Z kolei PGE Energia Odnawialna pracuje nad projektem morskiej farmy o mocy ok. 1000 MW i jest na etapie badań środowiskowych.

Morska energetyka wiatrowa jest na tyle innowacyjną i pręźnie rozwijającą się technologią, że cały czas spadają koszty wytworzenia energii elektrycznej z wykorzystaniem siły wiatru na morzu. Najlepiej pokazują to wyniki ostatnich aukcji dla morskich farm wiatrowych przeprowadzanych w takich krajach jak Niemcy, Holandia czy Dania.

Contrary to some opinions, offshore wind power in Poland is not something from a distant future. It is a reality, happening now.

So far, positive location decisions for offshore wind farms have been issued in 37 cases (out of 60 applications filed). 9 location decisions are currently inappellable, issued for projects with a total capacity of 8 GW. Over PLN 100 million was paid already to the Polish state budget by the investors in permit fees. In case of 6 projects (with a total capacity of ca. 6 GW) final location decisions have been issued for laying export cables.

Polenergia's two wind farm projects have already received environmental permits. The total capacity of Baltic Sea projects under development by Polenergia is 1,200 MW. The company also expects that expansion of both wind farms will be possible after 2022 and 2025 respectively, allowing for their capacity to be increased to 2,400 MW in total. PGE Energia Odnawialna is also working on a wind farm project with a capacity of ca. 1,000 MW, currently at the stage of environmental studies.

Offshore wind is an innovative and rapidly developing technology, with continuously decreasing generation costs. This is best demonstrated by recent offshore wind auction results from countries such as Germany, the Netherlands or Denmark.

Wyniki aukcji dla morskich farm wiatrowych i wygrane projekty*:

1. Kriegers Flak (Dania) – 49,90 €/MWh
2. Borselle 1 i 2 (Holandia) – 72,70 €/MWh
3. Borselle 3 i 4 (Holandia) – 54,50 €/MWh
4. The Gode Wind 3 (Niemcy) – 60 €/MWh
5. OWP West i Borkum Riffgrund West 2 (Niemcy) – 0 €/MWh**

* Ceny nie uwzględniają kosztów przyłączenia.

** Energia będzie sprzedawana wyłącznie na warunkach rynkowych.

Results of auction for offshore wind farms and winning projects*:

1. Kriegers Flak (Denmark) – 49.90 €/MWh
2. Borselle 1 and 2 (Netherlands) – 72.70 €/MWh
3. Borselle 3 and 4 (Netherlands) – 54.50 €/MWh
4. Gode Wind 3 (Germany) – 60 €/MWh
5. OWP West and Borkum Riffgrund West 2 (Germany) – 0 €/MWh**

* Prices do not include connection costs

** Energy will be sold purely at market prices

13.1. Otoczenie regulacyjne

Gdy w 2009 r. pod obrady Sejmu trafiła nowelizacja Ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, jej autorzy zakładali, że rozwój morskiej energetyki wiatrowej będzie jednym z kluczowych elementów pozwalającym na osiągnięcie przez Polskę poziomu 15% udziału energii z odnawialnych źródeł w roku

13.1. Regulatory framework

In 2009, when the amendment of the act on Polish maritime areas and maritime administration of 21 March 1991 was discussed by the Polish parliament, its authors expected that offshore wind development would be one of the key factors allowing Poland to reach the level of 15% RES share

2020³². Dziś wiemy już, że z uwagi na skomplikowane otoczenie regulacyjne oraz długotrwały proces deweloperski, przed 2020 rokiem energia z polskich wiatraków na morzu jeszcze nie popłynie.

13.1.1. Główne pozwolenia wymagane dla projektu MFW

Zmiana ustawy o obszarach morskich, która weszła w życie w 2011 r. faktycznie położyła podwaliny pod rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Wprowadzone w życie w 2011 r. zmiany w przepisach regulujących przyznawanie pozwoleń na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp (które są odpowiednikiem decyzji lokalizacyjnej dla inwestycji realizowanych na obszarach morskich), m.in. wydłużyły ważność obowiązywania pozwoleń, wprowadziły transze we wnoszeniu opłaty za wydanie pozwoleń, a także unormowały zasady ich opiniowania. Dzięki znowelizowanym przepisom możliwe było wydanie pozwoleń dla sztucznych wysp dla pierwszych projektów morskich farm wiatrowych. Tym samym inwestorzy osiągnęli istotny sukces w procesie deweloperskim projektów MFW.

Niezależnie od pozwoleń na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, w celu realizacji projektu morskiej farmy wiatrowej konieczne jest również uzyskanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli na morskich obszarach wód wewnętrznych i morza terytorialnego oraz w wyłącznej strefie ekonomicznej. Wydane w latach 2012–2014 pozwolenia dla sztucznych wysp określiły lokalizację dla pierwszych polskich morskich farm wiatrowych. Aktualnie uzyskanie nowych pozwoleń dla sztucznych wysp nie będzie możliwe do czasu przyjęcia w Polsce planów zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej, co zgodnie z wymogami prawa Unii Europejskiej powinno nastąpić do 31 marca 2021 r.³³. Do tego czasu wszelkie toczące się i nowe postępowania administracyjne, wszczynane na podstawie składanych wniosków o wydanie pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich będą zawieszane przez Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej³⁴.

32 Z uzasadnienia do projektu ustawy o zmianie ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (pkt. 4. Oczekiwane skutki społeczne, gospodarcze, finansowe i prawne).

33 Zgodnie z przepisami dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/89/UE z dnia 23 lipca 2014 r. ustanawiającej ramy planowania przestrzennego obszarów morskich.

34 W ogłoszeniu z dnia 3 lutego 2017 roku (<https://www.mgm.gov.pl/ogloszenia>) Minister Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej uzasadnił potrzebę zawieszania postępowań administracyjnych koniecznością utrzymania istniejącego na tych obszarach ładu przestrzennego, niezbędnego do zachowania aktualności ustaleń – sporządzanych przez właściwych dyrektorów urzędów morskich – projektów planów zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej).

in 2020³². However, today we know that due to complex regulatory environment and lengthy development process power from Polish offshore wind farms will not appear before 2020.

13.1.1. Main permits required for offshore wind projects

The amendment of the act on maritime areas, enacted in 2011, has in fact laid the foundations for offshore wind development. Changes in regulations related to issuance of permits for construction and use of artificial islands (equivalent to location decisions for offshore projects) included the extension of validity of permits, introduction of instalments in payments of permit fees, and regulations on issuing opinions on permits. Thanks to the amended regulations it was possible to issue artificial island permits for first offshore wind farm projects. Therefore investors reached the first important milestone in the development process of offshore wind projects.

Regardless of permits for construction and use of artificial islands, in order to develop an offshore wind farm project it is also necessary to obtain a permit to lay and maintain cables in maritime areas of internal waters and territorial sea and in the exclusive economic zone.

Artificial island permits issued in 2012–2014 determined the locations for first Polish offshore wind farms. At present it will not be possible to obtain new artificial island permits until Poland's adoption of spatial development plans for maritime internal waters, territorial sea and exclusive economic zone, which should take place until 31 March 2021 according to European Union law³³. Until that time any new or pending administrative procedures initiated upon applications for permits for construction and use of artificial islands, structures and installations in Polish maritime areas will be suspended by the Ministry of Maritime Economy and Inland Navigation³⁴.

32 From the explanatory notes to the amendment of the act on Polish maritime areas and maritime administration (4. Expected social, economic, financial and legal impacts).

33 According to Directive 2014/89/EU of the European parliament and of the Council of 23 July 2014 establishing a framework for maritime spatial planning

34 In the announcement of 3 February 2017 (<https://www.mgm.gov.pl/ogloszenia>) the Minister of Maritime Economy and Inland Navigation presented a justification for suspending administrative proceedings on the grounds of the need to maintain the spatial order existing in these areas, required to maintain the up-to-date character of draft spatial development plans for inland maritime waters, territorial sea and exclusive economic zone, prepared by relevant directors of Maritime Offices.

Adresaci pozwoleń na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp będą uprawnieni do wykorzystania określonego obszaru morskiego, na zasadach wyłączności, w celu realizacji i eksploatacji inwestycji przez okres do 35 lat (z możliwością wydłużenia o kolejne 20 lat). Należy jednak pamiętać, że jeżeli w okresie 10 lat od dnia wydania pozwolenia podmiot, któremu udzielono pozwolenia, nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości albo części inwestycji (w przypadku przedsięwzięć realizowanych etapowo), organ, który wydał pozwolenie, stwierdza wygaśnięcie tego pozwolenia.³⁵

Aby móc ubiegać się o wydanie pozwolenia na budowę dla MFW, inwestorzy, dla których wydano pozwolenie na sztuczne wyspy (bądź na których pozwolenia zostały przeniesione), powinni wystąpić o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia (tzw. decyzji środowiskowej) dla projektu MFW. Decyzje środowiskowe są wydawane na podstawie przepisów ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, z późniejszymi zmianami. Każda morska farma wiatrowa stanowi przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko.³⁶ Oznacza to, że w trakcie wydawania decyzji środowiskowej dla projektu MFW konieczne jest przeprowadzenie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz przygotowanie raportu z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, a także umożliwienie udziału społeczeństwa w postępowaniu na zasadach określonych w ustawie.³⁷

Decyzja środowiskowa umożliwia złożenie wniosku o wydanie pozwolenia na budowę w ciągu 6 lat od dnia, w którym decyzja środowiskowa stała się ostateczna (dla przedsięwzięć realizowanych etapowo – złożenie wniosku o wydanie pozwolenia na budowę, przy zastrzeżeniu spełnienia określonych warunków, powinno nastąpić w ciągu 10 lat). Terminy te dotyczą

The addressees of artificial island permits will be entitled to exclusively use a specified maritime area for development and operation of their projects for a period of up to 35 years (with possible extension by additional 20 years). It should be noted, however, that if the permit holder fails to obtain a building permit for the project or its part (in case of projects developed in stages) within 10 years of the permit's date of issuance, the body issuing the permit shall declare its expiry.³⁵

However, to be able to apply for a building permit for an offshore wind farm, investors holding artificial island permits should first apply for an environmental permit (official name: decision on environmental conditions for project development) for the farm. Environmental permits are issued under the Environmental Impact Assessment Act (the act of 3 October 2008 on the provision of information on the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments, as amended). Each offshore wind farm is a project that can always significantly impact the environment. This means that during the environmental permit procedure it is necessary to carry out an environmental impact assessment (EIA), to prepare an EIA report, and to allow for public participation in the procedure, under the principles specified in the Act.³⁶ This means that during the environmental permit procedure it is necessary to carry out an environmental impact assessment (EIA), to prepare an EIA report, and to allow for public participation in the procedure, under the principles specified in the Act.³⁷

The environmental permit allows for a building permit to be applied for within 6 years of the day of such environmental permit becoming final (for phased projects the building permit application should be submitted within 10 years, provided that certain conditions are met).

35 Co do zasady, organ stwierdza wygaśnięcie pozwolenia w przypadku nieuzyskania pozwolenia na budowę w okresie 8 lat od wydania pozwolenia na sztuczne wyspy. Jeżeli jednak podmiot, któremu udzielono pozwolenia, nie później niż 60 dni przed upływem 8 lat od dnia wydania pozwolenia złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo, zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę, możliwość wykorzystania pozwolenia zostaje przedłużona na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął 8-letni termin od dnia wydania pozwolenia.

36 §2 ust. 1 pkt 5 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.

37 Te same zasady mają zastosowanie do lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy nominalnej nie mniejszej niż 100 MW. Natomiast lądowe farmy wiatrowe o łącznej mocy poniżej 100 MW należą do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, dla których przeprowadzenie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko jest wymagane, gdy obowiązek jej przeprowadzenia został stwierdzony przez organ prowadzący postępowanie o wydanie decyzji środowiskowej.

35 In principle, an administrative body declares expiration of a permit in case a building permit is not obtained within 8 years of issuance of an artificial island permit. However, if the permit holder submits to the permitting body, no later than 60 days before the expiration of the 8-year period from the issuance of the permit, a clarification in writing accompanied with documents confirming taking all legally required activities aimed at obtaining a building permit, then the possibility to use the permit is extended by the time required to obtain a building permit, no longer than 2 years from the day of expiration of the 8-year period from the issuance of the permit.

36 Par. 2 (1) point 5 of the Regulation of the Council of Ministers of 9 November 2010 on projects with possible significant impact on the environment.

37 The same principles apply to onshore wind farms with a total rated capacity of at least 100 MW. However, onshore wind farms with a total capacity below 100 MW belong to projects that can potentially have a significant impact on the environment, for which an environmental impact assessment is required by the body carrying out the environmental permit procedure.

również ewentualnych zmian pozwolenia na budowę (w zakresie zmian pozwolenia na budowę stosuje się odpowiednio przepisy o wydawaniu pozwoleń na budowę), które to zmiany często następują już w trakcie trwania budowy danej inwestycji.

Uzyskane dla projektu pozwolenie na budowę wygaśnie, jeżeli budowa nie została rozpoczęta przed upływem 3 lat od dnia, w którym decyzja ta stała się ostateczna lub budowa została przerwana na czas dłuższy niż 3 lata. Ponadto, jeśli w ciągu 3 lat od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna nie zostanie rozpoczęta budowa sztucznej wyspy albo w ciągu 5 lat od dnia rozpoczęcia budowy nie zostanie podjęte wykorzystywanie instalacji, wygaśnie także pozwolenie na wznoszenie sztucznej wyspy.

Mnogość terminów dotyczących procesu inwestycyjnego w zakresie morskich farm wiatrowych oraz brak korelacji pomiędzy poszczególnymi terminami powodują niepotrzebne komplikacje i wprowadzają stan niepewności dla inwestora, związany z ryzykiem wygaśnięcia części pozwoleń i związaną z tym niemożliwością osiągnięcia kolejnych etapów procesu inwestycyjnego. Aby ułatwić rozwój branży offshore w Polsce, wskazane jest skorelowanie terminów obowiązywania poszczególnych pozwoleń czy terminów na ich wykorzystanie.

Warto w tym miejscu jeszcze dodać, że po nowelizacjach dokonanych w prawie energetycznym w ostatnich latach umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej może przewidywać termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej nie dłuższy niż 120 miesięcy od dnia zawarcia umowy, co istotnie wpływa na harmonogram realizacji projektu MFW, a także możliwość ubiegania się o wsparcie dla takiego projektu. Na tę chwilę problem ten dotyczy jedynie dwóch podmiotów, które mają zawarte umowy o przyłączenie dla morskich farm wiatrowych. W przyszłości jednak, po odpowiednim wzmocnieniu sieci przesyłowych w północnej części kraju oraz uwolnieniu części mocy przyłączeniowych obecnie zakontraktowanych przez projekty, które mogą nie powstać, pojawi się możliwość wydania warunków przyłączenia oraz zawarcia kolejnych umów na przyłączenie dla projektów MFW. Mając na względzie zdecydowanie dłuższy proces deweloperski w przypadku projektów MFW, należałoby wydłużyć możliwy termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych.

13.1.2. System wsparcia dla MFW

Morskie farmy wiatrowe, które mają powstać w Polsce, co do zasady mogą ubiegać się o wsparcie w ramach systemu aukcyjnego (możliwość przystąpienia do systemu wsparcia dla OZE w postaci zielonych certyfikatów istniała jedynie dla in-

These periods also apply to any possible revisions to the building permit (with regard to building permit revisions, relevant provisions on issuance of building permits are applied), which are common practice during the construction process.

A building permit for the project expires if construction has not been started within 3 years of such permit becoming final or if construction was interrupted for more than 3 years. Moreover, the artificial island construction permit shall also expire if the construction of "artificial island" has not been started within 3 years of the building permit becoming final, or if the installation has not commenced operation within 5 years of the date of commencement of construction.

The multitude of periods applicable to the investment process for offshore wind farms and the lack of correlation between particular deadlines lead to unnecessary complications and causes uncertainty for investors, related to the risk of expiration of part of the permits and resulting in impossibility to complete subsequent stages of the investment process. In order to facilitate the development of offshore wind sector in Poland it is recommended to correlate the validity periods and deadlines of particular permits.

It should be added that after the amendments to the energy law made in recent years the grid connection contract can specify the date of first delivery of electricity from the offshore wind farm to the grid no later than within 120 months from the date of the contract, which significantly affects the development schedule for offshore projects and the possibility to apply for support for such projects. Currently this only applies to the two companies holding grid connection agreements for offshore wind farms. However, in the future, after adequate grid reinforcement in northern Poland and releasing part of connection capacity reserved for projects that may not be built, there will a possibility to issue grid connection conditions and to conclude additional connection contracts for other offshore wind projects. Taking into account the significantly longer development period for offshore projects it is recommended for the deadline for first delivery of electricity to be extended.

13.1.2. Support system for offshore wind

Offshore wind farms to be built in Poland can in principle apply for support under the auction system (the possibility to join the green certificate system existed only for RES installations that started electricity generation by 30 June 2015).

stalacji OZE, które rozpoczęły wytwarzanie energii elektrycznej do 30 czerwca 2016 r.).

System aukcyjny, w przeciwieństwie do systemu zielonych certyfikatów, jest systemem bardziej stabilnym i przewidywalnym, gdyż podmiot wygrywający aukcję, z zastrzeżeniem spełnienia warunków określonych w Ustawie OZE, zapewniając sprzedaż wytworzonej przez siebie energii na poziomie cen rynkowych, ma gwarancję uzyskania przychodów ze sprzedaży energii na stabilnym poziomie przez z góry określony okres. Należy przy tym pamiętać, że uzyskane w wyniku wygrania aukcji OZE prawo do pokrycia „ujemnego salda” dotyczy różnicy pomiędzy: (i) wartością sprzedaży energii elektrycznej obliczonej jako iloczyn energii faktycznie wyprodukowanej i średniej ceny energii elektrycznej obliczonej zgodnie ze wzorem zawartym w Ustawie OZE, a (ii) ceną aukcyjną.³⁸ Przyznawane w wyniku aukcji wsparcie obowiązywać ma przez okres do 15 lat (okres wsparcia dla wszystkich instalacji OZE wygrywających aukcje w danym roku kalendarzowym jest określany w rozporządzeniu Ministra Energii wydawanym minimum 60 dni przed dniem pierwszej w danym roku aukcji).

Dlatego też wprowadzony do polskiego porządku prawnego system aukcyjny ma potencjał, aby umożliwić realizację pierwszych MFW. Niemniej, system ten nie jest systemem wolnym od niedoskonałości, i jeśli morska energetyka wiatrowa w Polsce ma opierać się o wsparcie udzielane w formie aukcji, te mankamenty powinny zostać skorygowane w drodze odpowiednich zmian legislacyjnych.

W pierwszej kolejności zmianie powinny ulec zasady prekwalfikacji do aukcji dla projektów MFW. Zgodnie z ustawą o OZE, na etapie prekwalfikacji do aukcji projekty MFW, jako jedyna technologia OZE, na potrzeby uzyskania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji muszą przedstawić m.in. decyzję środowiskową. Racjonalnym uzasadnieniem dla dodania takiego wymogu w przypadku MFW byłoby umożliwienie inwestorom realizującym projekty MFW uczestnictwa w aukcji na odpowiednio wcześniejszym etapie rozwoju projektu, po uzyskaniu decyzji środowiskowej, a przed uzyskaniem pozwolenia na budowę. (Podejście takie jest wskazane, biorąc pod uwagę fakt, że w przypadku projektów morskich farm wiatrowych proces deweloperski trwa dłużej i jest bardziej kosztowny niż w przypadku innych technologii OZE). Jednocześnie właściciele projektów MFW, którzy wygrają aukcje, będą mieli 72 miesiące od dnia zamknięcia aukcji na wyprodukowanie po raz pierwszy energii elektrycznej z instalacji (przy 48 miesiącach dla innych projektów), co uwzględnia dodatkowy czas na dokończenie fazy deweloper-

³⁸ Patrz także omówienie zasad funkcjonowania systemu wsparcia na str. [...] raportu.

The auction system, contrary to the green certificate system, is a more stable and predictable scheme, as the auction winners, subject to conditions stipulated in the RES Act, have a guarantee of revenue from electricity sales on a stable level for a predetermined period. It should be noted that the right to cover the “negative balance” resulting from the auction win applies to the difference between: (i) the value of electricity sales calculated as the product of electricity actually generated and the average electricity price calculated according to the formula stipulated in the RES Act, and (ii) the auction price.³⁸ The support awarded as a result of auction will be granted for a period of up to 15 years (the support period for all RES installations winning auctions in a given calendar year is specified in the regulation of the Minister of Energy issued at least 60 days before the date of the first auction of the year).

Therefore, the auction system introduced to the Polish legal regime has a potential to facilitate the development of first offshore wind farms. However, the system is not perfect and if offshore wind in Poland is to be based on support awarded at auctions, these shortcomings should be rectified by relevant legislative changes.

The principles of prequalification for offshore wind projects should be changed in the first place. According to the RES Act, offshore wind is the only RES technology required to present an environmental permit during the prequalification procedure in order to obtain a certificate of admission to auction. A reasonable justification for such a requirement to be added for offshore wind would be if investors developing offshore wind projects were allowed to participate in auctions at a relatively earlier stage of the project, after obtaining the environmental permit but before the building permit. (Such an approach is recommended due to the longer and more costly development process for offshore wind compared to other RES technologies.) At the same time, owners of offshore wind projects who have won auctions will have 72 months from the auction closure to generate electricity for the first time in their installations (compared to 48 months for other RES), which includes additional time needed to complete the preparatory phase and obtain the building permit.³⁹ Unfortunately, by not removing the requirement to present a building permit for offshore wind projects during prequalification, the legislator failed to achieve the intended objective

³⁸ See also the description of support system on page [...] of the report.

³⁹ According to the RES Act the maximum support period under the auction system for offshore wind farms lasts until 31 December 2040, whereas for onshore wind farms and other RES the support system will be in place no longer than until 31 December 2035.

skiej i uzyskanie pozwolenia na budowę.³⁹ Niestety, nie usuwając jednocześnie wymogu przedstawienia w prekwalfikacji także pozwolenia na budowę dla projektów MFW ustawodawca sprawił, że cel wprowadzania przywołanych regulacji dedykowanych MFW nie został osiągnięty.

Do rozważenia jest również stworzenie odrębnego koszyka technologicznego dla morskich farm wiatrowych. Wyzwaniem w tym przypadku pozostaje wymóg udzielania wsparcia w trybie konkurencyjnego procesu. W realiach polskiego rynku, w tym ograniczonej liczby projektów morskich farm wiatrowych, które są rozwijane i które będą mogły ubiegać się o wsparcie w ramach aukcji, spełnienie tego warunku będzie możliwe jedynie w przypadku zastosowania innych kryteriów wyboru projektu niż obecnie obowiązujące kryterium najniższej ceny.

Ponadto, należy uznać za zasadne, aby wielkość wsparcia w ramach aukcji, tj. tzw. wolumeny i budżety były określane na co najmniej 3 lata przed terminem odbycia danej aukcji, tak aby dany inwestor wiedział z odpowiednim wyprzedzeniem, czy wsparcie dla realizowanego przez niego projektu jest w ogóle w najbliższej perspektywie czasowej przewidziane, oraz w jakiej wysokości. Postulat ten jest szczególnie istotny dla inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych, gdyż te projekty mają najdłuższy ze wszystkich technologii OZE okres rozwoju inwestycji.

Ostatecznie ustawodawca powinien także przeanalizować możliwość stworzenia mechanizmu udzielania wsparcia morskich farm wiatrowych poza systemem aukcyjnym (co przy spełnieniu określonych warunków wskazanych w „Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020”, wydanych przez Komisję Europejską, zdaje się dopuszczalne). Podsumowując, należy stwierdzić, że istniejące regulacje prawne, dotyczące zarówno systemu aukcyjnego, jak i pozwoleń administracyjnych dla MFW, zawierają wiele rozwiązań dedykowanych MFW, co należy ocenić pozytywnie. Jednakże, aby w umożliwić wykorzystanie potencjału sektora offshore w Polsce, konieczne jest usunięcie istniejących niedociągnięć i wprowadzenie dalej idących zmian, które w sposób prawidłowy uwzględniłyby specyfikę projektów MFW. Niemniej, decyzja czy, w jakim wymiarze oraz kiedy potencjał polskiej energetyki wiatrowej zostanie wykorzystany leży całkowicie w rękach polskiego rządu.

behind the introduction of dedicated regulations for offshore wind.

Another issue to be considered is establishing a separate technology basket for offshore wind farms. The challenge in this case is the requirement to grant support under a competitive process. In the reality of the Polish market, with a limited number of offshore wind farm projects under development that will apply for support in auctions, meeting that requirement will only be possible if project selection criteria other than the current criterion of lowest price are used.

Moreover, the volume of support under auctions, i.e. so-called auction volumes and budgets, should be specified at least 3 years before the auction takes place, so that the investors know in advance whether there is any support planned for their projects in the nearest future and to what amount. This demand is particularly important for investments in offshore wind, as these projects have the longest project development period of all RES technologies.

Finally, the legislator should also consider the possibility to establish a mechanism to support offshore wind farms outside of the auction system (which appears possible after meeting certain conditions indicated in the “Guidelines on state aid for environmental protection and energy 2014–2020”, issued by the European Commission).

In conclusion, existing legal regulations applicable to both the auction system and the administrative permits for offshore wind contain many provisions dedicated to offshore wind, which can be considered positive. However, in order to use the potential of the offshore sector in Poland it is necessary to remove existing shortcomings and introduce further-reaching changes that would adequately take into account the specific features of offshore wind projects. Nevertheless, the decision on if, to what extent and when the potential of Polish wind energy sector and related industries will be tapped lies fully in the hands of the Polish government.

³⁹ Zgodnie z ustawą o OZE, maksymalny termin, w jakim można będzie uzyskać wsparcie w ramach systemu aukcyjnego dla morskich farm wiatrowych to 31 grudnia 2040 r., podczas gdy dla lądowych farm wiatrowych i pozostałych OZE system ma funkcjonować nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 r.

Grzegorz Kaźmierski

Senvion Polska Sp. z o.o.

Firma Senvion już od dłuższego czasu analizuje możliwości rozwoju energetyki morskiej na Bałtyku, który ze względu na bardzo dobre warunki naturalne (m.in. wiatr, głębokość i prądy) posiada spory potencjał, który może uczynić Polskę europejskim liderem morskiej energetyki wiatrowej. Obecnie rozwijane projekty potwierdzają ten potencjał, pokazując szansę na wybudowanie do 2030 roku farm o mocy 6 000 MW. Dla Polski to również szansa na rozwój przemysłu stoczniowego, stalowego oraz energetycznego.



Senvion has been analyzing the possibility to develop offshore wind power in the Baltic Sea, which due to very good natural conditions (wind, depth, currents) has a significant potential that can turn Poland into a European leader in offshore wind. The current projects in development are a confirmation of that potential, demonstrating a chance to build 6,000 MW in wind farms by 2030. For Poland it is also an opportunity for development of the shipbuilding, steel and energy industry.

13.2. Kiedy i gdzie zobaczymy morskie farmy wiatrowe w Polsce

Ponad 2000 MW – taką łączną moc będą miały dwa projekty morskiej energetyki wiatrowej [dalej: MEW] rozwijane obecnie na Bałtyku przez Polską Grupę Energetyczną oraz Polenergię. Tym oraz każdym kolejnym projektem lokalizowanym w naszym regionie sprzyjają warunki naturalne takie jak wiatr, głębokość, zasolenie oraz brak pływów, prądów morskich czy znacznego zafalowania.

Polenergia pod koniec lipca 2016 r. uzyskała pierwszą decyzję środowiskową a w kwietniu 2017 r. drugą decyzję środowiskową dla swojej farmy Bałtyk Środkowy III o mocy 1200 MW. Farma będzie zlokalizowana 23 kilometry na północ od linii brzegowej, na wysokości Łeby. Również PGE w swojej nowej strategii mówi o budowie farmy morskiej Baltica o mocy 1050 MW; PGE obecnie ubiega się o wydanie decyzji środowiskowej dla swojego projektu. Obydwie firmy podpisały z PSE umowy przyłączeniowe.

Oprócz PGE i Polenergii pozwolenia lokalizacyjne (pozwalające na budowę farm o łącznej mocy do 8000 MW) uzyskało też trzech innych inwestorów. Te elektrownie mogłyby powstać na polskich wodach morskich do lat 2025–2030, a nakłady inwestycyjne potrzebne na ich uruchomienie, wyceniane na kwotę 70 miliardów złotych, płynęłyby z wielu źródeł.

13.2. When and where will we see offshore wind farms in Poland

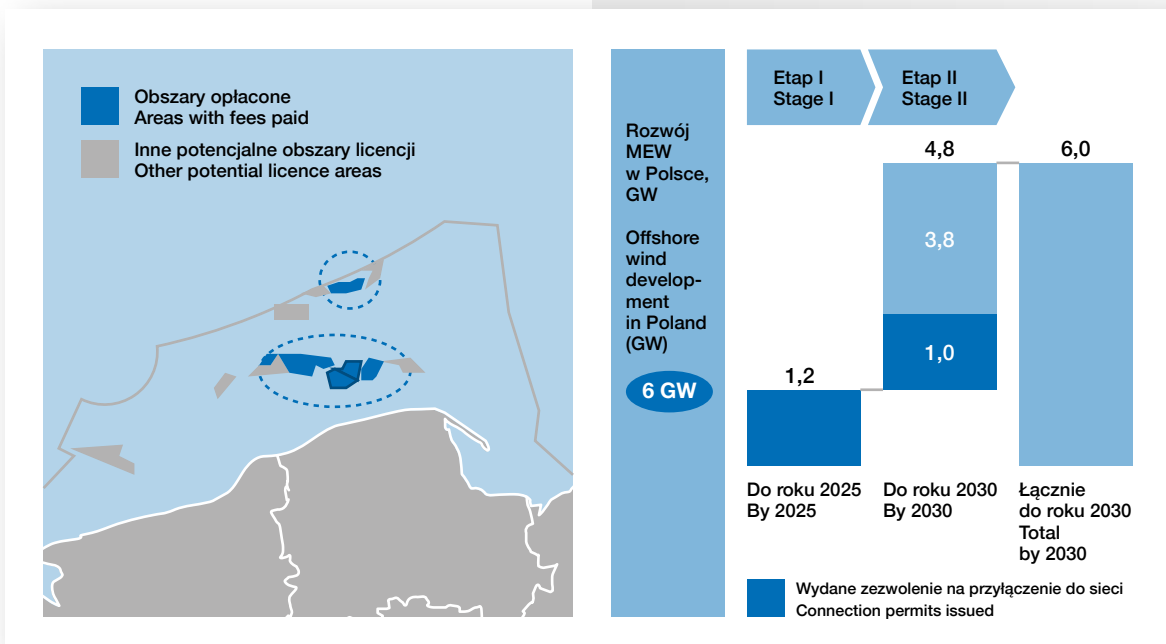
Over 2,000 MW – such will be the total capacity of the two offshore wind projects currently being developed in the Baltic Sea by PGE (Polish Energy Group) and Polenergia. These and any other future projects located in our region will benefit from favourable conditions such as wind, depth, salinity, lack of tides, currents or significant wave action.

At the end of July 2016 Polenergia obtained the first, and in April 2017 the second environmental permit for its 1,200 MW Bałtyk Środkowy III offshore wind farm, to be located 23 kilometres north of the coast, near the town of Łeba. PGE's new strategy also includes a clear statement on the construction of its Baltica offshore wind farm with a capacity of 1,050 MW; the company is currently applying for an environmental permit for its project. Both companies have signed connection agreements with PSE, the Polish transmission operator.

Apart from PGE and Polenergia, three other investors have obtained location permits (allowing for construction of wind farms with a total capacity of up to 8,000 MW). All these wind farms could be built in Polish maritime waters by 2025–2030, and the investment expenditures required for their completion, estimated at PLN 70 billion, would come from many sources.

↩️ Potencjał zainstalowania w Polsce 6 GW mocy do 2030 roku przy już wydanych zezwoleniach na przyłączenie 2,2 GW do sieci

↩️ Potential for connecting 6 GW offshore capacity by 2030 with already issued permits to connect 2.2 GW to the grid



Źródło: „Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce – perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę”, McKinsey, 2016 na podstawie danych PGE i Polenergii.

Source: „Developing offshore wind power in Poland. Outlook and assessment of local economic impact”, McKinsey, 2016, based on data from PGE and Polenergia.

13.3. Potencjał rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

Dzięki inwestycjom w rozwój morskich farm wiatrowych mamy szansę pobudzić wzrost gospodarczy i rozwój nie tylko samej branży OZE. Eksperti szacują, że ogromna część z 70 miliardów złotych wydanych przez inwestorów na wybudowanie planowanych 6 GW może pozostać w Polsce.

13.3. Development potential of offshore wind power in Poland

Thanks to investments in offshore wind farms Poland has an opportunity to boost economic growth and develop other industries apart from the RES sector. Experts estimate that a significant part of the PLN 70 billion to be spent by investors to build the planned 6 GW of capacity may remain in Poland.

Według modelu firmy McKinsey, morska energetyka wiatrowa do 2030 roku może:

- dodać do polskiego PKB nawet 60 mld zł;
- pomóc stworzyć 77 000 nowych miejsc pracy, zwłaszcza w regionach nadmorskich;
- zasilić budżet państwa i samorządów lokalnych kwotą rzędu 17 mld zł.

According to McKinsey’s model, by 2030 offshore wind power can:

- add up to PLN 60 billion to the Polish GDP,
- create 77,000 new jobs, mostly in coastal regions,
- generate approx. PLN 17 billion in tax revenues for the central and local budgets.

Od dawna wiadomo, że offshore na Bałtyku ma duży potencjał. Przeprowadzane we wcześniejszych latach analizy wskazywały jednak na nieco mniejsze liczby, dlatego wyliczenia McKinsey & Company, zakładające, że do 2030 roku w Polsce

It has long been known that the Baltic Sea holds a huge potential for offshore wind. However, analysis from previous years resulted in relatively lower figures, so the calculations made by McKinsey & Company, demonstrating that as much as 6 GW

powstać może aż 6 GW mocy pochodzącej z morskich elektrowni wiatrowych, powinny zachęcić decydentów do rozwijania tej branży i do otoczenia przemysłu związanego z budową takich farm szczególną opieką.

Rozwój MEW przypada na okres, gdy Polska broni też swojej energetyki węglowej przed atakami ze strony Komisji Europejskiej. Natomiast rozwój morskich farm jest sposobem na otwarcie nowego pola negocjacyjnego z Komisją i pokazanie poparcia dla polityki KE w zakresie obniżania łącznej emisji CO₂ oraz odnawialnych źródeł energii.

Powoli głównym wyzwaniem stojącym przed morską energetyką wiatrową przestaje być jej obecny poziom kosztów, który szybkimi krokami zbliża się do poziomu kosztów innych technologii produkcji energii elektrycznej. W 2015 r. uśredniony koszt wytworzenia energii (LCOE⁴⁰) dla morskiej energetyki wiatrowej wynosił 153 euro/MWh, w porównaniu z 117 euro/MWh dla fotowoltaiki oraz 64 euro/MWh dla lądowej energetyki wiatrowej. Jednak już w 2016 r. średni LCOE dla MEW zmalał do poziomu ok. 115 euro/MWh. Warto zauważyć, że tak znaczący spadek uśrednionego kosztu wytworzenia energii nastąpił, mimo iż morska energetyka wiatrowa jest

of offshore wind capacity can be built in Poland by 2030 should encourage the decision-makers to develop this sector and pay special attention to the industry related to offshore wind farm construction.

Offshore wind development coincides with a period when Poland defends its coal-based power industry from the European Commission's attacks. The development of offshore wind farms is a way to open a new field of negotiations with the Commission and to show support for the Commission's policy on reduction of CO₂ emissions and development of renewables.

The current cost level for offshore wind is rapidly decreasing and becoming closer to other power generation technologies, so it gradually ceases to be the main challenge for the industry. In 2015 the levelized cost of electricity (LCOE⁴⁰) for offshore wind was 153 EUR/MWh, compared to 117 EUR/MWh for photovoltaics and 64 EUR/MWh for onshore wind power. However, in 2016 average LCOE for offshore wind dropped to approx. 115 EUR/MWh. It should be noted that such a significant drop in average cost of electricity generation took place despite offshore

Krzysztof Tyszkiewicz

Wiceprezes PSEW
Vice-President, PWEA

Nowa moc pochodząca z projektów, które mogą powstać w polskiej części Bałtyku, wpłynie też pozytywnie na rynek pracy. Według szacunkowych danych realizacja planowanych projektów będzie się wiązać z powstaniem nawet 77 tysięcy dodatkowych miejsc pracy. Pracownicy będą potrzebni na terenie całego kraju, a więc zarówno w przemyśle stoczniowym czy hutniczym, jak i w transporcie, budownictwie czy też górnictwie. 27 tys. miejsc pracy może zostać stworzonych bezpośrednio, a 55 tys. w sposób pośredni oraz indukowany. Pozostałe miejsca pracy mogą powstać w obszarze eksploatacji i utrzymania morskich farm wiatrowych.



New capacity in projects that can be built in the Polish part of the Baltic Sea will also have a positive impact on the labour market. According to estimates, the development of planned projects will result in up to 77,000 new jobs. Employees will be needed across the country, both in shipbuilding and steel industry, but also in transport, construction and mining. 27,000 new jobs can be created directly, and 55,000 in an indirect or induced manner. Additional jobs may also appear in operation and maintenance of offshore wind farms.

40 LCOE (levelized cost of energy) – Uśredniony koszt energii elektrycznej (nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne, koszty wycofania z eksploatacji), podzielony przez łączną zdyskontowaną wyprodukowaną energię elektryczną w MWh.

40 LCOE (levelized cost of energy) – average cost of electricity (capital expenditures, operation costs, decommissioning costs) divided by the total discounted electricity produced in MWh.

stosunkowo młodym sektorem. Obecny spadek kosztów to jednak jeszcze nie koniec. Wyniki ostatnio rozstrzyganych aukcji dla nowych projektów ofshore w Niemczech, Danii czy Holandii pokazują, że główni gracze na rynku już przełamali magiczny średni koszt wytworzenia energii na poziomie 100 euro/MWh dla projektów, które mają być budowane w najbliższych latach.

Powstanie morskich farm wiatrowych może także przynieść do roku 2030 nawet 17 miliardów złotych wpływów podatkowych. W większości chodzi o VAT oraz CIT związane z działalnością przedsiębiorstw w Polsce. Niemal 2 miliardy złotych może też zasilić budżet państwa z tytułu podatku PIT oraz opłaty lokalizacyjnej.



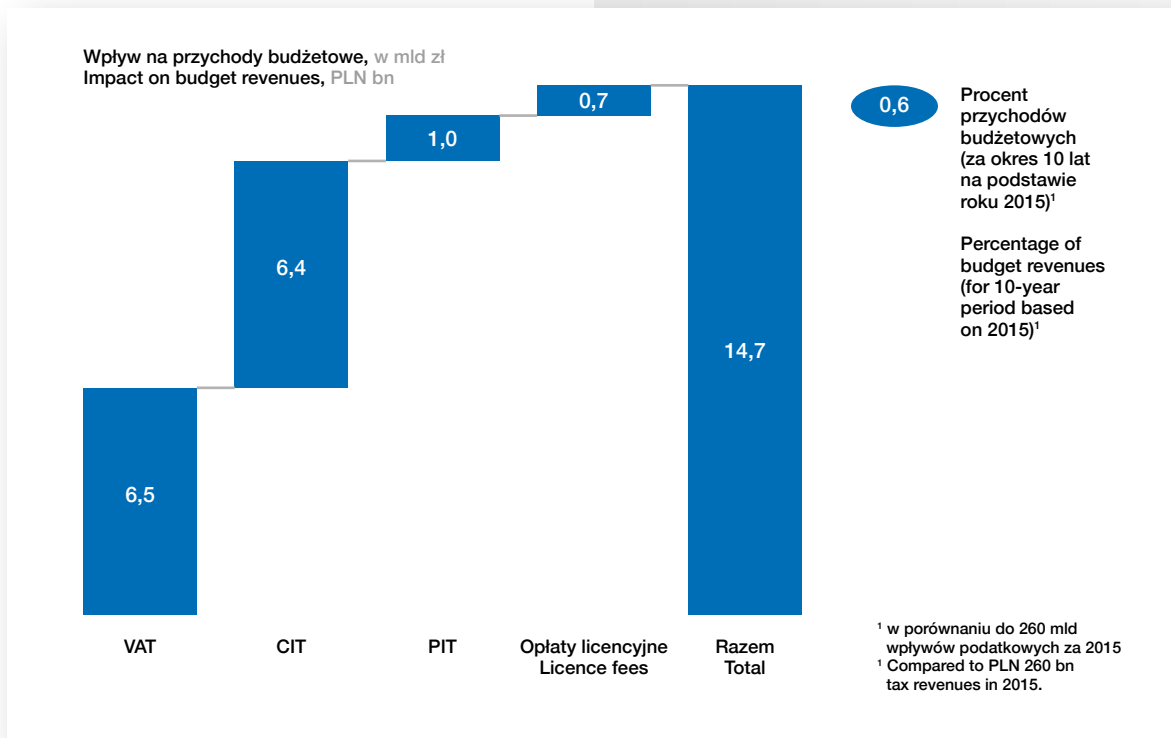
Rozwój morskiej energetyki w Polsce może przynieść 15 mld zł wpływu do budżetu w formie podatków i opłat

wind being a relatively young industry. However, the current cost reduction is not the end. The results of recent auctions for new offshore projects in Germany, Denmark or Netherlands show that the main market players have already broken the 100 EUR/MWh barrier for projects planned for construction in the coming years.

Development of offshore wind farms can generate as much as PLN 17 billion in tax revenues by 2030, mainly from VAT and CIT arising from business activities in Poland. Almost PLN 2 billion could flow into the state budget from personal income tax (PIT) and location fees.



Offshore wind development in Poland can bring PLN 15 bn budget revenues in taxes and fees



Źródło: „Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce – perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę”, McKinsey.

Source: „Developing offshore wind power in Poland. Outlook and assessment of local economic impact”, McKinsey, 2016, based on data from PGE and Polenergia.

Na dodatkowe 60 mld zł produktu krajowego brutto składa się: 21 mld zł wpływu bezpośredniego wygenerowanego inwestycjami, 22 mld zł wpływu pośredniego, czyli wygenerowanego dzięki powstaniu łańcucha wartości oraz 17 mld zł wpływu indukowanego oznaczającego wartość wygenerowaną w pozostałych gałęziach gospodarki. Te 60 miliardów złotych można też ukazać z innej strony. Na tę kwotę składają się bowiem: niemal 47 miliardów złotych wygenerowane przez przygotowanie oraz realizację inwestycji

The additional GDP of PLN 60 billion would consist of: PLN 21 billion in direct impact generated by investments, PLN 22 billion in indirect impact from development of value chain, and PLN 17 billion in induced impact, i.e. a value generated in other sectors of the economy. The PLN 60 billion can also be presented from a different perspective. This amount comprises: almost PLN 47 billion to be generated in project preparation and development, and PLN 13 billion resulting from additional

i 13 mld zł wynikające z dodatkowego eksportu zrealizowanego przez zlokalizowane w Polsce przedsiębiorstwa z łańcucha wartości morskiej energetyki wiatrowej, z działalności operacyjnej i utrzymaniowej morskich farm wiatrowych oraz z inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną na lądzie.

13.3.1. Rozwój lokalny

Korzyści związane z morską energetyką wiatrową wpłyną nie tylko na budżet państwa czy reindustrializację, ale dotrą też do poszczególnych województw. W pierwszej kolejności zyskają oczywiście regiony nadmorskie, które mają szansę na przyciągnięcie przemysłu i inwestycji związanych z morską energetyką wiatrową, a tym samym zmniejszenie bezrobocia.

Bezpośredni wpływ na PKB województw pomorskiego i zachodniopomorskiego do 2030 roku może łącznie przekroczyć 7 mld zł, czyli około 0,5% skumulowanego dziesięcioletniego PKB dla tych regionów. Ponadto może powstać ponad 10 tysięcy nowych miejsc pracy, co stanowi prawie 7% łącznej liczby bezrobotnych (lub 9,6%, wliczając również pośrednie oraz indukowane miejsca pracy).

Wpływ gospodarczy MEW w województwach pomorskim i zachodniopomorskim w latach 2020-2030 – ponad 11 mld PKB i ponad 15 tys. miejsc pracy

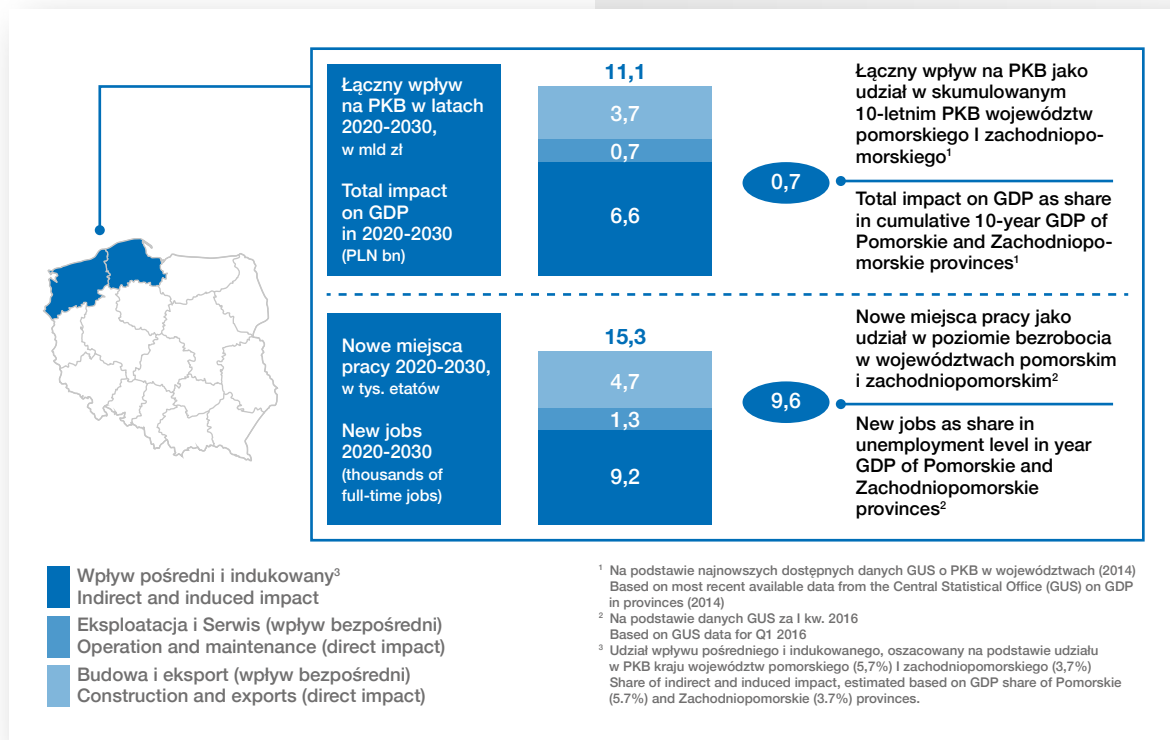
exports by companies based in Poland operating in the offshore wind value chain, from O&M for offshore wind farms, and from investments in on-shore electricity assets.

13.3.1. Local development

The benefits from offshore wind will affect not only the state budget or reindustrialization, but will also reach particular provinces. Coastal regions will be the first to enjoy such benefits, with opportunities to attract industries and investments related to offshore wind power, resulting in reduction of unemployment.

The total direct impact on the GDP of Pomorskie and Zachodniopomorskie provinces could be in excess of PLN 7 billion by 2030 – roughly 0.5% of the cumulative ten-year GDP for these provinces. Moreover, in excess of 10,000 new jobs could be created, i.e. nearly 7% of total unemployment (or 9.6% if indirect and induced jobs are also included).

Economic impact of offshore wind in Pomorskie and Zachodniopomorskie provinces in 2020-2030 – over PLN 11 bn of GDP and over 15,000 jobs



Źródło: „Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce – perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę”, McKinsey.

Source: „Developing offshore wind power in Poland. Outlook and assessment of local economic impact”, McKinsey, 2016, based on data from PGE and Polenergia

Zakłada się, że morskie farmy wiatrowe są eksploatowane przez około 20 lat. W tym okresie serwisowaniem, monitorowaniem i naprawami morskich farm wiatrowych w Polsce o łącznej mocy 6000 MW zajmować się może ponad 1200 osób. Kolejny tysiąc miejsc pracy powstać może w branżach obsługujących morskie farmy – usługach portowych, transporcie czy też serwisie okrętów. Oznaczałoby to szansę na znaczny spadek bezrobocia dla potencjalnych portów operacyjnych: Władysławowa, Ustki, Darłowa, Łeby i Kołobrzegu.

13.3.2. Korzyści w łańcuchu dostaw

Ważny argument stanowić mogą w tej kwestii przykłady z innych krajów. Pokazują one wyraźnie, że mądrze skonstruowane prawo i odpowiedni system łańcucha dostaw dla offshore mogą dać gospodarce kraju gospodarza duże korzyści w momencie zastrzeżenia tzw. local contentu, czyli konieczności zaangażowania w inwestycje elementów gospodarki lokalnej. W przypadku morskich farm wiatrowych mamy bowiem do czynienia nie tylko z technologiami importowanymi, ale także – ze względu na materiałochłonność – z potrzebą zwiększenia lokalnej produkcji.

Dzięki polskiemu offshore'owi zyskać może zatem też przemysł ciężki i wydobywczy, w tym m.in. takie branże jak hutnicza, budowlana czy górnicza. Uważa się bowiem, że w skali całej inwestycji nowoczesne technologie odpowiadają tylko za 30% nakładów. Natomiast dwa główne surowce wykorzystywane do budowy morskich farm wiatrowych to stal (przede wszystkim do wież i fundamentów) oraz miedź (do kabli wewnętrznych oraz eksportowych). Rozwój morskich farm wiatrowych w Polsce do roku 2030 może stać się największym projektem stalochłonnym ostatnich lat. Przeprowadzone analizy mówią, że wybudowanie planowanych wiatraków o mocy 6 GW pochłonie milion ton stali, czyli tyle, ile 800 kilometrów autostrad. Może to zwiększyć popyt na produkty wielu polskich hut stali. Dodatkowo do 2030 r. potrzebne będzie też na kable prawie 30 tysięcy ton zwojów miedzianych wartych od 0,5 do 1 mld zł. Polski przemysł stanął więc przed wielką szansą.

Udział w rynku morskiej energetyki wiatrowej już teraz pozwoli polskim firmom kreować trend redukcji kosztów. Tym samym w momencie, gdy będzie zapadać decyzja o kontraktach na dostawców dla MEW, będą one w stanie rywalizować z zagranicznymi konkurentami.

Offshore wind farms are expected to operate for approx. 20 years. During this period, the servicing, monitoring and repairs of offshore wind farms in Poland with a total capacity of 6,000 MW could employ more than 1,200 people. A further 1,000 jobs could be created in the industries supporting offshore wind farms – port services, transportation, and service of vessels. This would create an opportunity for a significant reduction of unemployment in potential operating ports: Władysławowo, Ustka, Darłowo, Łeba and Kołobrzeg.

13.3.2. Value chain benefits

Examples from other countries can be an important argument in that respect. They clearly show that wisely designed law and adequate value chain system for offshore wind can bring significant benefits to the host country if “local content” (i.e. a certain level of involvement from local businesses in offshore projects) is required. Offshore wind is not just about imported technologies – due to high material consumption there is also a need to boost local production.

Polish offshore wind can thus bring benefits to heavy industries, including sectors such as steel, construction and mining. It is estimated that modern technologies amount to only 30% of project expenses. Two main raw materials used in offshore wind farm construction are steel (primarily for towers and foundations) and copper (for inter-array and export cables).

Offshore wind development in Poland until 2030 may become one of the largest projects in terms of steel consumption. Analysis shows that the construction of planned wind turbines with a capacity of 6 GW would require 1 million tonnes of steel, i.e. as much as 800 kilometres of motorways. It could boost demand for products from many Polish steelworks. Additionally, almost 30,000 tonnes of copper coils, worth PLN 0.5-1 billion, would be needed by 2030. The Polish industry is therefore facing an enormous opportunity.

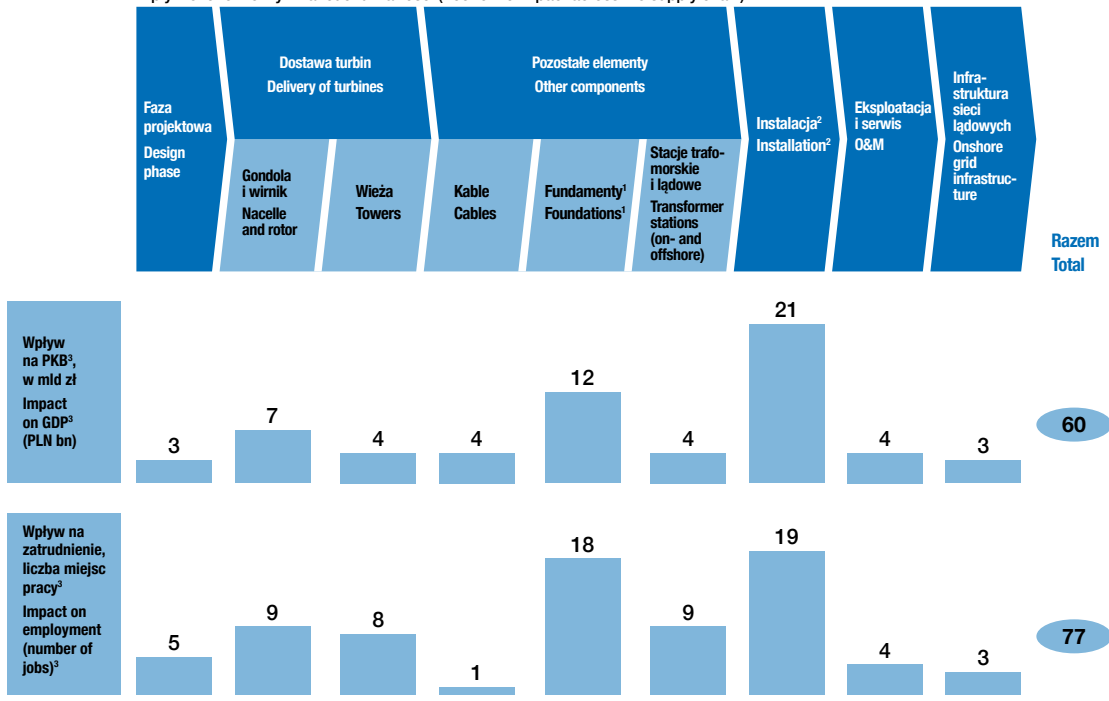
Participation in the offshore wind power market will help Polish companies generate a trend towards cost reduction already today. Therefore, when the decision is to be made on selection of suppliers for their offshore projects, they will be able to compete with foreign companies.

Wpływ ekonomiczny w całym łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej

Economic impact across the supply chain for offshore wind

Instalacja farm wiatrowych i produkcja fundamentów to dwa główne elementy łańcucha dostaw, decydujące o wpływie MEW na gospodarkę. Wind farm installation and foundation manufacturing are the two main supply chain components determining the impact of offshore wind on the economy.

Wpływ ekonomiczny w łańcuchu wartości (Economic impact across the supply chain)



¹ W tym elementy przejściowe (ang. transition piece) - Including transition pieces (TP)
 ² Fundamenty, turbiny, kable i porty - Foundations, turbines, cables and ports
 ³ Wpływ bezpośredni, pośredni i indukowany - Direct, indirect and induced impact

Źródło: „Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce – perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę”, McKinsey.

Source: „Developing offshore wind power in Poland. Outlook and assessment of local economic impact”, McKinsey, 2016, based on data from PGE and Polenergia.

13.3.3. Szanse dla stoczni

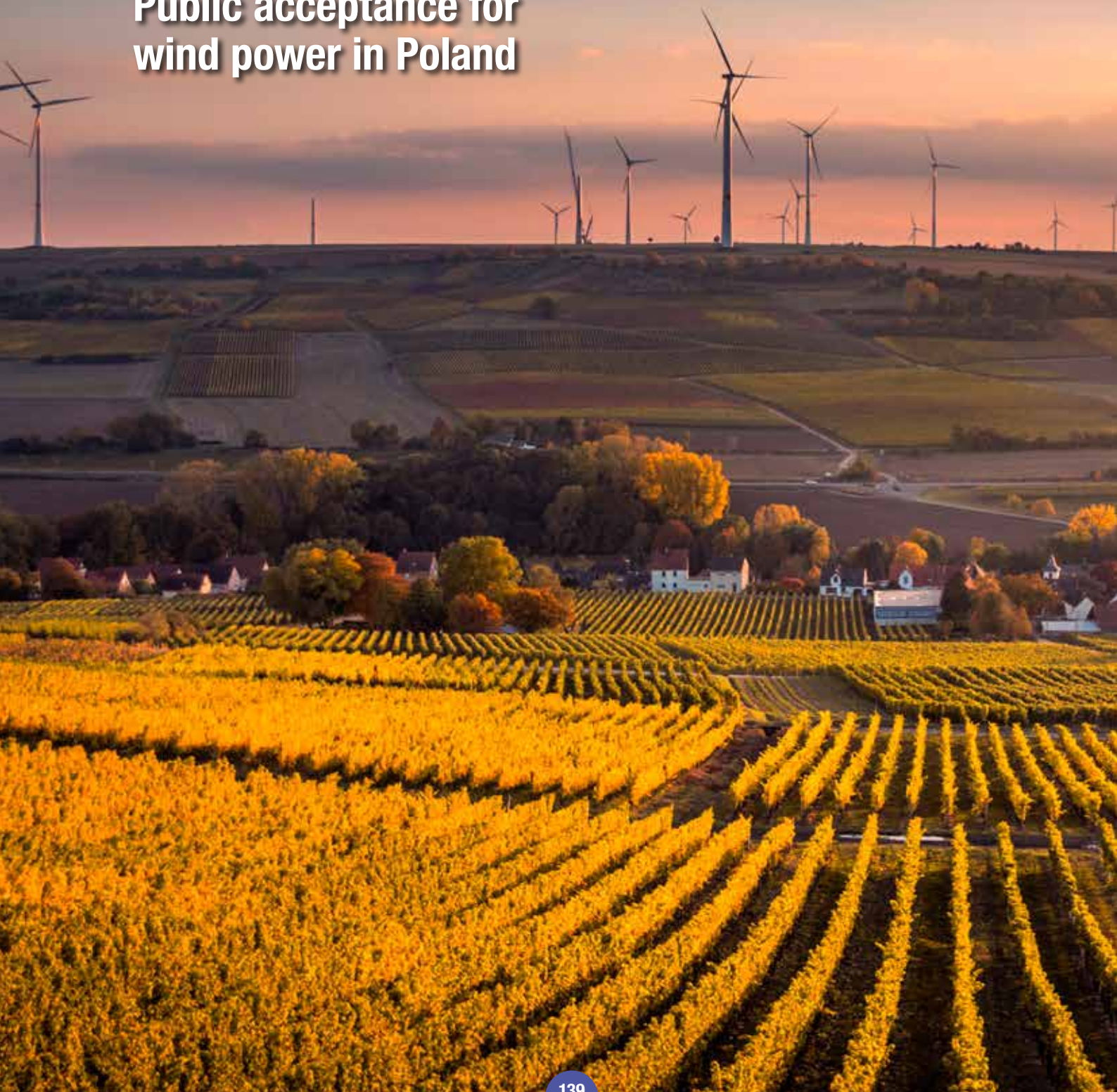
Rozwój morskiej energetyki wiatrowej stanowić może także renesans przemysłu stoczniowego. Sektor ten ma szansę produkować coraz więcej nie tylko statków wymaganych do instalacji oraz obsługi farm, ale także kluczowych elementów samych farm – wież, turbin czy fundamentów. Można nawet powiedzieć, że łańcuch wartości dla fazy instalacji rozpoczyna się od stoczni, która buduje statek przeznaczony do obsługi morskich farm wiatrowych. Potencjał morskiej energetyki wiatrowej jest ogromny, choć wciąż niedoceniany. Wyraźny głos ekspertów w tej kwestii rozwiewa wątpliwości, ukazując skalę wielorakich korzyści płynących z inwestycji w morskie farmy wiatrowe. Offshore jest więc realną i poważną szansą nie tylko na nową moc potrzebną w systemie elektroenergetycznym, ale i na poważne wzmocnienie wielu gałęzi polskiej gospodarki.

13.3.3. Opportunities for shipyards

Developing offshore wind could also bring a renaissance in the shipbuilding sector. The sector could potentially build not only vessels required for installing and operating wind farms, but also key components of wind farms themselves – towers, turbines and foundations. It can even be said that the value chain for the installation phase starts with the shipyard building the vessel to be used for construction and servicing of offshore wind farms. The potential of offshore wind power is enormous, but still underestimated. A clear voice from experts dispels doubts, showing the scale of various benefits arising from investments in offshore wind farms. Offshore wind is a real and serious opportunity not only for new capacity needed in the power system, but also for a significant boost for many sectors of the Polish economy.

Akceptacja społeczna dla energetyki wiatrowej w Polsce

Public acceptance for wind power in Poland



Bardzo ważnym aspektem wpływającym na postrzeganie energetyki wiatrowej jest akceptacja społeczna dla tej technologii. Przeciwnicy wiatraków od lat posługują się podobnymi twierdzeniami, z których wiele jest przerysowanych, a część bywa po prostu nieprawdziwa. Protesty przeciwko energetyce wiatrowej w większości przypadków wynikają z braku dostępu do rzetelnych informacji i opracowań. Poziom akceptacji opinii publicznej dla energetyki wiatrowej jest jednak wysoki, co potwierdziły liczne badania opinii przeprowadzone w 2015 i 2016 r., w tym zamówione przez PSEW w CBM Indicator⁴¹ badania dotyczące postrzegania i stosunku do energetyki wiatrowej w porównaniu z innymi źródłami energii, czy też raport CBOS opracowany przy współpracy z Collegium Civitas w roku 2016.

Badanie przeprowadzone przez CBOS pokazało stosunek Polaków do odnawialnych źródeł energii i polityki energetycznej państwa, natomiast badanie Indicator miało też pokazać, czy są istotne różnice w stosunku do energetyki wiatrowej w zależności od preferencji politycznych badanych. Sondaż przeprowadzono metodą Mixed-mode – CAWI (ankieta on-line) + CATI (wywiad telefoniczny wspomagany komputerowo) w dniach 10–26 czerwca 2015 r. na ogólnopolskiej próbie reprezentatywnej ze względu na płeć, wiek, wielkość miejscowości i województwo.

14.1. Polacy o OZE w 2016 roku

Przeprowadzone w 2016 r. badanie CBOS⁴² pokazało wzrost zaufania dla OZE. W badaniu analizowana była kwestia społecznego zaufania do poszczególnych źródeł energii również pod kątem ich bezpieczeństwa oraz perspektywiczności. Najwyższe wskaźniki zaufania w obydwu wymiarach – ponad 80% – uzyskały odnawialne źródła energii.

41 CBM Indicator istnieje od 1990 r. i jest jedną z najdłuższych działających w Polsce agencji badawczych. Założyciele oraz wielu pracowników firmy to osoby związane ze środowiskiem akademickim. CBM Indicator od kilkunastu lat poddaje się też audytowi jakości w ramach Programu Kontroli Jakości Pracy Ankieterów i co roku otrzymuje certyfikaty na wiele kategorii badań. Certyfikat na 2015 r. obejmował 5 kategorii: badania PAPI, CAPI, CATI, CAWI i jakościowe.

42 „Polacy o źródłach energii, polityce energetycznej i stanie środowiska”, pod red. M. Gwiazdy i P. Ruszkowskiego, CBOS, Warszawa, 2016.

One very important aspect affecting the perception of wind power is public acceptance for this technology. For many years opponents of wind power have been using similar statements, some of which are exaggerated, and some are simply false. Protests against wind power result in most cases from lack of access to reliable information and research papers. However, the level of acceptance for wind power is high, as demonstrated by numerous public opinion polls of 2015 and 2016, including the CBM Indicator⁴¹ survey on perception and attitude towards wind power compared to other energy sources, commissioned by the PWEA, or the CBOS report developed jointly with Collegium Civitas in 2016.

The CBOS survey has shown the Poles' attitude towards renewable energy sources and the state's energy policy, whereas the Indicator survey was intended to show whether there are significant differences in attitude towards wind power depending on the respondents' political preferences. The survey was carried out using mixed mode – CAWI (online questionnaire) and CATI (Computer-Assisted Telephone Interview), on 10–26 June 2015, with a nationwide sample representative for sex, age, size of locality and province.

14.1. Poles on RES in 2016

The CBOS survey⁴² carried out in 2016, showed an increase in confidence in RES. The survey also analyzed the issue of public confidence in particular energy sources with regard to their security and prospects. The highest confidence indicators in both respects – over 80% – were achieved by renewable energy sources.

41 Established in 1990, CBM Indicator is one of Poland's oldest opinion poll agencies. The founders and many of the firm's employees are associated with the academia. CBM Indicator has been audited for quality as part of the Pollster's Work Quality Control Programme for more than ten years now and the firm receives certificates for many survey categories every year. The certificate for 2015 comprised five categories of research: PAPI, CAPI, CATI, CAWI and quality surveys.

42 „Poles on energy sources, energy policy and environmental conditions”, edited by M. Gwiazda and P. Ruszkowski, CBOS, Warsaw, 2016

Spoleczna ocena źródeł pozyskiwania energii

Public perception of energy generation sources

Wymiary ocen Score	Źródła pozyskiwania energii Energy generation sources									
	Węgiel Coal		Ropa naftowa Oil		Gaz ziemny Natural gas		Paliwo jądrowe Nuclear		OZE RES	
	Odsetki ocen pozytywnych i zmiany w stosunku do 2015 r. Percentages of positive opinions and changes from 2015									
Bezpieczeństwo Security	52	-10	47	-14	60	-1	24	+6	87	+1
Perspektywiczność Prospects	29	-10	38	-18	55	-11	52	+1	82	+2

Źródło: „Polacy o źródłach energii, polityce energetycznej i stanie środowiska”, pod red. M. Gwiazdy i P. Ruszkowskiego, CBOS, Warszawa, 2016.

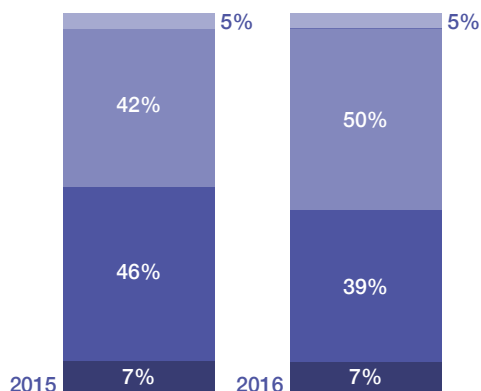
Source: „Poles on energy sources, energy policy and environmental conditions”, edited by M. Gwiazda and P. Ruszkowski, CBOS, Warsaw, 2016.

W stosunku do poprzednich badań z 2015 r. (przeprowadzanych również przez CBOS) także znacząco zwiększyło się poparcie dla ukierunkowania polityki energetycznej na źródła odnawialne (o 8 punktów procentowych).

Compared to previous surveys of 2015 (also carried out by CBOS), the support for directing the energy policy towards renewables has also risen (by 8 percentage points).

Czy uważa Pan(i), że obecnie należy skoncentrować się na rozwoju:

Do you believe that the current focus should be on the development of:



- Nieodnawialnych źródeł energii (paliwa jądrowego, węgla, ropy naftowej, gazu ziemnego)
Non-renewable energy sources (nuclear fuel, coal, oil, natural gas)
- Odnawialnych źródeł energii (promieniowania słonecznego, wiatru, wody, biomasy)
Renewable energy sources (solar radiation, wind, hydro, biomass)
- Obu tych gałęzi energetyki w równym stopniu
Both these sectors equally
- Trudno powiedzieć
Difficult to say

Źródło: „Polacy o źródłach energii, polityce energetycznej i stanie środowiska”, pod red. M. Gwiazdy i P. Ruszkowskiego, CBOS, Warszawa, 2016.

Source: „Poles on energy sources, energy policy and environmental conditions”, edited by M. Gwiazda and P. Ruszkowski, CBOS, Warsaw, 2016.

14.2. Smog a energetyka odnawialna

14.2. Smog and renewable energy

W badaniu CBOS Polacy ocenili również wagę kwestii zapewnienia czystego powietrza poprzez zmniejszenie zapylenia oraz ograniczenie emisji związków siarki i azotu. W tej sprawie respondenci są niemal jednogłośni. Ponad dwie trzecie respondentów (68%) uważa ten problem za bardzo ważny ze swojego punktu widzenia, kolejne 29% – jako raczej ważny.

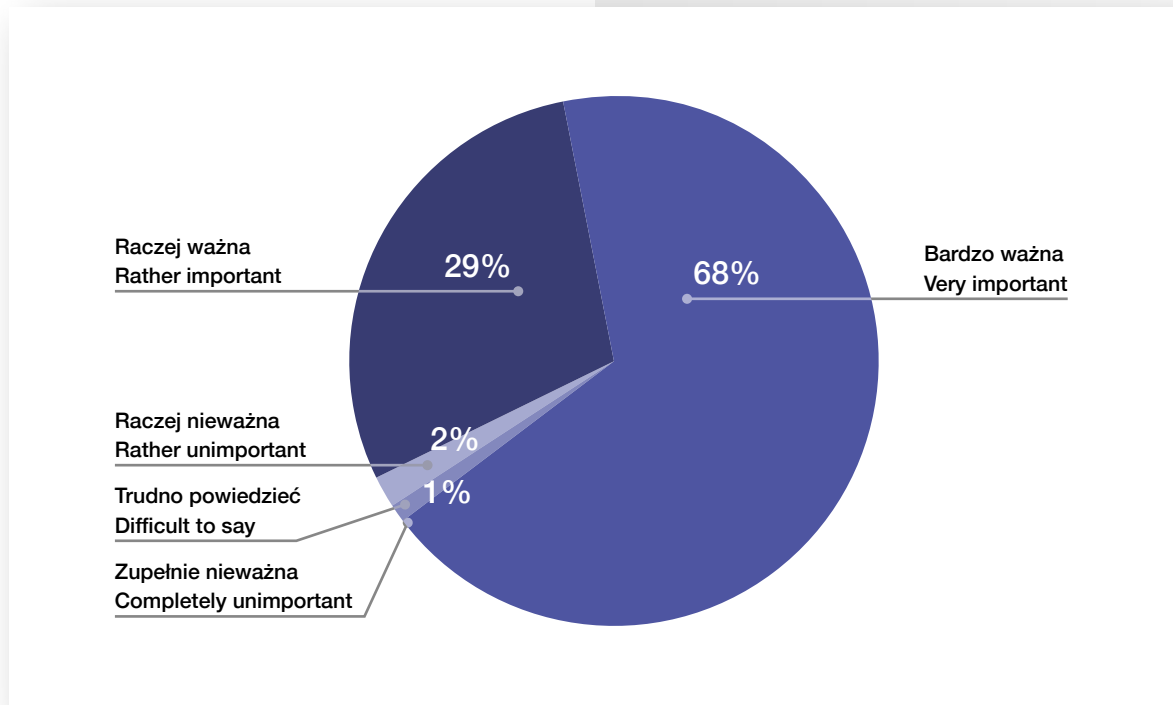
In the CBOS survey Polish respondents have also assessed the importance of ensuring clean air by reducing air pollution and limiting the emissions of sulphur and nitrogen compounds. Here, the respondents are almost unanimous. Over two thirds of respondents (68%) consider this issue very important, another 29% consider it rather important.



Jak ważna jest dla Pana(i) kwestia zapewnienia czystego powietrza poprzez zmniejszenie zapylenia (np. dzięki ograniczeniu smogu w miastach) oraz ograniczenie emisji związków siarki i azotu (szkodliwych dla zdrowia gazów)?



How important is the issue of ensuring clean air by reducing air pollution (e.g. reducing smog in cities) and reducing emissions of sulphur and nitrogen compounds (gasses harmful to human health)?



Źródło: „Polacy o źródłach energii, polityce energetycznej i stanie środowiska”, pod red. M. Gwiazdy i P. Ruszkowskiego, CBOS, Warszawa, 2016.

Source: „Poles on energy sources, energy policy and environmental conditions”, edited by M. Gwiazda and P. Ruszkowski, CBOS, Warsaw, 2016.

Co ważne, z tego badania wynika, że dla Polaków jest istotne, z jakiego źródła (konwencjonalnego czy odnawialnego) pochodzi energia elektryczna używana w mieszkaniu. Jednocześnie nieco więcej niż połowa badanych (52%) twierdzi, że byliby skłonni płacić więcej za energię, gdyby była to energia pochodząca ze źródeł odnawialnych. Blisko co piąty respondent dopuszcza możliwość płacenia za „zieloną energię” o co najmniej 6% więcej niż obecnie (natomiast 34% respondentów o 5% więcej). Gotowość do ponoszenia wyższych opłat za energię pochodzącą ze źródeł odnawialnych deklarują najczęściej osoby, dla których ważne jest, z jakiego źródła pochodzi energia.

The survey clearly shows that Poles believe that the type of source (conventional or renewable) used to generate electricity powering their homes is an important issue. Also slightly more than half of respondents (52%) say they would be willing to pay more for energy if it came from renewable sources. Almost every fifth respondent accepts the possibility to pay at least 6% more than today for “green energy” (and 34% would accept paying 5% more). The readiness to pay more for energy from renewable sources is declared most often by people for whom the source of energy is important.

14.3. Polacy o zmianach klimatu i niedoborze energii

Przytoczone badania CBOS z 2016 roku potwierdzają przeprowadzone rok wcześniej szczegółowe badania Indicators. Respondenci zostali najpierw zapytani m.in. o problem zmian klimatycznych. Okazało się, że aż 92% osób ankietowanych uznało, że zmiany klimatu, w tym poziom zanie-


14.3. Poles on climate change and energy shortages

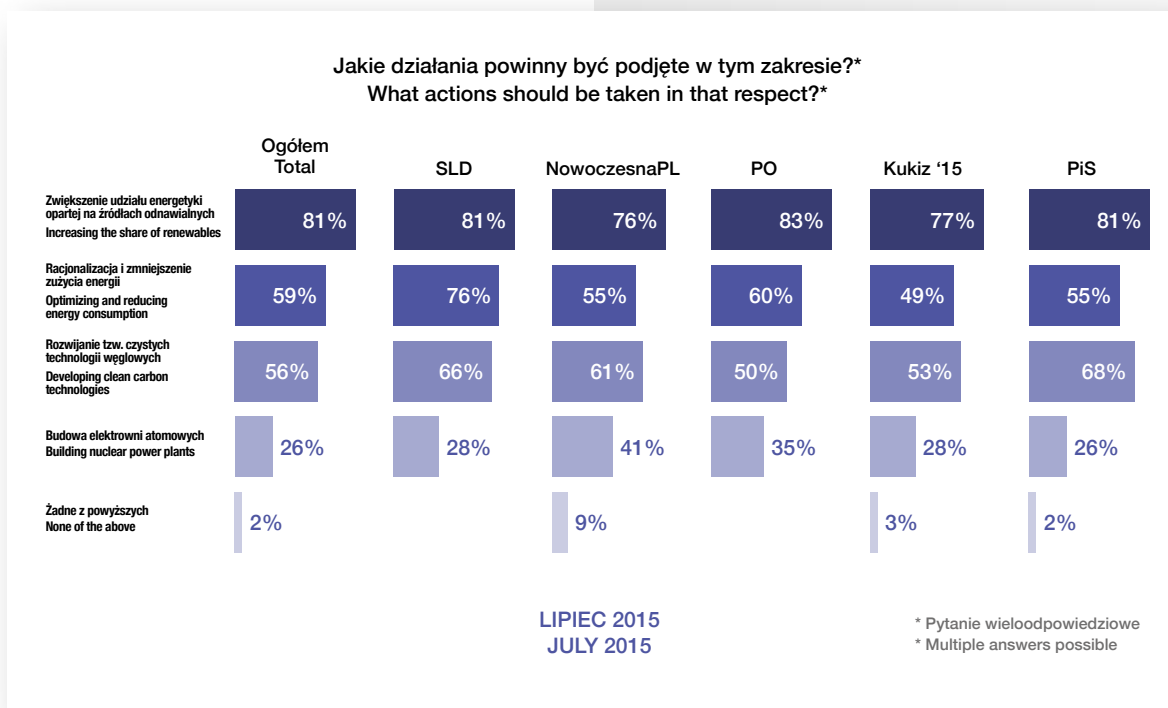
The above mentioned CBOS survey of 2016 confirms the findings of an earlier Indicator survey of 2015. Respondents were first asked about the issue of climate change. It turned out that as much as 92% of the respondents believed that climate change, including air pollution, was an important

czyszczenia powietrza, są poważnym problemem. Natomiast 86% respondentów stwierdziło, że politycy powinni zająć się problemem niedoboru energii, który może pojawić się za kilka lat. Dodajmy, że sondaż przeprowadzono jeszcze przed wprowadzeniem w sierpniu 20. stopnia zasilania w lecie 2015 roku. Z tych 86% procent świadomych Polaków aż 81% powiedziało, że w związku z niedoborem energii powinno się zwiększać udział OZE (wśród wyborców PO i PiS było to odpowiednio 83% i 81% badanych). Racjonalizacja i zmniejszenie zużycia energii, rozwijanie tzw. czystych technologii węglowych czy budowa elektrowni jądrowej osiągnęły słabsze wyniki.

problem. 86% of the respondents stated that politicians should tackle the problem of energy shortage which may emerge in several years. It should be noted that the survey was carried out before “Level 20” power supply limitations were introduced in August. As much as 81% of the 86% of Poles conscious of the problem said that, because of the energy shortage, the share of renewables should be increased (among the PO and PiS voters, these were 83% and 81% of respondents, respectively). Energy conservation and reduced energy consumption, development of the so-called clean carbon technologies or construction of a nuclear power plant had much lower results.

 **Działania związane z niedoborem energii**

 **Actions related to energy shortages**



Podobne wyniki można również zaobserwować wśród osób, które określiły się jako wyborcy Andrzeja Dudy bądź Bronisława Komorowskiego. Przekonanie o potrzebie zwiększania udziału opartej na odnawialnych źródłach energii jest więc niezależne od preferencji politycznych.

Similar results can also be seen among those who declared themselves as Andrzej Duda or Bronisław Komorowski voters. Therefore, the belief that the share of renewables in the power sector should be increased turned out to be independent of political preference.

14.4. Wsparcie rządu

14.4. Government support

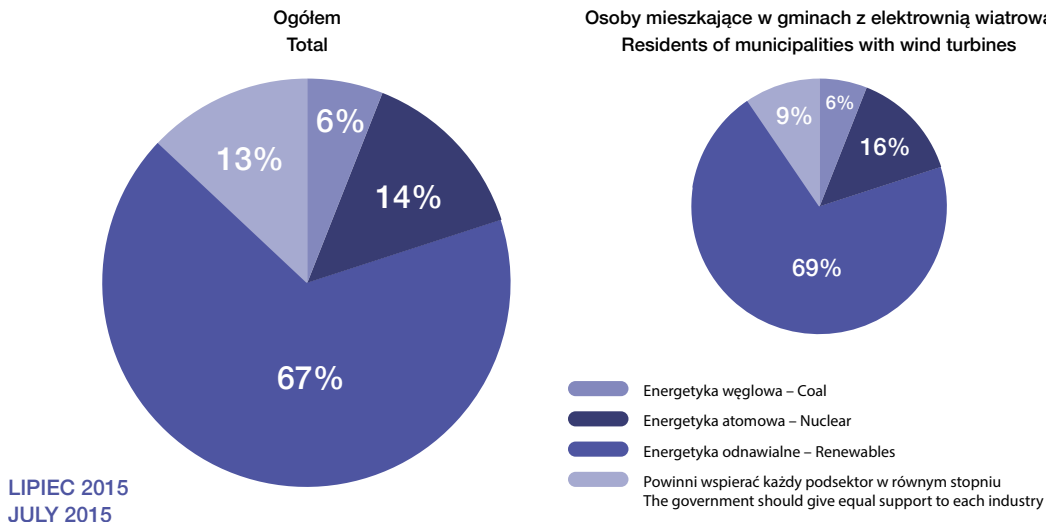
Badanie CBM Indicator wykazało też, że Polacy wspierają odnawialne źródła energii bardziej niż inwestowanie w inne technologie. Przekonanych jest o tym dwie trzecie respondentów.

The CBM Indicator survey also showed that Poles want the support for renewables more than investment in coal-fired or nuclear power plants. This is the opinion of 2/3 of respondents.

Wsparcie rządu

Government support

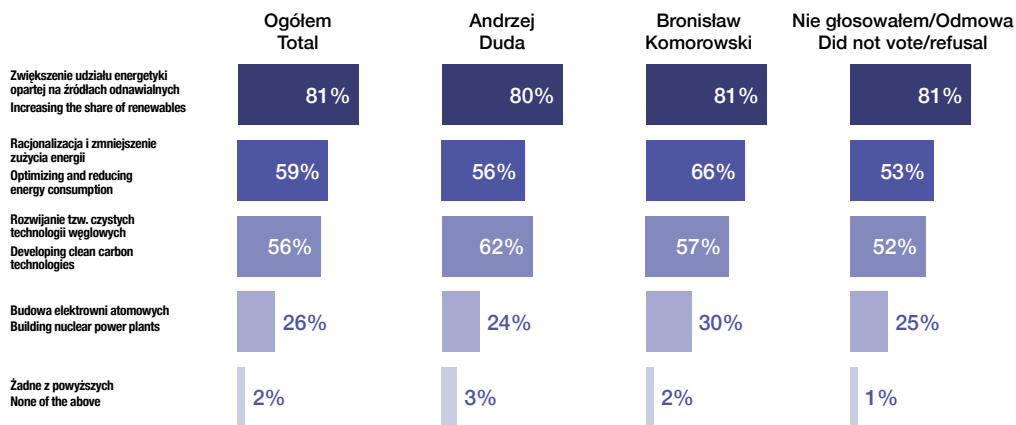
Który ze sposobów produkcji energii powinien być Twoim zdaniem najbardziej wspierany przez polski rząd?
Which method of energy generation should, in your opinion, be supported most by the Polish government?



Działania związane z niedoborem energii

Actions related to energy shortages

Jakie działania powinny być podjęte w tym zakresie?*



LIPIEC 2015
JULY 2015

* Pytanie wieloodpowiedziowe
* Multiple answers possible

Poparcie dla energetyki jądrowej okazało się prawie pięć razy mniejsze niż dla OZE. Natomiast wspierania energetyki opartej na węglu chce zaledwie co szesnasty ankietowany. W przypadku osób mieszkających w gminach, w których są już zainstalowane elektrownie wiatrowe, poparcie dla formy wytwarzania energii za pośrednictwem zielonych źródeł jest nawet odrobinę większe. Sondaż pokazał, że – wbrew obiegowym opiniom – Polacy dostrzegają wiele korzyści płynących z rozwoju odnawialnych źródeł energii. Przytłaczająca większość uważa, że OZE sprzyjają ochronie środowiska naturalnego (89%), ograniczają zależność od importu energii (84%) oraz przyczyniają się do powstawania nowych miejsc pracy (72%). Większość wyborców, niezależnie od preferencji partyjnych, nie wierzy też, by OZE było szkodliwe dla zwierząt czy ludzi.

The support for nuclear power turned out to be almost five times lower than for renewables. On the other hand, it is only one in sixteen respondents who wants the coal-fired power industry to be supported. For residents of municipalities where wind farms are already installed, the support for green energy is even a little bit higher. The survey showed that – contrary to popular belief – Poles see many benefits of developing renewable energy sources. An overwhelming majority believe that RES contribute to environmental protection (89%), reduce our dependence on energy import (84%) and help create new jobs (72%). Most of the voters, regardless of political preference, also do not believe renewables to be harmful to animals or humans.

14.5. Elektrownie wiatrowe na tle innych źródeł wytwarzania energii

14.5. Wind power compared to other energy generation sources

Badanie wykonane przez CBM Indicator udowodniło, że Polacy wybierają elektrownie wiatrowe, gdy mogą decydować, za pomocą jakiego źródła chcieliby zasilać swoje domy. Mając do wyboru elektrownię atomową, węglową, biomasową i wiatrową, tę ostatnią wybiera 72% osób. Farmy wiatrowe zostały też ocenione jako najbardziej ekologiczne (81% respondentów) i ekonomiczne (67% badanych).

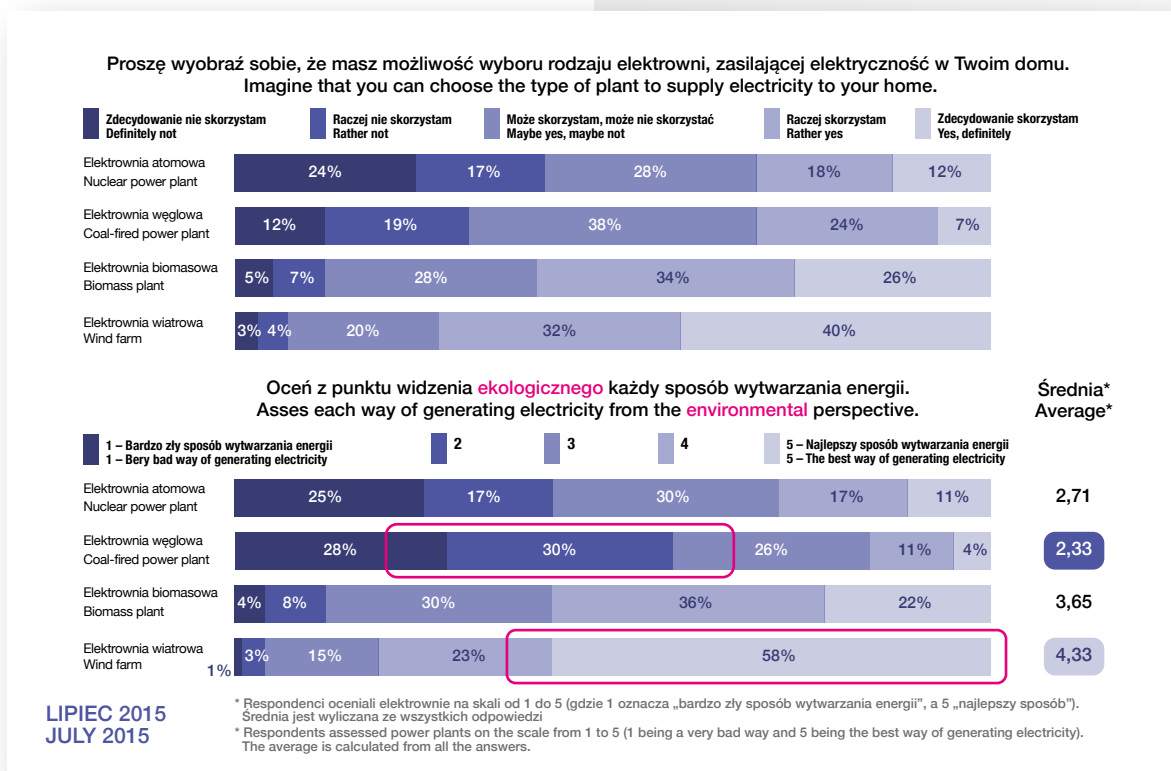
The CBM Indicator survey also showed that Poles choose wind farms when they can decide on the source they want their homes to be supplied from. With a nuclear power plant, a coal-fired plant, a biomass plant and a wind farm to choose from, the latter is selected by 72% of the people surveyed. Wind farms have also been assessed to be the most environmentally friendly (81% of respondents) and economical (67% of respondents) source.



Porównanie elektrowni



Comparison of power plants

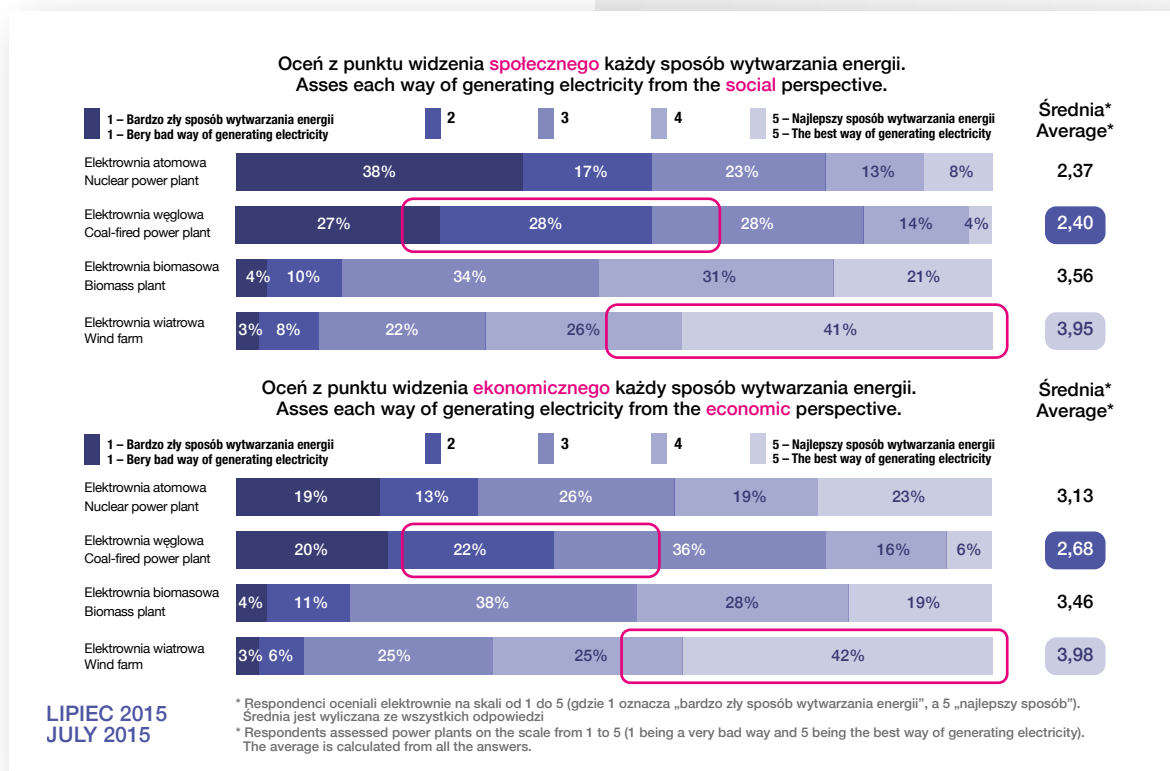


Ankietowani najbardziej negatywnie nastawieni są do elektrowni atomowej, ponieważ w sytuacji wyboru nie wskazałoby na nią aż 41% osób. Elektrowni węglowej nie wybrałoby natomiast 31% badanych. Jeszcze więcej, bo aż 58% osób, uznało źródła oparte na węglu za najmniej ekologiczne. Farmy wiatrowe mają najmniej przeciwników i zostały uznane za najbardziej korzystne pod każdym ze względów, o które pytali ankiecieryzy.

The respondents' most negative attitude was towards a nuclear power plant since as many as 41% would not use it if they were to choose. And 31% of respondents would not choose a coal-fired plant. Even more people (58%) also considered coal-fired sources to be the least environmentally friendly ones. Wind farms have the lowest number of opponents and were considered to be the most beneficial in all the respects the interviewers asked about.

Porównanie elektrowni

Comparison of power plants



W przeprowadzonym przez Indicator badaniu sprawdzono podejście Polaków do wad i zalet dotyczących elektrowni wiatrowych.

The Indicator survey also investigated the attitudes of Poles towards advantages and disadvantages of wind farms.

14.6. Wady i zalety farm wiatrowych

14.6. Advantages and disadvantages of wind farms

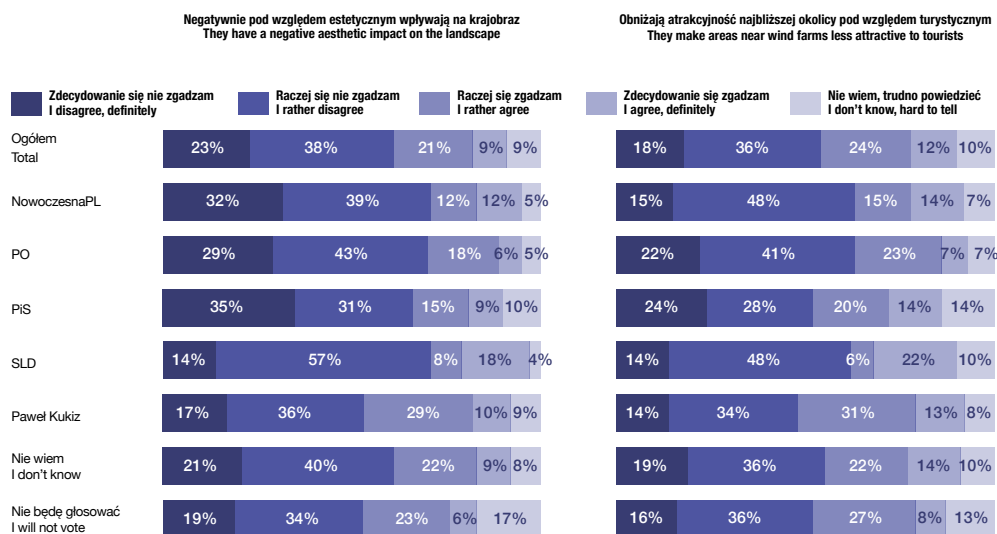
Większość ankietowanych za nieprawdziwe uznała twierdzenia o negatywnym, pod względem estetycznym, wpływie wiatraków na krajobraz (61%) i o ewentualnym obniżaniu atrakcyjności turystycznej najbliższych okolic elektrowni wiatrowych (54%).

The majority of respondents believe that the statements about a negative aesthetic impact on landscape (61%) and making areas near wind farms less attractive to tourists (54%) are untrue.

Wady elektrowni wiatrowych

Disadvantages of wind farms

Zastanów się i wskaż, które z poniżej wymienionych wad elektrowni wiatrowych uważasz za prawdziwe, które zaś zarzuty są według Ciebie chybione.
Please think about the wind farm disadvantages below. Which of them do you believe to be true and which to be false.



LIPIEC 2015 JULY 2015

Przekonanie o nieprawdziwości wyżej przytoczonych opinii dotyczących energetyki wiatrowej okazało się niezależne od preferencji partyjnej badanych. Mniej więcej jednakowo rozkładają się opinie na temat, czy elektrownie wiatrowe generują monotony i uciążliwy hałas dla osób mieszkających w pobliżu. Obawia się tego 47% badanych, podczas gdy przeciwną opinię wyraża 35%. Infrazdźwięków obawia się 40% osób (przy 34% ankietowanych, którzy nie boją się tego rodzaju dźwięków), ale aż 26% osób nie ma w tej sprawie zdania. Największą wadą energetyki wiatrowej w oczach respondentów były ograniczenia w wykorzystaniu nieruchomości ze względu na konieczność zachowania odpowiedniej odległości zabudowań od turbiny wiatrowej. Wskazało na to 60% badanych osób. Wydaje się, że najbardziej utrwalonym w opinii publicznej błędnym przekonaniem dotyczącym energetyki wiatrowej jest jej negatywny wpływ na ptaki. Twierdzi tak aż 56% badanych. Tak naprawdę dobrze zaprojektowane farmy wiatrowe nie są jednak zagrożeniem dla ptaków, na co wskazuje m.in. amerykański raport „A Summary and Comparison of Bird Mortality from Anthropogenic Causes with an Emphasis on Collisions”⁴³ z 2005 r., z którego wynika, że turbiny wiatrowe są przyczyną śmierci zaledwie 0,01% ptaków w ciągu roku (podczas gdy na przykład budynki oraz szyby odpowiadają za ok. 59% przypadków śmierci ptaków, koty za 10%, a samochody za 8%).

43 „A Summary and Comparison of Bird Mortality from Anthropogenic Causes with an Emphasis on Collisions”, W. Erickson, G. Johnson, D. Young, USDA Forest Service Gen. Tech., 2005.

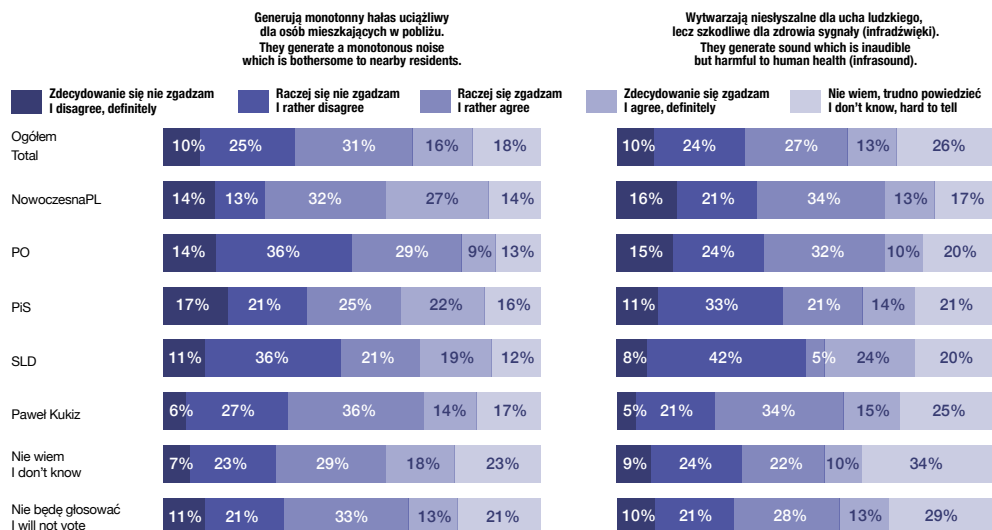
The belief that those opinions about wind energy are false was found to be independent of the respondents' political preferences. The number of people who believe that wind turbines generate noise which is bothersome to nearby residents and of those who do not believe it is more or less the same. 47% of the respondents have this concern while 35% believe the opposite. 40% of respondents were afraid of infrasounds (compared with 34% not afraid of such sounds); however, as many as 26% had no opinion. The biggest disadvantage of wind power in the eyes of respondents were the limitations in the use of property due to the need to keep statutory distance between wind turbines and buildings. This was indicated by 60% of people. It also appears that the most deeply rooted myth on wind power among the general public is its negative effect on birds. This is what 60% of respondents believe. In fact, well-designed wind farms, as demonstrated, among others, by the US study entitled “A Summary and Comparison of Bird Mortality from Anthropogenic Causes with an Emphasis on Collisions”⁴³ of 2005, which shows wind turbines to have caused only 0.01% of bird mortality during the year (compared with, for example, buildings and windowpanes, cats and vehicles, responsible for 59%, 10% and 8% of bird deaths, respectively).

43 „A Summary and Comparison of Bird Mortality from Anthropogenic Causes with an Emphasis on Collisions”, W. Erickson, G. Johnson, D. Young, USDA Forest Service Gen. Tech., 2005

Wady elektrowni wiatrowych

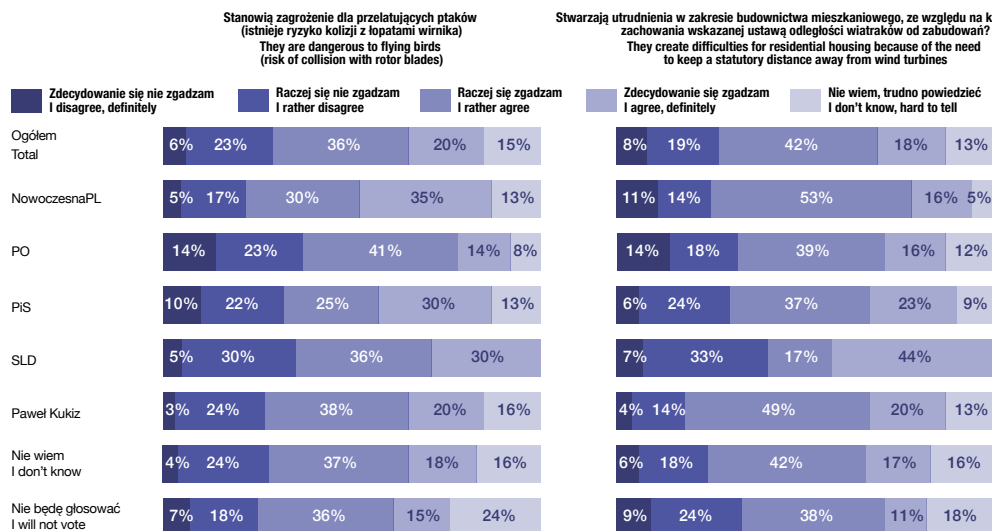
Disadvantages of wind farms

Zastanów się i wskaż, które z poniżej wymienionych wad elektrowni wiatrowych uważasz za prawdziwe, które zaś zarzuty są według Ciebie chybione.
Please think about the wind farm disadvantages below. Which of them do you believe to be true and which to be false.



LIPIEC 2015 JULY 2015

Zastanów się i wskaż, które z poniżej wymienionych wad elektrowni wiatrowych uważasz za prawdziwe, które zaś zarzuty są według Ciebie chybione.
Please think about the wind farm disadvantages below. Which of them do you believe to be true and which to be false.



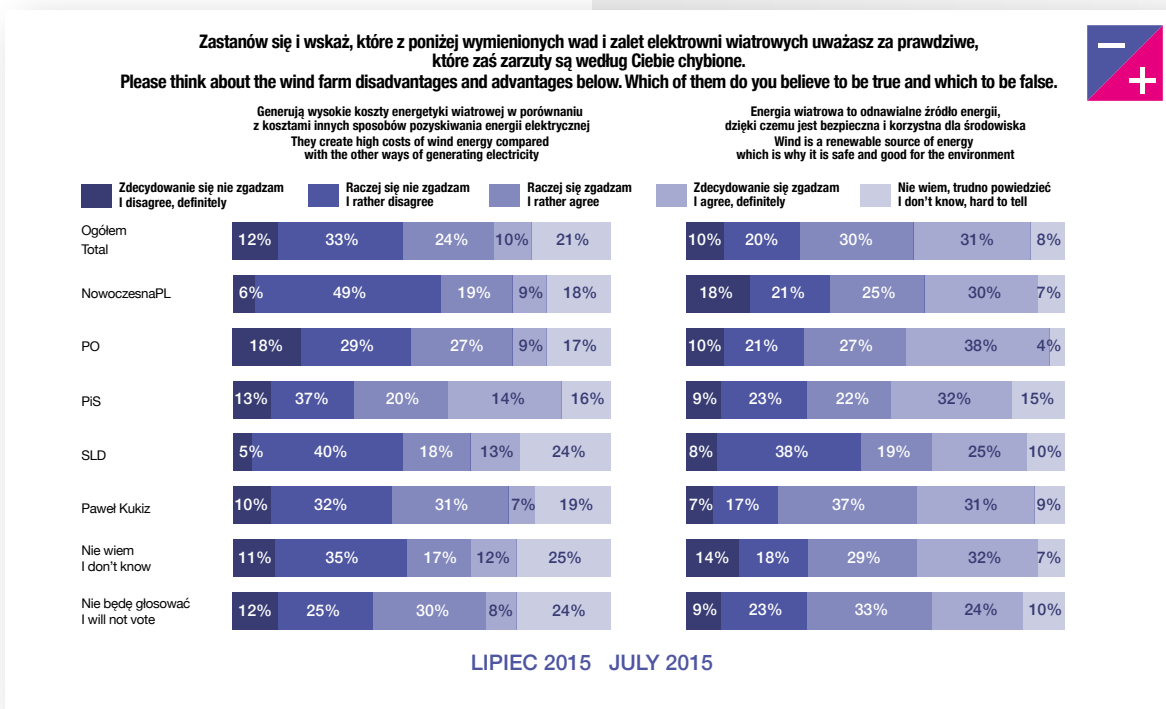
LIPIEC 2015 JULY 2015

Ankietowani w większości nie zgodzili się z opinią, że energetyka wiatrowa jest bardziej kosztowna niż inne sposoby pozyskiwania energii elektrycznej. Uznało tak 45% ankietowanych, podczas gdy przeciwnego zdania (energetyka wiatrowa jest droższa) było 34% osób.

The respondents mostly disagreed (45%) with the opinion that wind power is more costly compared to other energy source. 34% of respondents were of a different opinion (that wind power is more expensive).

Wady i zalety elektrowni wiatrowych

Disadvantages and advantages of wind farms



Badanie Indycatora pokazało także, że większość Polaków jest przekonanych, iż energia wiatrowa nie będzie droższa, w przeciwieństwie do energii wykorzystującej paliwa kopalne. Taką opinię podziela nie tylko ogół badanych, niezależnie od sympatii partyjnych. Odsetek osób, które wierzą w stabilne ceny energii (61%) z wiatru jest kilkakrotnie większy niż osób, które uważają, że to nieprawda (24%). Ważnymi zaletami elektrowni wiatrowych według Polaków jest ich lokalizacja blisko odbiorcy, co wiąże się z niskimi stratami podczas przesyłania energii oraz że czas montażu wiatraków jest krótki, a koszty eksploatacji niskie. Także i tu nie widać zasadniczych różnic w poglądach w zależności od deklarowanych sympatii politycznych. Prawie dwie trzecie respondentów uważa, że energia wiatrowa jest bezpieczna i korzystna dla środowiska. 55% badanych dostrzega również, iż tereny sąsiadujące z wiatrakami mogą być wykorzystywane jako rolnicze lub rekreacyjne.

Indicator's survey has shown that the majority of Poles are convinced that wind energy will not become more expensive in contrast to energy from fossil fuels. This opinion is shared by the majority of respondents, regardless of their political views. The percentage of people who believe in stable prices of wind energy (61%) is several times higher than those who think this to be false (24%). Other important advantages of wind farms in the opinion of Poles include their proximity to customer which results in lower transmission losses, as well as short erection time and low operating costs. Also here there are no significant differences in opinions depending on declared political preferences. Nearly two thirds of the respondents also believe that wind energy is safe and good for the environment. 55% of people also realize that land adjacent to wind farms can be used for farming or leisure.

Zalety elektrowni wiatrowych

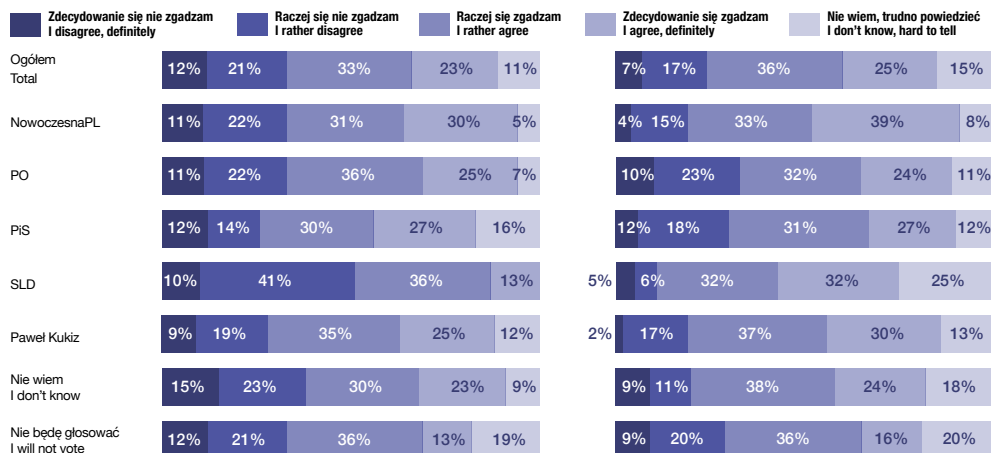
Advantages of wind farms

Zastanów się i wskaż, które z poniżej wymienionych zalet elektrowni wiatrowych uważasz za prawdziwe, które zaś zarzuty są według Ciebie chybione.
Please think about the wind farm advantages below. Which of them do you believe to be true and which to be false.



Sąsiadujące z wiatrakami tereny mogą być wykorzystywane jako tereny rolnicze lub rekreacyjne
Areas adjacent to wind farms can be used for farming or recreation

Energia wiatrowa nie będzie droższa w przeciwieństwie do energii wykorzystującej paliwa kopalne
Prices of energy from wind will not increase, contrary to energy from fossil fuels



LIPIEC 2015 JULY 2015

Zalety elektrowni wiatrowych

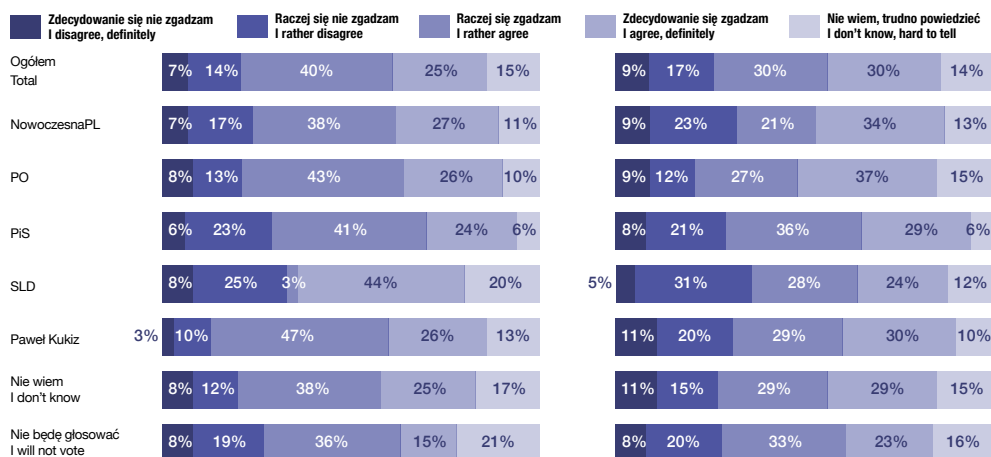
Advantages of wind farms

Zastanów się i wskaż, które z poniżej wymienionych zalet elektrowni wiatrowych uważasz za prawdziwe, które zaś zarzuty są według Ciebie chybione.
Please think about the wind farm advantages below. Which of them do you believe to be true and which to be false.



Energia wiatrowa jest tania dla końcowego użytkownika w porównaniu z cenami energii elektrycznej wytworzonej innymi sposobami
Wind energy is cheap for the end user, compared to electricity generated from other sources

Wiatraki nie szpecą krajobrazu w tak dużym stopniu jak dymiące kominy
Wind turbines do not spoil the landscape to the same extent as smoking chimneys



LIPIEC 2015 JULY 2015

Wyniki badania opinii społecznej prezentują bardzo wyraźnie, że Polacy w większości nie podzielają przekonania, iż energetyka wiatrowa powoduje wzrost cen za energię elektryczną, z uwagi na to, że jej koszty wytwarzania mogą być wyższe niż koszty wytwarzania energii z innych źródeł. Przekonani są o tym sympatycy wszystkich partii zarówno rządzącej partii PiS (65%), jak też głównej opozycyjnej siły parlamentarnej, czyli PO (69%). Badanie przeprowadzone przez CBM Indicator pokazuje, że wbrew niektórym opiniom, Polacy nie są negatywnie nastawieni ani do odnawialnych źródeł energii, ani do energetyki wiatrowej. Co więcej, dwie trzecie uważa, że rząd powinien wspierać OZE bardziej niż inne formy wytwarzania energii elektrycznej.

The opinion poll results clearly show that most Poles do not share the opinion that wind power leads to higher electricity prices because its costs are higher than for other energy sources. This applies to voters of all the political parties, both the ruling party PiS (65%) and PO, the main opposition party (69%). CBM Indicator's survey shows that, contrary to some beliefs, Poles do not have a negative attitude towards renewables or wind energy. Even more so, two thirds believe that the government should support renewables more than other ways of generating electricity.

Prognoza dla energetyki wiatrowej w Polsce

Prospects for wind power in Poland



Energetyka wiatrowa dysponuje nad Wisłą ogromnym potencjałem. Z jednej strony do wzięcia udziału w aukcjach cały czas gotowe są projekty instalacji na lądzie o łącznej mocy ok. 2500 MW, a z drugiej na wykorzystanie czeka też potencjał polskiej części Morza Bałtyckiego, który tylko w perspektywie 2030 roku szacowany jest na 6 GW mocy tak bardzo potrzebnych naszemu Krajowemu Systemowi Elektroenergetycznemu (KSE).

Na początku stycznia 2017 r. energetyka wiatrowa dysponowała już mocą ponad 5800 MW, co poza byciem realnym wsparciem dla KSE, niesie też ze sobą wymierne korzyści społeczno-gospodarcze, takie jak na przykład tysiące dobrze płatnych miejsc pracy, setki milionów złotych corocznych wpływów podatkowych nie tylko dla budżetu kraju, ale i dla gmin czy kilkadziesiąt miliardów złotych łącznych inwestycji zrealizowanych w Polsce, które stymulują polski przemysł. Oczywisty jest fakt, że uruchamianie kolejnych elektrowni wiatrowych wiąże się z powiększaniem tych korzyści.

Tymczasem 2016 rok bez wątpienia był najgorszym czasem dla energetyki wiatrowej w całej jej dotychczasowej historii nad Wisłą. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w ubiegłym roku przybyło farm wiatrowych o łącznej mocy ponad 1200 MW, ale tak naprawdę patrząc na moc realnie zainstalowaną w 2016 r. (i opierając się m.in. na danych PSE), widać, że faktyczny przyrost wyniósł zaledwie ok. 700 MW. Znakomita większość tej mocy to były jednak inwestycje, których budowa rozpoczęła się jeszcze przed końcem 2015 r., a inwestorzy spieszyli się z ich oddaniem, aby zdążyć przed wygaśnięciem systemu opartego na zielonych certyfikatach. Niespodziewane przedłużenie tego systemu do połowy 2016 r. sprawiło, że inwestorzy mieli więcej czasu na dokończenie swoich projektów. W drugiej połowie ubiegłego roku branża energetyki wiatrowej weszła już w fazę stagnacji. Podobny zastój ma niestety miejsce także w tym roku, co oznacza że zmaterializowała się luka inwestycyjna, przed którą PSEW przestrzegało od dawna.

Całkowite wstrzymanie rozwoju polskiej energetyki wiatrowej wynika z wejścia w życie tzw. ustawy odegłościowej, która wykluczyła z możliwości stawiania nowoczesnych i wydajnych elektrowni wiatrowych ponad 99% terytorium Polski, bez względu na to, czy mieszkańcy danej gminy chcą mieć wiatraki na swoim terenie, czy nie. Jedynymi instalacjami, które mogłyby powstać, są projekty już dysponujące pozwoleniami na budowę. Ich przyszłość zależy jednak od rozporządzeń określających ilość energii wystawianej przez rząd do aukcji. Energetyka wiatrowa jest najtańszą formą wytwarzania zielonej energii, ale rząd w ramach aukcji w 2017 r. prognozuje powstanie zaledwie 150 MW tego typu instalacji. Jeśli podobna (albo nawet niewiele lepsza) sytuacja powtórzy się w roku 2018, a potencjał

Wind power in Poland has an enormous potential. On the one hand, approximately 2,500 MW in onshore projects are ready to take part in auctions, on the other the potential of the Polish Baltic Sea waters are also waiting to be harnessed, with estimated 6 GW that could be built by 2030 to provide much needed capacity for the Polish power system (KSE).

In the beginning of January 2017 Polish wind farms had a total capacity of over 5,800 MW, which is not only a real support for the KSE, but also brings tangible social and economic benefits, including thousands of well-paid jobs, hundreds of millions of annual tax revenues not only for the state budget, but also for municipalities, and tens of billions of zlotys of total investment made in Poland and stimulating the Polish industry. It is obvious that commissioning of new wind farms could only increase these benefits.

However, 2016 was undoubtedly the worst time for wind power in all its history in Poland so far. According to data from the Energy Regulatory Office, last year saw the addition of over 1,200 MW in wind farms, but looking at the capacity installed in 2016 (based on PSE data, among others) it is clear that the actual new capacity was only about 700 MW. A large majority of that capacity came from projects where construction had started before the end of 2015, and investors rushed to finish them before the expiry of the green certificate system. The unexpected extension of that system until mid-2016 gave investors more time to complete their projects. In the second half of 2016 the wind power sector entered the phase of stagnation. Unfortunately, such stagnation continues in 2017, meaning that the investment gap that PWEA had been warning of for a long time has materialized.

The development of Polish wind power was brought to a halt by the entry into force of the Wind Farm Act, banning the erection of modern and efficient wind turbines in over 99% of Poland's area, regardless of whether local residents want to have windmills in their vicinity or not. The only installations that could be built are projects with valid building permits. However, their future depends on the government regulations specifying the volume of energy allocated to auctions. Wind power is the cheapest form of green energy generation, but the Polish government expects as little as 150 MW in wind installations to be built in 2017. If a similar (or even slightly better) situation occurs in 2018, and the potential of the wind sector remains untapped, the existing building permits will start to expire, together with the last possibility for any development of wind energy in Poland.

This would happen at a time when the global installed capacity in wind farms continues to break

sektora wiatrowego pozostanie niewykorzystany, to obowiązujące pozwolenia na budowę zaczną wygasać, a razem z nimi ostatecznie wygasać zacznie ostatnia możliwość jakiegokolwiek rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce.

Stałoby to się w czasie, gdy moc zainstalowana farm wiatrowych na świecie bije nowe rekordy, a kolejne kraje coraz bardziej przestawiają się na lokalne, odnawialne źródła, dostrzegając ich możliwości i potencjał. W samej Unii Europejskiej wiatr odpowiada za 51% wszystkich nowych instalacji energetycznych uruchomionych w 2016 r. Rewolucja w energetyce już trwa. Zrezygnowanie z energetyki wiatrowej w Polsce nie zatrzyma tego światowego trendu. Sprawi tylko, że ucierpi nasza gospodarka i bezpieczeństwo energetyczne, czyli będziemy tracić na tym wszyscy. Z roku na rok coraz bardziej.

records, with more and more countries making a shift towards local, renewable energy source, acknowledging their potential and possibilities. In the European Union wind accounted for 51% of all new power generation capacity commissioned in 2016. The revolution in the energy sector is already happening. Stopping the development of wind power in Poland will not stop the global trend. It will only harm our economy and energy security, meaning we will all lose. And we will lose more every year.

ROZDZIAŁ 16

Autorzy raportu

CHAPTER 16

Authors of the report





Łukasz Leśniewski

Kierownik Wydziału Analiz
Gospodarczych
Head of Economic Analysis
Division

Polska Agencja Inwestycji i Handlu działa na rzecz zwiększenia napływu inwestycji do Polski, rozwoju polskich inwestycji zagranicznych oraz intensyfikacji polskiego eksportu. Wspierając przedsiębiorców, Agencja pomaga w pokonywaniu procedur administracyjnych oraz prawnych dotyczących konkretnych przedsięwzięć, w opracowaniu rozwiązań prawnych, znalezieniu odpowiedniej lokalizacji, wiarygodnych partnerów oraz dostawców.

Agencja realizuje programy dedykowane ekspansji na rynki perspektywiczne: Go China, Go Africa, Go Arctic, Go India, Go ASEAN oraz Go Iran. W celu bezpośredniego wsparcia polskich firm na miejscu inwestycji, Agencja sukcesywnie uruchamia oddziały zagraniczne.

Szczegółowe informacje na temat usług oferowanych przez Polską Agencję Inwestycji i Handlu dostępne są na stronie: www.paih.gov.pl.

Polish Investment and Trade Agency works to increase the inflow of investments to Poland, develop Polish foreign investments and intensify Polish export. Supporting entrepreneurs, the Agency assists in overcoming administrative and legal procedures related to specific projects as well as helps to develop legal solutions, find a suitable location, reliable partners and suppliers.

The Agency implements programmes dedicated for expansion in promising markets: Go China, Go Africa, Go Arctic, Go India, Go ASEAN and Go Iran. In direct support of Polish companies on the site, the Agency successfully launches foreign branches.

Detailed information about the services offered by the Polish Investment and Trade Agency are available at: www.paih.gov.pl/en



Wojciech Sztuba

Partner Zarządzający
Managing Partner



Krzysztof Horodko

Partner Zarządzający
Managing Partner



Mikołaj Ratajczak

Doradca podatkowy
Tax Advisor



Marcin Palusiński

Doradca podatkowy,
Senior Tax Consultant
Tax Advisor,
Senior Tax Consultant

TPA to wiodąca międzynarodowa grupa konsultingowa świadcząca kompleksowe usługi doradztwa biznesowego. Zatrudniamy ponad 1 000 ekspertów działających w spółkach partnerskich w Polsce i 10 krajach Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej: Albanii, Austrii, Bułgarii, Chorwacji, Czechach, Serbii, Słowacji, Słowenii, Rumunii i na Węgrzech.

W Polsce TPA należy do grona liderów wśród firm doradczych. Zapewniamy międzynarodowym koncernom oraz dużym przedsiębiorstwom krajowym efektywne rozwiązania biznesowe z zakresu strategicznego doradztwa podatkowego, doradztwa transakcyjnego i corporate finance, audytu finansowego, outsourcingu księgowego i administracji płacowej, a także doradztwa personalnego.

TPA is the leading international consultancy group rendering comprehensive business advisory services. We employ over 1,000 experts operating in professional partnership companies in Poland and 10 countries of Central and South-Eastern Europe: Albania, Austria, Bulgaria, Croatia, the Czech Republic, Serbia, Slovakia, Slovenia, Romania and Hungary.

In Poland, TPA belongs to the leading advisory companies. We provide international concerns and large national enterprises with effective business solutions in strategic tax advisory, transactions and corporate finance, financial audit, accountancy outsourcing and payroll administration, as well as personnel advisory.

TPA jest niezależnym członkiem Baker Tilly Europe Alliance, w związku z czym może oferować swoim klientom usługi jednej z największych na świecie sieci doradców podatkowych, audytorów, księgowych i konsultantów biznesowych. Baker Tilly International obejmuje 165 niezależnych firm członkowskich zatrudniających łącznie 28 000 osób w 745 biurach na terenie 141 krajów.

Posiadamy również wiedzę i szczególne kompetencje pozwalające nam oferować wyspecjalizowane branżowo usługi doradcze, kierowane w szczególności do sektora nieruchomości i budownictwa oraz branży energetycznej.

Nasi eksperci to ludzie z rozległą wiedzą i umiejętnościami analitycznymi, posiadający unikatowe doświadczenie projektowe i umiejętność znajdowania twórczych rozwiązań niepowtarzalnych problemów. Właśnie to wyróżnia doradców TPA Poland.

Więcej informacji na stronie: www.tpa-group.pl.

TPA is an independent member of the Baker Tilly Europe Alliance and so we are able to provide our clients with services of one of the largest worldwide networks of tax advisors, auditors, accountants and business consultants. Baker Tilly International - consists of 165 independent member companies in 141 countries which employ the total of 28,000 staff in 745 offices.

We also have knowledge and special competencies which allow us to offer sector-specific advisory services particularly for the real estate and construction industry, as well as the energy sector.

Our experts have extensive knowledge and analytical skills, unique project experience and the ability to find creative solutions to unusual problems. All that differentiates TPA Poland advisors.

See more at: www.tpa-group.pl

CLIFFORD CHANCE



Paweł Puacz

Counsel, radca prawny
Counsel



Beata Zys

Senior Associate, radca prawny
Senior Associate, Legal Counsel



Joanna Pominkiewicz

Associate

Clifford Chance to międzynarodowa kancelaria prawnicza z 33 biurami w największych centrach ekonomicznych i finansowych świata. W Polsce jest obecna od 1992 r. W jej warszawskim biurze pracuje ponad 80 prawników, którzy zapewniają kompleksową pomoc prawną klientom polskim i zagranicznym. Grupa Energetyki i Ochrony Środowiska Clifford Chance w Warszawie była i jest zaangażowana w wiele projektów o kluczowym znaczeniu dla szeroko rozumianego polskiego sektora energetycznego, w tym w dziedzinie energetyki odnawialnej. W ostatnich latach przeprowadziliśmy analizę prawną lub pracowaliśmy przy nabyciu, sprzedaży, finansowaniu, refinansowaniu czy budowie projektów farm wiatrowych w Polsce o łącznej mocy ponad 2500 MW. Nasi prawnicy uczestniczyli w największych odnotowanych dotąd na polskim rynku transakcjach portfelowych w sektorze energii odnawialnej. Pozostajemy nieprzerwanie doradcą czołowych operatorów farm wiatrowych w Polsce. Poczynając od kwestii przyłączenia do sieci i wytwarzania energii, po aspekty związane z obrotem i dystrybucją energii czy obsługą kontraktów związanych z budową i eksploatacją źródeł mocy i sieci energetycznych – oferujemy klientom zarówno ekspercką wiedzę, jak i ukierunkowane na ich cele biznesowe doradztwo prawne dotyczące ich działalności w Polsce.

Clifford Chance is an international law firm with 33 offices in the world's largest economic and financial centres. Its presence in Poland dates back to 1992. Today it has over 80 lawyers in its Warsaw office, providing comprehensive legal assistance to Polish and international clients. Clifford Chance's Energy and Environmental Protection Group in Warsaw has been involved in many projects of key importance for the Polish energy sector. In recent years we carried out legal analysis and worked on sale, purchase, funding, refinancing or construction of wind farm projects in Poland with a total capacity of over 2,500 MW. Our lawyers took part in the largest portfolio transactions to date in the Polish renewable energy market. We continuously perform an advisory role for Poland's leading wind farm operators. From grid connection and power generation to energy distribution and trading to contracts related to construction and operation of generation units and power grids – we offer our clients both expert knowledge and legal advisory to help them meet their business goals in their activities in Poland.

**Krzysztof Balcer**

Specjalista ds. Środowiska
Environmental Specialist

**Janusz Gajowiecki**

Prezes PSEW
President

**Magdalena Klera-Nowopolska**

Kierownik Działu Środowisko
Head of Environmental Department

**Ewa Magiera**

Kierownik ds. Strategii i Komunikacji
Head for Strategy
and Communications

**Krzysztof Tyszkiewicz**

Wiceprezes PSEW
Vice-President

**Marcin Skolimowski**

Specjalista ds. PR
PR Specialist

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej jest organizacją pozarządową, która działa od 1999 r., wspierając i promując rozwój energetyki wiatrowej. Stowarzyszenie skupia czołowe firmy działające na rynku energetyki wiatrowej w Polsce: inwestorów, deweloperów, producentów turbin i podzespołów do elektrowni zarówno z Polski, jak i z zagranicy. Jest członkiem WindEurope oraz Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej. Główne obszary działań PSEW obejmują: aktywny udział w konsultacjach aktów prawnych (ustaw, rozporządzeń), strategii, polityk i programów sektorowych, a także podejmowanie działań na rzecz wprowadzenia nowych rozwiązań prawnych sprzyjających rozwojowi energetyki wiatrowej w Polsce; ścisłą współpracę z ministerstwami związanymi bezpośrednio lub pośrednio z energetyką i odnawialnymi źródłami energii; współpracę z Dyrekcją Generalną Komisji Europejskiej ds. Energii, Dyrekcją Generalną ds. Środowiska,

The Polish Wind Energy Association (PWEA) is a non-governmental organisation established in 1999, supporting and promoting the development of wind energy. It gathers leading companies operating on the wind energy market in Poland: investors, developers, turbine and component manufacturers, both from Poland and abroad. PWEA is a member of WindEurope and the Polish Member Committee of the World Energy Council. Main areas of PWEA's activities include: active participation in consultations of legislative acts (acts of parliament and governmental regulations), strategies, sectoral policies and programmes, as well as taking action to introduce new legal solutions fostering the development of wind power in Poland; close cooperation with ministries directly or indirectly related to the energy sector and renewable energy sources; cooperation with European Commission's Directorate General for Energy,

Dyrekcją Generalną ds. Badań Naukowych i Innowacji; współpracę z eurodeputowanymi oraz parlamentarzystami z sejmowych i senackich komisji, a także szerzenie wiedzy o energetyce wiatrowej oraz organizację i udział w wydarzeniach skupiających przedstawicieli branży z kraju i zagranicy.

Directorate General for Environment, Directorate General for Research and Innovation; cooperation with Members of European Parliament and parliamentarians from both chambers of the Polish Parliament and its committees; dissemination of knowledge about wind power as well as organization and participation in events gathering representatives of the industry from Poland and abroad.

ROZDZIAŁ 17

Zostań członkiem PSEW

CHAPTER 17

Join PWEA



Firmy należące do Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej zyskują m.in.:

1. Dostęp do aktualnej wiedzy na temat rynku, polityki i prawa regulującego funkcjonowanie sektora energetyki wiatrowej – spotkania w ramach grup roboczych, mailing bezpośredni, newslettery dotyczące sytuacji legislacyjnej i inne.
2. Dostęp do wydzielonej tylko dla członków strefy logowania na stronie internetowej PSEW. Znajdują się tam wszystkie ważne dla sektora dokumenty: ustawy, rozporządzenia, interpretacje, orzeczenia, projekty ustaw aktów prawnych wraz z niektórymi tłumaczeniami na język angielski.
3. Bezpośredni kontakt i możliwość współpracy z innymi członkami Stowarzyszenia.
4. Logo i opis firmy na stronie internetowej PSEW w zakładce Członkostwo wraz z odnośnikiem do strony firmy; w przypadku członków sponsorów – logo umieszczone jest też na przewijanej liście członków sponsorów widocznej na stronie głównej PSEW.
5. Ogłoszenia w newsletterze – każdy członek PSEW może zamieścić bezpłatnie jedno ogłoszenie miesięcznie skierowane do innych podmiotów zrzeszonych w Stowarzyszeniu.
6. Preferencyjne koszty udziału w konferencjach i wydarzeniach PSEW, w tym także spotkaniach dla członków.
7. Prawo do sponsorowania wydarzeń PSEW. Oferta sponsoringu kierowana jest w pierwszej kolejności do sponsorów, później do członków zwykłych, a na koniec do innych uczestników rynku, niebędących członkami PSEW.

Companies – members of the Polish Wind Energy Association can enjoy various benefits including:

1. Access to updated knowledge on the market, policy and law regulating the operation of the wind power sector – meetings of working groups, direct mailing, newsletters on legislative developments etc.
2. Access to members-only area of PWEA's website, with all major documents relevant to the sector: acts of parliament, regulations, interpretations, court rulings, draft legislative acts, with selected translations to English.
3. Direct contact and opportunities for cooperation with other members of the Association.
4. Company logo and info on PWEA's website in the Membership tab with a link to company's website; for Sponsor Members – the logo is also visible in the scrolling list of sponsors on PWEA's landing site.
5. Advertisements in PWEA's newsletter – members can publish one free advertisement per month in the newsletter sent to all members of the Association.
6. Discounted conference and event fees, including members-only meetings.
7. Rights to sponsor PWEA's events. Sponsorship offers are first extended to Sponsor Members, then Ordinary Members, and finally to other companies and institutions who are not PWEA members.

W ramach PSEW funkcjonuje 10 grup roboczych, w których mogą brać udział członkowie Stowarzyszenia:

1. Grupa Analityczna – badająca m.in. stan nadpodaży zielonych certyfikatów, wypełnianie zobowiązań dotyczących celu OZE i realizację Krajowego Planu Działania w zakresie OZE. Członkowie grupy pracują też nad kwestią optymalnego miksu energetycznego dla Polski i długoterminowych umów z odbiorcami przemysłowymi;
2. Grupa ds. Komisji Europejskiej – jej członkowie zajmują się wszelkimi kwestiami dotyczącymi kontaktów PSEW z Komisją;
3. Grupa ds. Sieciowych – pracuje nad uregulowaniem kwestii świadczenia usług systemowych przez elektrownie wiatrowe. Zajmuje się też integracją elektrowni w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz tematem magazynów energii;
4. Grupa ds. UDT – w obrębie prac jej członków są zagadnienia dotyczące nadzoru technicznego nad turbinami wiatrowymi;
5. Grupa ds. Regulacji – jej prace koncentrują się zarówno wokół kwestii tzw. ustawy odległościowej (w tym wynikających z niej konsekwencji), jak i pojawiających się na bieżąco zmian w innych ustawach i aktach wykonawczych dotyczących energetyki wiatrowej;
6. Grupa ds. Rynku Energii – tematem jej prac są dotyczące OZE zmiany na rynku energii, które wejdą w życie od 1 stycznia 2018 r.;
7. Grupa ds. Nowelizacji Ustawy o OZE – prace grupy są poświęcone wszystkim tematom dotyczącym wspomnianej ustawy oraz aukcyjnego systemu wsparcia (w tym m.in. kwestia regulaminu aukcji i poszczególnych rozporządzeń wykonawczych);
8. Grupa ds. BHP – tematem prac grupy są praktyczne kwestie dotyczące bezpieczeństwa pracy. Członkowie analizują też akty prawne dotyczące kwestii BHP i pracują nad wspólnym głosem branży energetyki wiatrowej w tych sprawach.
9. Grupa ds. Offshore – zajmuje się wszelkimi kwestiami dotyczącymi rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, w tym m.in. regulacjami prawnymi dotyczącymi offshore.
10. Grupa ds. O&M – jest platformą do wymiany wiedzy między producentami i operatorami farm wiatrowych. Członkowie zajmują się też przepisami dotyczącymi optymalizacji, obsługi i serwisu elektrowni wiatrowych.

PWEA comprises 10 working groups for members of the Association:

1. Analytical Group – analysing the oversupply of green certificates, achievement of RES targets and implementation of the NREAP for RES. Group members also work on the optimum energy mix for Poland and long-term contracts with industrial customers;
2. European Commission Group – its members work on all issues related to PWEA's contacts with the Commission;
3. Grid Group – works on regulations on ancillary services to be provided by wind farms, grid integration of wind power and issues related to energy storage;
4. UDT Group – its members focus on technical supervision of wind turbines;
5. Regulatory Group – works on the Wind Farm Act and its consequences, as well as ongoing legislative developments related to wind power;
6. Energy Market Group – dealing with changes to the energy market coming into effect on 1 January 2018, affecting the RES sector;
7. RES Act Amendment Group – focuses on issues related to the RES Act and the auction-based support scheme (including Auction Regulations and specific executive regulations);
8. Health&Safety Group – this group works on practical issues related to work safety. Members also analyse legal acts relevant to health and safety and work on a common voice of the wind power sector in that respect.
9. Offshore Group – dealing with all the issues related to the development of offshore wind in Poland, including legal regulations for offshore.
10. O&M Group – is a knowledge exchange platform for wind turbine manufacturers and operators. Its members also deal with regulations on optimisation, operation and maintenance of wind farms.

Członkowie PSEW mają też przywilej pracy w grupach roboczych WindEurope, zajmujących się takimi kwestiami jak: integracja systemu elektroenergetycznego, ramy prawne dotyczące energetyki wiatrowej, nowe zasady organizacji rynku energii w UE, rozwój offshore oraz bezpieczeństwo inwestycji.

PSEW organizuje co roku szereg wydarzeń obejmujących tematyką zarówno samą energetykę wiatrową, jak i inne technologie OZE. Nasze główne wydarzenia to:

- Konferencja i Targi PSEW – największe wydarzenie branży energetyki wiatrowej w Europie Środkowo-Wschodniej. Okazja do spotkań i nawiązywania oraz zacieśniania współpracy przez wszystkich uczestników rynku. Przez dwa dni odbywa się kilkanaście paneli dyskusyjnych dotyczących najważniejszych tematów dla całej branży OZE, w tym także energetyki wiatrowej. Konferencji towarzyszą też targi wystawiennicze, podczas których kilkadziesiąt firm prezentuje swoje oferty.
- Forum Energetyki Wiatrowej – cykliczne spotkania z przedstawicielami strony rządowej i znaczących instytucji odpowiedzialnych za kształt i funkcjonowanie rynku OZE w Polsce. Ideą Forum jest aktywne reagowanie na zmiany legislacyjne dotyczące odnawialnych źródeł energii oraz współpraca przy tworzeniu rozwiązań prawnych na rzecz skutecznego rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce.
- Warsztaty Energetyki Wiatrowej – poświęcone zagadnieniom dotyczącym funkcjonowania elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym. Celem warsztatów jest też przedstawienie europejskich doświadczeń w zakresie przyłączania farm wiatrowych i eksploatacji sieci elektroenergetycznej z dużym udziałem farm wiatrowych za pomocą nowoczesnych narzędzi i zintegrowanych rozwiązań.

PWEA members also have the privilege to work in WindEurope working groups on grid integration, legal framework for wind power, new EU energy market design, offshore development and investment security.

Each year PWEA organizes a number of events covering both wind energy and other RES technologies. Our main events include:

- PWEA Conference and Exhibition – the largest event in the wind energy sector in Central and Eastern Europe. An opportunity for meetings and strengthening of cooperation between all market participants. Two days of the event are filled with over ten discussion panes on the most important issues for the entire RES sector, including wind energy. A trade fair is organized in parallel, with tens of companies presenting their offer.
- Wind Energy Forum – regular meetings with representatives of the government and important institutions responsible for the shape and operation of the RES market in Poland. The idea behind the Forum is to actively respond to legislative changes affecting renewable energy sources and to cooperate on legal solutions for effective development of wind power in Poland.
- Wind Energy Workshop – devoted to issues related to operation of wind farms in the power system. The purpose of the workshop is also to present European experiences in connection of wind farms and operation of power grids with high share of wind power using modern tools and integrated solutions.

www.cliffordchance.com

www.paih.gov.pl

www.tpa-group.pl

www.psew.pl



C L I F F O R D
C H A N C E



czerwiec, 2017 – June, 2017