Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

w numerze m.in.:

- Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej – raport Prezesa URE
- Analiza zmian oceny taryf dla ciepła
- Polubowne załatwianie spraw spornych w energetyce

03/2013

NR 3 (85) 30 września 2013 ISSN 1506-090X

Urząd Regulacji Energetyki

Spis treści

3/ Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną

63/ Analiza zmian oceny taryf dla ciepła

70/ Sądownictwo polubowne w sprawach spornych z zakresu energetyki (w świetle nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne)

73/ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi

91/ Ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw

143/ Informacje Prezesa URE

147/ Tabele informacyjne – taryfy dla ciepła, koncesje

Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

Szanowni Państwo!

Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 23 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz informacji o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej, sporządza i przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, raport przedstawiający i oceniający: warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizację przez operatorów systemu elektroenergetycznego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Przedmiotowy raport, przekazany przez Prezesa URE w bieżącym roku, prezentujemy w całości w tym numerze Biuletynu.

Prawo energetyczne na naszym krajowym rynku funkcjonuje już szesnaście lat. „W tym (...) okresie, zgodnie z art. 45 ustawy, ceny energii i paliw, w tym ciepła, należało (i należy nadal) kształtować głównie na bazie kosztów, które ujęte we wniosku przedsiębiorstwa energetycznego muszą w trakcie postępowania administracyjnego zostać uznane za koszty uzasadnione, (...) aby być podstawą kalkulacji taryf dla ciepła". Marek Woszczyk i Paweł Bogusławski w swoim artykule przedstawiają ostatnie zmiany otoczenia prawnego mające wpływ na ocenę wniosków taryfowych dla ciepła, składanych przez przedsiębiorstwa Prezesowi URE do zatwierdzenia. Wśród ważnych obszarów zmian w ocenie tych wniosków, autorzy wskazują: stosowanie ustawy o efektywności energetycznej, wkroczenie w trzeci okres rozliczenia kosztów emisji CO_2, ujednolicenie podejścia do ustalania wielkości zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą dostawy ciepła. Ponadto artykuł przybliża pierwsze pojawiające się problemy w tych obszarach oraz politykę Prezesa URE w zakresie regulacji ciepłownictwa.

11 września br. weszła w życie ostatnia nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, zwana małym trójpakiem energetycznym, wdrażająca w pełniejszy od dotychczasowego sposób przepisy unijne promujące wykorzystywanie energii ze źródeł odnawialnych oraz regulujące wspólne zasady rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu ziemnego. Nowe przepisy wprowadzają m.in.: ochronę tzw. odbiorców wrażliwych energii elektrycznej, obowiązek sprzedaży przez przedsiębiorstwa gazownicze części surowca na giełdach towarowych (tzw. obligo gazowe), przepisy regulujące wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacjach, czy też obowiązek nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne dostarczania odbiorcom informacji o ich prawach, sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. Cały tekst małego trójpaku zamieszczamy na łamach Biuletynu.

Nawiązując jeszcze do nowelizacji Prawa energetycznego, Państwa uwadze polecamy także artykuł Gabrieli Kaczmarek, przybliżający – wprowadzoną do obowiązującego porządku prawnego przedmiotową nowelą – możliwość polubownego załatwiania spraw spornych z zakresu energetyki przez stałe, polubowne sądy konsumenckie przy wojewódzkich inspektorach inspekcji handlowej.

Redakcja

WYDAWCA Urząd Regulacji Energetyki ADRES REDAKCJI 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. (0-22) 661 63 14, faks: (0-22) 387 11 54, www.ure.gov.pl
FOTO materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich

Nota copyright © do artykułów zamieszczonych w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki przysługuje autorom tych artykułów

Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną

WSTĘP

Zgodnie z treścią art. 23 ust. 2a ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012, poz. 1059), Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE) w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz informacji o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej, sporządza i przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do 30 czerwca danego roku, raport przedstawiający i oceniający:

- warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3,

w dalszej części zwany także „raportem".

Niniejszy dokument jest drugim raportem sporządzonym przez Prezesa URE, pierwszy – zgodnie z treścią art. 18 ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne[1)], został opublikowany w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tzn. w marcu 2011 r.

CZĘŚĆ I

1. Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej (art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne)

W związku z wejściem w życie rozporządzenia Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylającego rozporządzenie (WE) nr 736/96 (Dz. U. UE L 180/7 z 15 lipca 2010 r.; dalej: rozporządzenie 617/2010), a także rozporządzenia Komisji (UE, EURATOM) nr 833/2010 z 21 września 2010 r. w sprawie wykonania rozporządzenia Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 (Dz. U. UE L 248/36 z 22 września 2010 r.; dalej: rozporządzenie 833/2010), na przedsiębiorstwa został nałożony obowiązek sprawozdawczy w zakresie przekazywania informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, biopaliw oraz projektów dotyczących wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez te sektory, będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej. Powyższe rozporządzenia są aktami stosowanymi w całości i bezpośrednio bez konieczności implementacji ich przepisów do krajowego porządku prawnego.

W 2011 r. po raz pierwszy przekazano Komisji dane i informacje o projektach inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej, w układzie zgodnym z rozporządzeniem 617/2010.

Prezes URE publikując 26 maja 2011 r. komunikat (dalej: Informacja) poinformował, że został na czas realizowania pierwszego obowiązku sprawozdawczego w 2011 r., upoważniony do zgromadzenia danych dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach:

- gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,

[1)] Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

- biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biopaliwach

– w zakresie określonym w pkt 2-4 załącznika do rozporządzenia 617/2010.

Jednocześnie organem odpowiedzialnym za zgromadzenie informacji dotyczących infrastruktury energetycznej służącej do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego oraz biokomponentów, o których mowa w ustawie o biopaliwach, został Prezes Agencji Rynku Rolnego.

Natomiast w zakresie informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorze ropy naftowej, w obszarze określonym w pkt 1 załącznika do rozporządzenia 617/2010 oraz infrastruktury dotyczącej wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez sektor ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej i biopaliw, w zakresie określonym w pkt 5 załącznika do rozporządzenia 617/2010 odpowiedzialnym był Minister Gospodarki.

Odnosząc się do elektroenergetycznej infrastruktury wytwórczej (źródła inne niż odnawialne), odpowiadając na opublikowaną przez Prezesa URE Informację, szesnaście przedsiębiorstw przedstawiło dane dotyczące istniejącej lub planowanej infrastruktury. Dla dokonania oceny zebranych informacji dotyczących źródeł wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne, Prezes URE 20 maja 2011 r. skierował pisma do operatora systemu przesyłowego oraz do operatorów systemów dystrybucyjnych z zapytaniem o wydane warunki przyłączenia dla określonych jednostek wytwórczych oraz o istniejącą infrastrukturę według zakresu oznaczonego w załączniku do rozporządzenia 617/2010.

Po dokonaniu analizy zgromadzonych we własnym zakresie danych oraz po otrzymaniu informacji od Ministra Gospodarki i Prezesa Agencji Rynku Rolnego, 31 lipca 2011 r. Prezes URE przekazał wymagane dane do Komisji Europejskiej. Wśród przekazanych informacji znajdowały się także dane dotyczące energetycznej infrastruktury przesyłowej.

Komisja Europejska realizując proces weryfikacji informacji nadesłanych przez państwa członkowskie zleciła grupie Ecorys opracowanie raportu zatytułowanego *„Analiza planowanych inwestycji w zakresie infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej”*, którego celem była prezentacja wstępnych analiz oraz omówienie otrzymanych, od poszczególnych państw członkowskich, danych w zakresie infrastruktury energetycznej. Wstępna wersja raportu, opracowana 29 grudnia 2011 r., wskazywała na konieczność uzupełnienia w niewielkim obszarze lub ponowną weryfikację przekazanych przez Polskę informacji:

- w zakresie G4 wskazano brak danych dotyczących planowanej infrastruktury magazynowania gazu,
- w ramach arkusza E1 uzupełnienie brakujących danych dotyczących planowanej infrastruktury elektroenergetycznej związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej,
- w arkuszu E3 uzupełnienie danych dotyczących transgranicznej infrastruktury przesyłowej, w szczególności w zakresie planowanego połączenia Polska – Litwa oraz istniejącego połączenia Polska – Ukraina.

Dodatkowe wytyczne w zakresie uzupełniania i sprawdzania poprawności zgromadzonych danych zostały przekazane bezpośrednio przez Komisję Europejską oraz autorów raportu podczas spotkania ekspertów poszczególnych państw Unii Europejskiej zorganizowanym 10 stycznia 2012 r. w Brukseli. Po przeprowadzeniu kolejnej analizy zebranych danych określonych przepisami rozporządzeń 617/2010 i 833/2010 oraz wskazanych we wstępnym raporcie sporządzonym na zlecenie Komisji Europejskiej, Prezes URE 23 stycznia 2012 r. przesłał do Komisji Europejskiej zweryfikowane i uzupełnione dane dotyczące istniejącej i planowanej infrastruktury energetycznej.

Raport zawierający informacje nadesłane przez państwa członkowskie określił wyzwania dotyczące sektora energii elektrycznej dla Komisji Europejskiej:

- wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną,
- wzrost udziału odnawialnych źródeł energii elektrycznej o zainstalowanej mocy mniejszej niż elektrownie konwencjonalne,
- konieczność przeprowadzenia remontów przestarzałych elektrowni konwencjonalnych wybudowanych przed liberalizacją rynku energii elektrycznej lub budowa nowych elektrowni w celu zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii,
- decentralizacja popytu i podaży na energię elektryczną do roku 2020,
- konieczność rozwoju sieci elektroenergetycznych, m.in. poprzez budowanie połączeń międzypaństwowych w celu stworzenia jednolitego rynku energetycznego.

Wyrokiem z 6 września 2012 r. w sprawie C-490/10 *Parlament Europejski przeciwko Radzie*

Unii Europejskiej (Dz. U. UE C 331.2/2 z 27 października 2012 r.), Trybunał stwierdził nieważność rozporządzenia 617/2010. Jednocześnie wskazał, że jego skutki zostają utrzymane do czasu wejścia w życie w rozsądnym terminie nowego rozporządzenia.

20 marca 2013 r. [2013/0082(COD)] Komisja Europejska przedstawiła Parlamentowi i Radzie wniosek w sprawie nowego rozporządzenia w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz zastępującego rozporządzenie 617/2010. Z treści wniosku wynika: „mimo, że oczekiwać można szybkiego przyjęcia nowego rozporządzenia w ciągu 2013 r. to jednak jest mało prawdopodobne, aby nowe rozporządzenie zostało przyjęte przed lipcem 2013 r., kiedy to przypada kolejny termin zgłaszania przez państwa członkowskie ich inwestycji zgodnie z unieważnionym rozporządzeniem. Zgłoszenia przypadające na 2013 r. powinny być zatem składane nadal na podstawie unieważnionego rozporządzenia. Zgodnie z nowym proponowanym rozporządzeniem dane powinny być zgłaszane od 1 stycznia 2015 r., a następnie co dwa lata".

Format i szczegóły techniczne zgłoszenia Komisji danych i informacji o projektach inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej są określone w załączniku do rozporządzenia 833/2010, przy czym, jak zastrzega Komisja, „rozporządzenie 833/2010 stosuje się do czasu jego zmiany, która nastąpi po przyjęciu proponowanego rozporządzenia".

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował 22 kwietnia 2013 r. *Informację Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 12/2013) w sprawie gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej* oraz poinformował przedsiębiorstwa energetyczne o obowiązku przesyłania informacji dotyczących infrastruktury energetycznej.

2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne)

2.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym

2.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych uregulowane są w Wytycznych stanowiących załącznik do rozporządzenia 714/2009/WE (do 3 marca 2011 r. 1228/2003/WE). W celu zapewnienia przestrzegania zgodności pomiędzy praktyką a regułami zawartymi w tym rozporządzeniu, Prezes URE monitoruje funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy w latach 2011–2012 zmianie. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy ośmioma operatorami systemów przesyłowych z siedmiu państw regionu CEE. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą we Freising (Niemcy), utworzone przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych Europy Środkowo-Wschodniej. Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów wyznaczane są przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z określonymi zasadami. Polski operator systemu przesyłowego – PSE SA, stosuje zasady wyznaczania przepustowości połączeń międzysystemowych zgodne z ustaleniami IRiESP – Bilansowanie i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

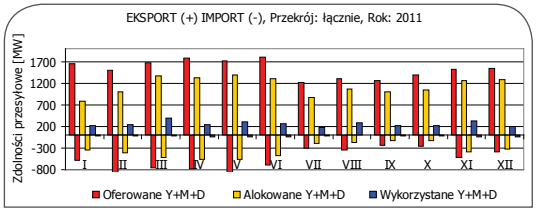
2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W ramach skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE SA wyznacza zdolności przesyłowe netto (NTC – *Net Transfer Capacity*) oraz margines bezpieczeństwa przesyłu (TRM – *Transmission Reliability Margin*). Zdolności przesyłowe są wyznaczane na profilu technicznym, tj. sumie przekrojów granicznych systemów zarządzanych

przez operatorów z Polski oraz Niemiec, Czech i Słowacji. Takie rozwiązanie jest konsekwencją występujących w obszarze KSE znacznych przepływów kołowych i związanej z tym istotnej współzależności dostępnych zdolności przesyłowych na poszczególnych granicach. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe, PSE SA kieruje się kryterium niezawodności pracy systemu, w tym kryterium „n-1" (wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie) oraz bierze pod uwagę prognozowane warunki pogodowe, generację elektrowni wiatrowych w Niemczech, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe. Dostępne zdolności przesyłowe są wyznaczane w horyzontach rocznych, miesięcznych, tygodniowych i dobowych.

W 2011 r. PSE SA udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych i w dniu realizacji dostaw, natomiast importowe w aukcjach dobowych i w dniu realizacji dostaw (w aukcjach rocznych i miesięcznych oferowane zdolności przesyłowe były równe 0 MW). W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości 200 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 213 MW (średnio w roku 96 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 421 MW (średnio w roku 1 103 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 614 MW (średnio w roku 363 MW). W 2011 r. zbliżonym zainteresowaniem uczestników rynku cieszyły się aukcje eksportowe i importowe, o czym świadczy stopień zarezerwowanych mocy w obu kierunkach w odniesieniu do mocy udostępnianych przez operatora. Powyższa sytuacja została przedstawiona na rys. 1.

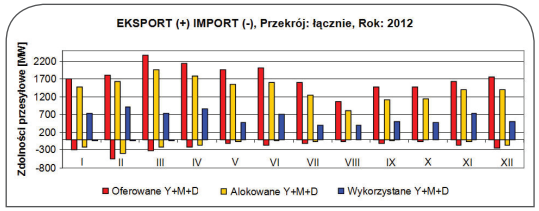
Rysunek 1. Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

W 2012 r. PSE SA udostępniało eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych, dobowych i w dniu realizacji dostaw, natomiast importowe w aukcjach dobowych i w dniu realizacji dostaw (w aukcjach rocznych i miesięcznych oferowane zdolności przesyłowe były równe 0 MW). W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości od 100 do 400 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 304 MW (średnio w roku 116 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 368 MW (średnio w roku 1 226 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 425 MW (średnio w roku 118 MW). Powyższa sytuacja została przedstawiona na rys. 2.

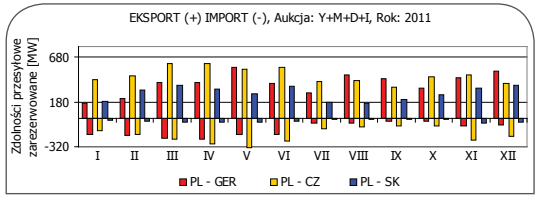
Rysunek 2. Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

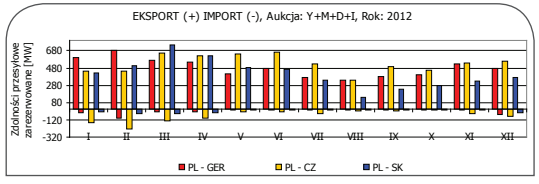
Najwięcej mocy przesyłowych w latach 2011–2012 uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 3 i 4.

Rysunek 3. Rezerwowanie zdolności przesyłowych w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Rysunek 4. Rezerwowanie zdolności przesyłowych w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Oznaczenia i definicje zdolności przesyłowych zostały uzgodnione w ramach ETSO i UCTE (obecnie ENTSO-E) i są one stosowane przez wszystkich operatorów europejskich. Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

Odnosząc się do ilości alokowanych mocy przesyłowych wśród uczestników rynku należy stwierdzić, że w latach 2011–2012 nie występowała ich nadmierna koncentracja. Udziały mocy alokowanej dla poszczególnych uczestników rynku w przetargu rocznym zawierały się w granicach 2,5%–35% w 2011 r. oraz 10%–53,75% w 2012 r. Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu w przypadku przetargu miesięcznego wynosił 27% w 2011 r. oraz 52,86% w 2012 r., natomiast dla przetargów dobowych wskaźnik ten wyniósł 23% w 2011 r. oraz 21,62% w 2012 r.

W latach 2011–2012 nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w tym okresie inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

W latach 2011–2012 nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi.

Saldo wymiany transgranicznej wyniosło 5 250 GWh w 2011 r. oraz 2 837 GWh w 2012 r. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w okresie 2011–2012 Polska była eksporterem netto. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznych przepływów energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

Tabela 1. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej w latach 2011–2012 na tle lat ubiegłych

Wyszczególnienie	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.	2012 r.	Dynamika 2012/2011
			[GWh]			[2011=100]
Bilans handlowy – saldo	**688**	**2 199**	**1 354**	**5 250,0**	**2 837**	**54,0**
Eksport	4 110	5 038	3 097	7 234,0	6 675	92,3
Import	3 422	2 839	1 743	1 984,0	3 838	193,5
Przepływy rzeczywiste						
Wypłynęło z Polski	**9 704**	**9 595**	**7 665**	**12 023,0**	**12 644**	**105,2**
w tym do:						
Czech	6 912	6 870	5 504	8 262,0	8 844	107,1
Niemiec	95	134	167	432,1	172	39,8
Słowacji	2 551	2 337	1 499	3 052,0	3 499	114,6
Szwecji	146	254	494	277,5	129	46,6
Wpłynęło do Polski	**9 020**	**7 400**	**6 310**	**6 779,0**	**9 803**	**144,6**
w tym z:						
Białorusi	554	0	0	0,0	0	0,0
Czech	28	128	136	44,0	75	170,7
Niemiec	5 576	5 616	5 331	5 136,0	6 048	117,8
Słowacji	31	62	82	26,6	2	5,8
Szwecji	2 065	1 394	760	1 513,6	2 673	176,6
Ukrainy	765	199	0	59,6	1 005	0,0

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. Wynika to w dużej mierze ze stale utrzymujących się różnic cen energii elektrycznej na polskim rynku i w krajach sąsiednich. Usuwanie ograniczeń przesyłowych na połączeniach synchronicznych z innymi krajami Unii Europejskiej, odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów[2)]. Na wielkość wymiany transgranicznej mają wpływ bariery techniczne, takie jak: niewystarczające zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych z sąsiadującymi krajami oraz utrzymujące się na wysokim poziomie przepływy kołowe (karuzelowe) energii elektrycznej pochodzącej z generacji wiatrowej w północnych Niemczech. Nie występują natomiast ograniczenia wynikające z dyskryminacyjnych zasad alokacji zdolności przesyłowych, czy też z braku właściwych środków nadzoru nad działaniami operatora.

[2)] W skoordynowanych przetargach na moce przesyłowe w wymianie międzysystemowej obecnie bierze udział pięciu operatorów systemów przesyłowych: 50 Hertz i Transpower (Niemcy), CEPS (Republika Czeska), SEPS (Słowacja), PSE Operator SA (Polska).

We wrześniu 2011 r. na połączeniu systemów polskiego i ukraińskiego wprowadzony został mechanizm udostępniania zdolności przesyłowych. Połączenie to stanowi jednotorową linię 220 kV relacji Zamość – Dobrotwór, łączącą do pracy synchronicznej z KSE wydzielone w Elektrowni Dobrotwór bloki wytwórcze. Dostępne zdolności przesyłowe są alokowane na uczestników rynku w formie przetargów miesięcznych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne). Zdolności są udostępniane w kierunku z Ukrainy do Polski.

W 2012 r. zasady udostępniania zdolności przesyłowych określone zostały w dokumencie „*Zasady udostępniania i przetargów zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE SA i NEK Ukrenergo*" organizowanych jednostronnie przez PSE SA. Zasady te były oceniane przez Prezesa URE. Regulator uznał, że nie są one sprzeczne z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych, w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych krajów sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości. W związku z tym Prezes URE nie sprzeciwił się stosowaniu tych zasad w okresie przejściowym, do czasu opracowania i wdrożenia reguł alokacji zdolności przesyłowych spełniających wymagania określone w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Każda zmiana zasad alokacji jest konsultowana z Prezesem URE.

Reasumując, w 2012 r. PSE SA alokował i udostępniał zdolności przesyłowe:

1) na połączeniach z krajami regionu Europy Środkowo-Wschodniej
   - w ramach mechanizmu skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) organizowanych dla trzech przedziałów czasowych: rocznego, miesięcznych i dobowych (rynek dnia następnego – *day-ahead*); przetargi były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą we Freising (Niemcy);
   - w ramach mechanizmu śródziennego – rynek dnia bieżącego (*intraday*), na zasadach uzgodnionych z pozostałymi operatorami regionu; mechanizm opiera się na czasowej regule pierwszeństwa (*first comes first serves*),
2) na stałoprądowym połączeniu ze Szwecją SwePol Link
   - w ramach mechanizmu *market coupling*, przy zastosowaniu aukcji niejawnych (*implicit*) na rynku dnia następnego, *market coupling* jest organizowany przez giełdy energii, tj. TGE SA i Nordpool Spot AS,
3) na połączeniach z krajami trzecimi – połączenie międzysystemowe z Ukrainą (Zamość – Dobrotwór)
   - w formie przetargów miesięcznych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne w kierunku z Ukrainy do Polski).

2.1.3. Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym

Wymiana międzysystemowa jest zintegrowana z rynkiem hurtowym poprzez rynek bilansujący. Zgodnie z zasadami realizacji umów handlowych w wymianie międzysystemowej, uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia realizacji umów z przetargów – rocznego i miesięcznych – do 7:45, co pozwala OSP na oszacowanie niewykorzystanych zdolności przesyłowych i ich udostępnienie w przetargu dobowym (procedura UIOLI – *Use It Or Lose It*). Informacje o dostępnych zdolnościach przesyłowych w przetargu dobowym są publikowane nie później niż do 9:45, natomiast wyniki przetargu są ogłaszane po 10:00. Rezerwacja zdolności przesyłowych w przetargu dobowym jest powiązana z ich zgłoszeniem do realizacji (nominacją). Uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia operatorowi umów handlowych do 13:00, tj. do terminu zamknięcia bramki czasowej na rynku bilansującym. Biorąc pod uwagę, że na polskim rynku energii elektrycznej hurtowy obrót energią odbywa się w większości w ramach kontraktów bilateralnych, wymiana międzysystemowa obecnie odbywa się poprzez aukcje na moce przesyłowe (aukcje jawne – *explicit*).

Należy podkreślić, że Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), dopuszcza również możliwość rozliczania na rynku bilansującym transakcji dnia bieżącego (*intraday*), co eliminuje potencjalne przeszkody ze strony Polski do wprowadzenia skoordynowanych w ramach regionu mechanizmów dnia bieżącego do zarzą-

dzania ograniczeniami przesyłowymi. Z uwagi na niezakończony na poziomie regionalnym proces ustalania jednolitego standardu i wyłaniania jednej platformy informatycznej obsługi kontraktów *intraday* dla Rynku Północno-Zachodniego (NWE), bilansowanie oparte o ten mechanizm nie zostało wdrożone do końca 2012 r.

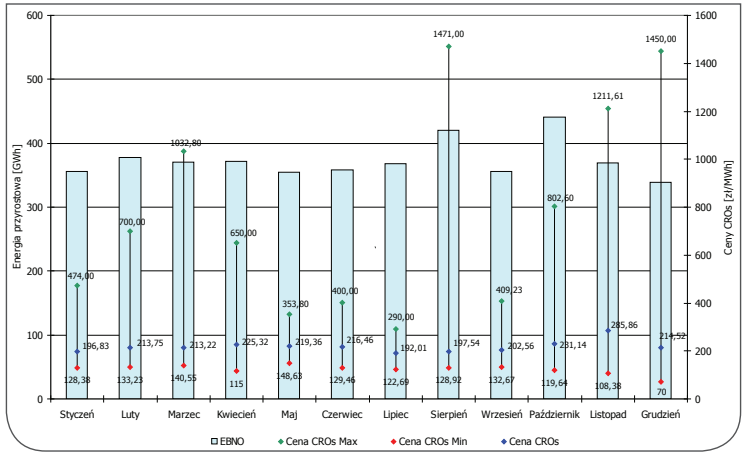
2.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

2.2.1. Bilansowanie

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określane są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie analizując publikowane przez operatora systemu przesyłowego informacje i okresowe sprawozdania. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad na podstawie monitorowania zjawisk występujących na rynku, jak również na podstawie prac analitycznych nad przyczynami ewentualnych zakłóceń.

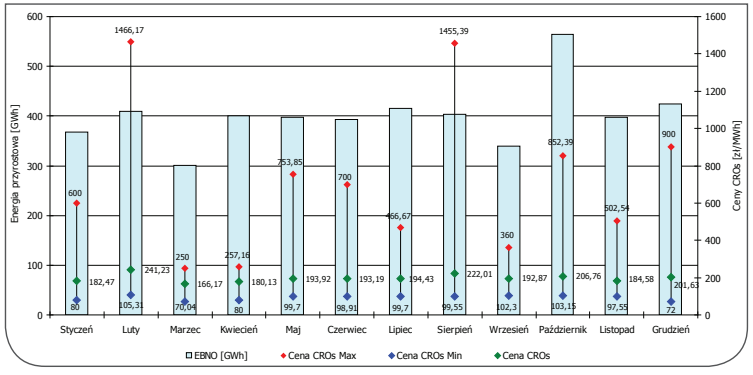
Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawiają rys. 5 i 6.

Rysunek 5. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Rysunek 6. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

W 2011 r. wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) zmalał w porównaniu do 2010 r. z 5,23 TWh do 4,48 TWh, tj. o blisko 14,3%. Zwiększył się średni poziom cen energii bilansującej dostarczonej poprzez Rynek Bilansujący, jak również zakres ich wahań, który był najwyższy w sierpniu i grudniu 2011 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofertowych, jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy stwierdzić, że w niektórych godzinach rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a PSE SA musiał korzystać z najdroższych ofert.

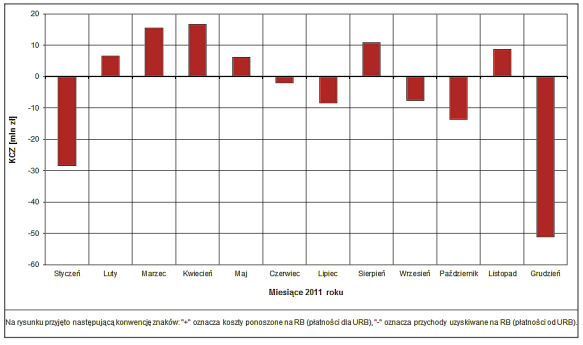
Natomiast w 2012 r. wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) zwiększył się w porównaniu do 2011 r. z 4,48 TWh do 4,82 TWh, tj. o blisko 7,6%. Zwiększył się również średni poziom cen energii elektrycznej na Rynku Bilansującym oraz nieznacznie zwiększył się zakres ich wahań, który był najwyższy w lutym i sierpniu 2012 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofer-

towych, tj. takich jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym w Polsce. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy stwierdzić, że w niektórych godzinach rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a PSE SA musiał korzystać z najdroższych ofert.

Oferty bilansujące są składane przez wytwórców uczestniczących w mechanizmie bilansowania niezależnie dla poszczególnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Taka zasada działania zapobiega w określonym stopniu nadmiernej koncentracji w tym segmencie rynku, choć niestety nie wyklucza jej całkowicie. Składanie ofert przez wytwórców posiadających JWCD jest obligatoryjne. Ograniczaniu siły rynkowej – w tym zapobieganiu ustalaniu cen z ofert bilansujących na bardzo wysokim poziomie, nieuzasadnionym warunkami rynkowymi – służy mechanizm rozliczania energii w ramach generacji wymuszonej. Jest on stosowany w przypadku braku możliwości wykorzystania oferty bilansującej po cenie ofertowej, o ile jest ona niezbędna z punktu widzenia niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE. W związku z tym, że w latach 2011–2012 sytuacja mogła sprzyjać nadużywaniu pozycji dominującej i decyzji o wycofywaniu ekonomicznym jednostek wytwórczych (składanie ofert bilansujących z bardzo wysoką ceną), tego typu zachowania wytwórców powinny być objęte postępowaniem w sprawie manipulacji rynkowych przewidzianych w rozporządzeniu 1227/2010 tzw. REMIT.

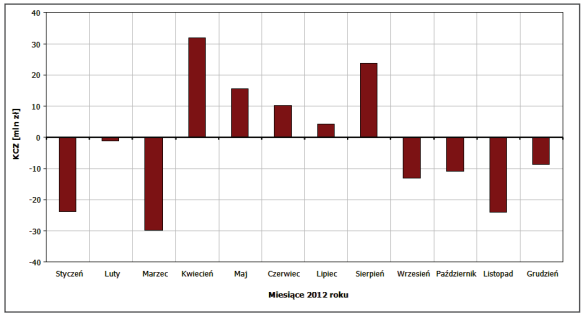
W procesie monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi analizie podlegają m.in. koszty związane z działaniami podejmowanymi przez operatora systemu przesyłowego. Koszty ponoszone w obszarze Rynku Bilansującego w latach 2011–2012 zostały zaprezentowane poniżej na rys. 7 i 8 oraz 9 i 10.

Rysunek 7. Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ) w poszczególnych miesiącach 2011 r.



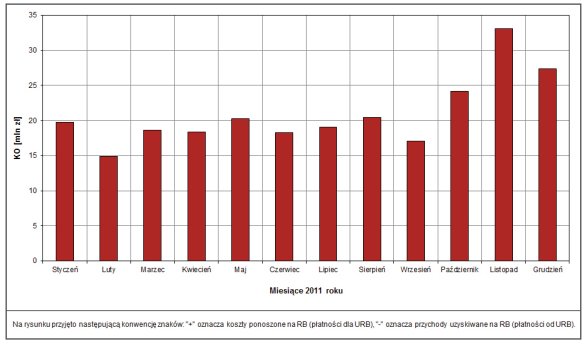
Źródło: http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=171&did=1054.

Rysunek 8. Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ) w poszczególnych miesiącach 2012 r.



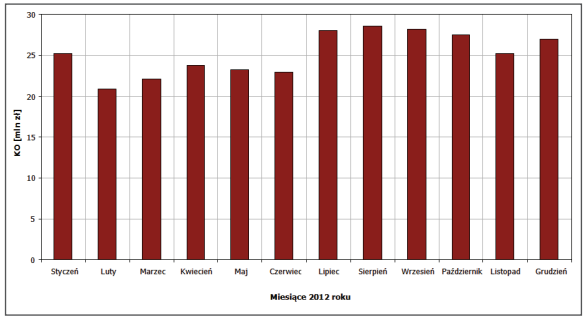
Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Rysunek 9. Koszty usuwania ograniczeń (KO) w poszczególnych miesiącach 2011 r.



Źródło: http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=171&did=1054.

Rysunek 10. Koszty usuwania ograniczeń (KO) w poszczególnych miesiącach 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego zmieniły się w poszczególnych miesiącach w stosunku do roku po-

przedniego. Jednocześnie koszty usuwania ograniczeń w odniesieniu do 2011 r. wzrosły z wyjątkiem listopada i grudnia. W tab. 2 przedstawiono koszty na Rynku Bilansującym w latach 2011–2012.

Tabela 2. Koszty na Rynku Bilansującym w latach 2011–2012

Wyszczególnienie	2011 r.	2012 r.	Dynamika 2012/2011
	[mln zł]		[2011=100]
Koszty na Rynku Bilansującym	**252,873**	**308,960**	**122,1**
w tym:			
koszty usuwania ograniczeń zgodnie z definicją IRiESP	251,275	302,818	120,5
koszty nieplanowanej i awaryjnej wymiany międzyoperatorskiej	1,598	5,937	371,5
koszty krajowych interwencyjnych dostaw energii	0,000	0,204	

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Na szczególną uwagę zasługuje dynamika wzrostu kosztów na Rynku Bilansującym w latach 2011–2012, zwłaszcza w zakresie nieplanowanej i awaryjnej wymiany międzyoperatorskiej.

2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Sytuacja w zakresie możliwości zarządzania ograniczeniami w KSE w latach 2011–2012 nie uległa radykalnej zmianie. Ograniczenia sieciowe występujące w polskim systemie przesyłowym są spowodowane historycznymi uwarunkowaniami, m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej oraz nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wywarzania (skupienie na południu kraju, niewielka liczba w północno-wschodniej części). Wśród nich przeważają ograniczenia determinujące pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. Niektóre mają charakter stały, co wymusza permanentną pracę dwóch elektrowni (*must run*) w celu ich usunięcia (Ostrołęka i Dolna Odra). Pozostałe ograniczenia są usuwane przez OSP dzięki zmianie programów pracy jednostek wytwórczych (*re-dispatching*) oraz wykorzystaniu ofert wytwórców z zastosowaniem swobodnych ofert bilansujących lub rozliczanych według ceny za generację wymuszoną (*counter trading*).

2.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci

W latach 2011–2012 monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez oddziały terenowe URE (OT URE), w szczególności:

- poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (obligatoryjne powiadamianie Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej),
- podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ww. ustawy dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej,
- w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- w postępowaniach koncesyjnych,
- w trakcie postępowań o zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw, w których działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną nie stanowi podstawowej działalności.

W omawianym okresie OT URE otrzymały 498 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 6 777,9 MW. Oznacza to prawie trzykrotne obniżenie ilości odmów w porównaniu do okresu 2009–2010 (powiadomień było 1 353), przy jednocześnie niezbyt radykalnym zmniejszeniu łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia (było 9 745 MW). Zauważalne jest, że blisko 48% łącznych odmów dotyczyło OZE, a ich moc stanowiła aż 83% łącznej mocy obiektów, które nie zostały przyłączone do sieci. Problem odmów najbardziej odczuwalny był przez inwesto-

rów chcących budować źródła energii na terenach o najkorzystniejszych warunkach do rozwoju OZE, tj. terenach ośmiu województw z obszaru Polski północnej i północno-zachodniej (na mapie na str. 11 zaznaczonych kolorem czerwonym – na obszarach objętych działaniami odpowiednich oddziałów terenowych URE).

W tym samym czasie Prezes URE wydał 96 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Ich liczba uległa ograniczeniu o 26% w stosunku do lat 2009–2010.

Szczegółowe informacje nt. wymienionych kwestii podano w dalszej części raportu.

2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

Przedsiębiorstwa energetyczne odmawiające zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, są ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Przedsiębiorstwa realizując ten obowiązek przesyłają do poszczególnych OT URE stosowne informacje. Zostały one ujęte w tab. 3 oraz na rys. 11.

Tabela 3. Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej w latach 2011–2012 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Ogółem [szt.]	Brak warunków technicznych [MW]	Brak warunków ekonomicznych [MW]	Ogółem [MW]
1	OC Warszawa	28	0	28	484,372	0,000	484,372
2	OT Szczecin	55	14	69	647,120	334,725	981,845
3	OT Gdańsk	40	1	41	2 752,349	0,000	2 752,349
4	OT Poznań	119	9	128	1 440,998	0,089	1 441,087
5	OT Lublin	27	0	27	333,310	0,000	333,310
6	OT Łódź	20	1	21	185,700	1,000	186,700
7	OT Wrocław	176	2	178	598,490	0,026	598,516
8	OT Katowice	1	0	1	1,600	0,000	1,600
9	OT Kraków	5	0	5	0,084	0,000	0,084
	OGÓŁEM	**471***	**27**	**498**	**6 444,023**	**335,840**	**6 779,863**

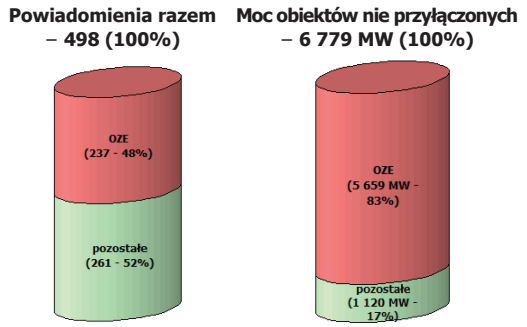
* W tym 46 powiadomień o odmowie (o łącznej mocy 1 134,64 MW) ze względu na brak zarówno warunków technicznych, jak i ekonomicznych.

Źródło: URE.

Z powyższych danych wynika jednoznacznie, że inwestorzy zainteresowani są przyłączeniem źródeł energii do sieci OSD, w szczególności na obszarach będących właściwością terytorialną OT Wrocław, OT Poznań, OT Gdańsk i OT Szczecin. Oddziały te skumulowały 83,5% łącznych powiadomień o odmowach. Przyczyną odmów w zdecydowanej większości był brak warunków technicznych. Odmów wydanych ze względu na brak warunków ekonomicznych było zaledwie 5,4%.

Z kolei rys. 11 wskazuje, że spośród wszystkich obiektów, które nie zostały przyłączone do sieci, 48% stanowiły OZE (głównie farmy wiatrowe), o mocy 5 659,38 MW (83% łącznej mocy).

Rysunek 11. Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej w latach 2011–2012



Źródło: URE.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Stosowną statystykę w tej kwestii podano w tab. 4.

Tabela 4. Rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wydane w poszczególnych OT URE w latach 2011–2012

Lp.	Wyszczególnienie	Łączna liczba wydanych decyzji [szt.]	Moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia [MW]	Łączna liczba wydanych decyzji dot. OZE [szt.]	Moc przyłączeniowa OZE [MW]
1	OC Warszawa	10	32,120	10	32,120
2	OT Szczecin	18	1 093,411	18	1 093,411
3	OT Gdańsk	12	280,107	7	280,000
4	OT Poznań	23	1 138,109	21	1 136,107
5	OT Lublin	15	550,800	12	550,500
6	OT Łódź	3	58,000	3	58,000
7	OT Wrocław	13	838,420	5	838,300
8	OT Katowice	0	0,000	0	0,000
9	OT Kraków*	2	82,000	2	82,000
	OGÓŁEM	**96**	**4 072,967**	**78**	**4 070,438**

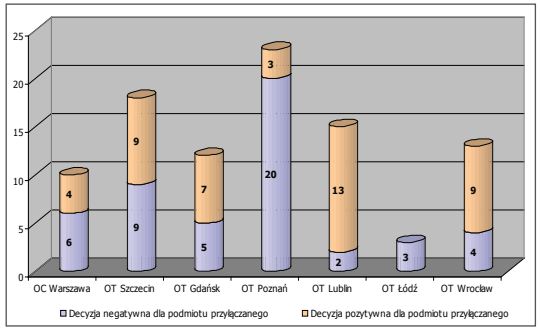
* Wydano decyzje umarzające postępowania.

Źródło: URE.

W omawianym okresie Prezes URE wydał łącznie 96 decyzji rozstrzygających spór, z czego 47% było pozytywnych dla wnioskujących. W porównaniu do lat 2009–2010 (131 decyzji) łączna liczba decyzji uległa ograniczeniu o 26,7%. Powodem ograniczenia wniosków dotyczących rozstrzygania sporów w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w szczególności OZE, a tym samym liczby wydanych decyzji było wprowadzenie dodatkowych wymogów formalnych związanych w szczególności z obowiązkiem uiszczenia zaliczek oraz przedstawienie dokumentów związanych z lokalizacją planowanych inwestycji. Ponadto na liczbę spraw spornych wpływał fakt, iż w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego, w KSE wystąpiło ograniczenie mocy przyłączeniowej. Powyższe dotyczy w szczególności ograniczeń mocy w sieci wysokiego napięcia należących do PSE Operator SA. Poza tym orzecznictwo sądowe również wpłynęło na liczbę rozpatrywanych sporów, a tym samym liczbę wydanych decyzji z uwagi na fakt dokonania wykładni spornych dotychczas zagadnień.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do OT URE łącznie 273, z czego 59% związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, pozostałe – 41% z parametrami dostarczanej energii elektrycznej (tab. 5).

Rysunek 12. Liczba wydanych decyzji z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (pozytywnych/negatywnych) w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w latach 2011–2012 w poszczególnych OT URE



Źródło: URE.

Tabela 5. Skargi lub wnioski w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej w latach 2011–2012 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej [szt.]	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z parametrami dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OC Warszawa	45	40	85
2	OT Szczecin	8	3	11
3	OT Gdańsk	12	2	14
4	OT Poznań	27	17	44
5	OT Lublin	5	9	14
6	OT Łódź	24	10	34
7	OT Wrocław	12	0	12
8	OT Katowice	16	19	35
9	OT Kraków	13	11	24
	OGÓŁEM	**162**	**111**	**273**

Źródło: URE.

Poniżej przedstawiono cząstkowe sprawozdania poszczególnych OT URE dotyczące monitoringu przedsiębiorstw energetycznych w omawianym zakresie.

Do **OC Warszawa** (obejmuje woj. mazowieckie) w 2011 r. wpłynęło 11 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej OZE z powodu braku warunków technicznych, na łączną moc 130,57 MW. W 10 przypadkach odmowy dotyczyły elektrowni wiatrowych, w jednym przypadku odmowa dotyczyła biogazowni. Natomiast w 2012 r. wpłynęło 16 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci z powodu braku warunków technicznych (moc 353,797 MW), w tym 14 z nich dotyczyło OZE o mocy 339,807 MW. Wpłynęło także jedno powiadomienie, w którym jako przyczynę wskazano brak warunków ekonomicznych.

W latach 2011–2012 w kwestiach związanych z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej odnotowano 45 skarg i wniosków, a dotyczyły one w większości spraw związanych z przedłużającym się terminem realizacji umowy o przyłączenie do sieci. Jako przyczynę niedotrzymania terminu realizacji umowy przedsiębiorstwa wskazywały najczęściej na trudności w zgromadzeniu stosownej dokumentacji i uzyskaniem wymaganych prawem pozwoleń, problemy związane z usytuowaniem urządzeń przedsiębiorstw na nieruchomościach gruntowych osób prywatnych (kwestia ustanowienia stosownej służebności) oraz niezrealizowanie przez podmiot przyłączany do sieci obowiązków nałożonych na niego w umowie o przyłączenie.

W latach 2011–2012, stosownie do postanowień art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzygnięto łącznie 10 sporów w sprawach odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z tego 4 pozytywnie i 6 negatywnie dla podmiotu przyłączanego. W 2011 r. odmowy dotyczyły dwóch domów kultury i przedszkola. Wydano decyzje orzekające zawarcie umowy. Odwołania od decyzji wniósł OSD. Natomiast w 2012 r. odmowy, oprócz elektrowni wiatrowych, dotyczyły placu budowy/budynku hotelu i budynku jednorodzinnego. W przypadku placu budowy/budynku hotelu wydano decyzję umarzającą postępowanie; odwołanie wniósł podmiot przyłączany. W przypadku budynku jednorodzinnego wydano decyzję orzekającą zawarcie umowy; żadna ze stron nie wniosła odwołania. W przypadku elektrowni wiatrowych wydano decyzje umarzające postępowanie; podmioty przyłączane wniosły odwołania. W stosunku do 3 odwołań wniesionych w 2011 r. i 6 w 2012 r., brak jest informacji o sposobie rozstrzygnięcia tych odwołań przez sądy instancji odwoławczych.

Do **OT Szczecin** (obejmuje woj. zachodniopomorskie i lubuskie) w latach 2011–2012 wpłynęło 69 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej obiektów o mocy łącznej 1 093,411 MW (w 23 przypadkach w pismach nie podano mocy). Znaczna część powiadomień (55) związanych było z brakiem warunków technicznych przyłączenia. W tym samym okresie do OT Szczecin wpłynęło 8 skarg i wniosków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej. Wydano również 18 decyzji administracyjnych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, przy czym 9 z nich to rozstrzygnięcie pozytywne dla podmiotu przyłączanego. Należy jednak podkreślić, iż w okresie sprawozdawczym złożono łącznie 7 odwołań od wydanych w okresie 2011–2012 przez Prezesa URE decyzji w sporach dotyczących odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2011–2012 do **OT Gdańsk** (obejmuje woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie) wpłynęło 41 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 2 752,35 MW, z tego 26 odmów miało miejsce w 2011 r., a 15 w 2012 r. Liczba powiadomień uległa obniżeniu o 81,8% w odniesieniu do poprzedniego okresu sprawozdawczego (było 225 powiadomień).

Tylko jedna informacja o odmowach przyłączenia do sieci przekazana przez OSD dotyczyła braku spełnienia warunków ekonomicznych. Wszystkie pozostałe odmowy związane były z brakiem warunków technicznych (40 odmów, 2 752,35 MW). W liczbie tej występuje 21 odmów przyłączenia OZE (farm wiatrowych) o mocy 2 548 MW.

Wskazywanymi przez OSD przyczynami odmów przyłączenia do sieci były m.in. brak możliwości rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej, negatywny wynik wykonanej ekspertyzy, przekroczony dozwolony poziom napięcia w ciągu liniowym oraz przeciążenia sieci, nie zachowanie warunków określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Jednocześnie z załączonych ekspertyz wpływu źródeł na sieć elektroenergetyczną wynika, iż możliwe przyłączenia wymagały znacznej rozbudowy sieci dystrybucyjnej. Ponadto należy zauważyć, iż modernizacja infrastruktury elektroenergetycznej niezbędna do przyłączenia źródeł energii nie zawsze była uwzględniona w aktualnym planie rozwoju danego OSD.

W latach 2011–2012 OSD (ENERGA-OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku, PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie, ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu) działający na terenie będącym właściwością terytorialną OT Gdańsk poinformowali tylko o jednej odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z przyczyn ekonomicznych. W przypadku tym odmowa przyłączenia do sieci spowodowana była lokalizacją obiektu w znacznej odległości od sieci dystrybutora, a tym samym konieczne byłoby wybudowanie sieci średniego napięcia wraz ze stacją transformatorową.

W ww. okresie wpłynęło również 12 skarg i wniosków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej. Większość z nich dotyczyła wykonania umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Ponadto skargi i wnioski dotyczyły kalkulacji opłaty za przyłączenie do ww. sieci, jak również dokumentów i uwarunkowań formalno-prawnych związanych z lokalizacją OZE, ubiegających się o przyłączenie.

W okresie sprawozdawczym wydano w OT Gdańsk łącznie 12 decyzji administracyjnych, rozstrzygających spory w oparciu o przepis art. 8 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, z czego 7 decyzji było pozytywnych dla podmiotu przyłączanego. Rozstrzygane spory w przeważającej większości, co do ilości, jak i sumy mocy przyłączeniowej, dotyczyły odmów przyłączenia OZE. Główna przyczyna odmowy tj. brak warunków technicznych dla ich przyłączenia wynikała w szczególności z konieczności dokonania niezbędnych i znaczących inwestycji w infrastrukturę OSD, a także z już istniejącego przeciążenia sieci elektroenergetycznych. Odnośnie sporów, które nie dotyczącą OZE, przyczyną odmów był w głównym stopniu brak warunków technicznych przyłączenia, w tym także z braku na danym terenie infrastruktury elektroenergetycznej niezbędnej do przyłączenia. W tym ostatnim przypadku rozważano również kwestie istnienia warunków ekonomicznych w kontekście bardzo kosztowej rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej w celu przyłączenia pojedynczych obiektów w terenie niezabudowanym. Spośród decyzji administracyjnych wydanych w OT Gdańsk, 6 z nich zostało zaskarżonych. Z przeprowadzonych postępowań administracyjnych wynika, iż za zasadę należy przyjąć konsekwentną obronę swojego stanowiska przez OSD w wydawanych przez siebie odmowach przyłączenia do sieci. Odnotować warto, iż postępowanie administracyjne w sprawie odmowy przyłączenia do sieci podlegało również umorzeniu na skutek osiągniętego kompromisu. Najczęściej był on osiągany poprzez „etapowanie" inwestycji, tj. przyłączenie farm wiatrowych etapami wraz z budową i rozbudową infrastruktury elektroenergetycznej oraz ustalanie bardziej realnego terminu do przyłączenia danej farmy wiatrowej. Wystąpił również przypadek, kiedy inwestor (podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej) wyraził gotowość i chęć partycypowania w kosztach modernizacji sieci elektroenergetycznej.

Z doświadczeń OT Gdańsk wynika, iż przeprowadzone w okresie 2011–2012 postępowania z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w większości zakończyły się pozytywnie dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Skutkowało to bądź ukształtowaniem treści umowy o przyłączenie do ww. sieci, bądź umorzeniem postępowania, w którym strony, przy udziale OT Gdańsk, dochodziły do porozumienia zarówno co do istnienia przesłanek przyłączenia, jak i treści samej umowy. Dotyczyło to również przypadków przyłączeń OZE, co do których zaistniał skomplikowany stan prawny i faktyczny. Ponadto z punktu widzenia przyłączenia OZE do sieci, postępowania administracyjne wymuszały na operatorach sieci dystrybucyjnych lub przesyłowych udokumentowanie (udowodnienie) występowania przesłanek negatywnych.

Zauważyć można, iż na kanwie dotychczasowego orzecznictwa uzasadnione jest stwierdzenie, że wydane orzeczenia w sposób znaczący wpływały na praktykę przedsiębiorstw energetycznych.

W analizowanym okresie do **OT Poznań** (obejmuje woj. kujawsko-pomorskie i wielkopolskie) wpłynęło łącznie 128 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wszystkie powiadomienia zawierały przyczyny odmowy, a znacząca część z nich także kopię wniosku podmiotu ubiegającego się o przyłączenie,

kopię powiadomienia o odmowie wysłanego podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci, stosowne obliczenia lub ekspertyzy wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia do sieci.

Powiadomienia o odmowie z przyczyn ekonomicznych (9, łączna moc 0,089 MW) zawierały m.in. informacje dotyczące miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, informacje dotyczące założeń do planu lub planu zaopatrzenia w energię elektryczną oraz planu rozwoju, określenie kosztów wykonania inwestycji oraz analizę efektywności ekonomicznej inwestycji.

Odmowy przyłączenia z przyczyn ekonomicznych dotyczyły jedynie odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej.

Ponadto w jednym przypadku odmowa przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odbiorcy zakwalifikowanego do V grupy przyłączeniowej spowodowana były faktem, że w obowiązującym studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, teren działki, na której znajdować się miał planowany do przyłączenia obiekt, określony został jako obszar gruntów ornych o mniejszej przydatności dla rolnictwa, lasy i łąki, ponadto rada miejska nie podjęła uchwały o przystąpieniu do sporządzenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego dla terenu obejmującego działkę. W kolejnym przypadku, w obowiązującym miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego teren działki, na której znajdować się miał planowany do przyłączenia obiekt, określony został jako obszary rolnicze i leśne – bez prawa zabudowy budynkami o funkcji rekreacyjnej. W kolejnych dwóch przypadkach gminy nie posiadały miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego dla terenu, na którym znajdowały się przedmiotowe działki, gminy nie przekazały także do uzgodnienia z operatorem planu zaopatrzenia przedmiotowego terenu w energię elektryczną, a wymagane inwestycje nie zostały ujęte w planie rozwoju operatora, dodatkowo w jednym z ww. dwóch przypadków w dokumencie *„Wyciąg z wykazu zmian gruntowych”* sposób użytkowania gruntu dla przedmiotowych działek został określony jako łąki trwałe, a dla terenu nie została wydana decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

Powiadomienia o odmowie z przyczyn technicznych (119, 1 440,998 MW) zawierały m.in. charakterystykę zagadnień związanych z przyłączaniem podmiotów do sieci elektroenergetycznej, szczegółowe uwarunkowania dotyczące przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, przyczyny braku istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, analizę ujęcia konkretnej inwestycji w planach rozwoju (art. 16 ustawy – Prawo energetyczne), niejednokrotnie także kwestie ekonomiczne związane z przyłączeniem konkretnego obiektu do sieci elektroenergetycznej.

Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z przyczyn technicznych dotyczyły jedynie źródeł: farm wiatrowych, biogazowni, elektrowni słonecznych, źródeł gazowych, małych elektrowni wodnych oraz źródła węglowego. Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, iż odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na: niespełnienie wymagań jakościowych energii, zagrożenia zwarciowe sieci SN, niezachowanie lokalnego charakteru źródła, przeciążenia sieci.

W 2011 r. działający na terenie OT Poznań operatorzy systemów dystrybucyjnych:

- ENEA Operator Sp. z o.o. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 41 farm wiatrowych, 6 biogazowni, 2 małych elektrowni wodnych, źródła węglowego, 3 źródeł gazowych i 2 odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej – łącznie 55 sztuk o mocy 833,611 MW,
- ENERGA-OPERATOR SA odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 6 farm wiatrowych o łącznej mocy 44,175 MW oraz 1 biogazowni o mocy 1,6 MW.

W 2012 r. działający na terenie OT Poznań OSD:

- ENEA Operator Sp. z o.o. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 17 farm wiatrowych, 5 biogazowni, źródła gazowego oraz 7 odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej – łącznie 30 odmów o mocy 509,365 MW,
- ENERGA-OPERATOR SA odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 22 farm wiatrowych, 1 biogazowni oraz 11 elektrowni słonecznych – łącznie 34 odmowy o mocy 50,022 MW,
- PKP ENERGETYKA SA odmówiła przyłączenia do sieci dystrybucyjnej biogazowni oraz farmy wiatrowej – łącznie 2 szt. o mocy 2,3 MW.

W 2011 r. i w 2012 r. odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na: niespełnienie wymagań jakościowych energii, zagrożenia zwarciowe sieci SN, niezacho-

wanie lokalnego charakteru źródła oraz przeciążenia sieci. Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały z negatywnych wyników efektywności ekonomicznej.

W 2011 r. do OT Poznań w zakresie energii elektrycznej wpłynęło 15 wniosków o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (4 dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, 10 – nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, 1 – odmowy zawarcia umowy o dystrybucję energii elektrycznej). Łącznie w 2011 r. rozpatrywano w OT Poznań 31 wniosków o rozstrzygnięcie sporu w zakresie energii elektrycznej (15 z 2011 r., 9 z 2010 r. i 7 z 2009 r.).

W 2011 r. zostały wydane 24 decyzje administracyjne (18 w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci i 6 w zakresie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej).

W tym samym okresie do OT Poznań wpłynęło 58 skarg w zakresie energii elektrycznej, które dotyczyły m.in. nielegalnego poboru energii elektrycznej, standardów jakościowych i parametrów dostaw energii elektrycznej, realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, rozliczeń za energię elektryczną, procedury zmiany sprzedawcy.

W 2012 r. do OT Poznań wpłynęło 17 wniosków o rozstrzygnięcie sporu w zakresie energii elektrycznej (6 dotyczyło odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, 10 – nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, 1 – odmowy zawarcia umowy o dystrybucję energii elektrycznej). Łącznie w 2012 r. rozpatrywano w OT Poznań 24 wnioski o rozstrzygnięcie sporu w zakresie energii elektrycznej (17 z 2012 r. i 7 z 2011 r.).

W 2012 r. w zakresie energii elektrycznej wydano łącznie 14 decyzji, z czego 5 w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, 8 w zakresie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, 1 w zakresie odmowy zawarcia umowy o dystrybucję energii elektrycznej.

W 2012 r. do OT Poznań wpłynęło 75 skarg w zakresie energii elektrycznej, które dotyczyły: nielegalnego poboru energii elektrycznej, przebudowy sieci elektroenergetycznej, niedotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, możliwości wstrzymania dostaw energii elektrycznej, rozliczeń za energię elektryczną, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (planowanych i innych), wykonania zapisów umowy o przyłączenie do sieci.

W latach 2011–2012 OT Poznań rozstrzygnął 23 sprawy w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z tego 3 pozytywnie, a 20 negatywnie dla podmiotu przyłączanego.

Do **OT Lublin** (obejmuje woj. lubelskie i podlaskie) w latach 2011–2012 wpłynęło łącznie 27 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej obiektów o łącznej mocy 333,31 MW (moc nie uwzględnia mocy 2 obiektów, z uwagi na brak takiej informacji w powiadomieniu). Należy przy tym wskazać, że w 2011 r. nastąpił znaczny wzrost postępowań dotyczących rozstrzygnięcia sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (głównie farm wiatrowych). Postępowania powyższe zakończyły się wydaniem decyzji kształtujących treść umów o przyłączenie (wszystkie decyzje zostały wydane w 2012 r.). Wzrost liczby postępowań spornych, których przedmiotem była odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, spowodowany był m.in. ukształtowaniem się orzecznictwa sądowego w zakresie ustalenia opłaty za przyłączenie OZE, która powinna uwzględniać jedynie nakłady niezbędne na budowę przyłącza, bez uwzględnienia nakładów na rozbudowę/modernizację sieci elektroenergetycznej należącej do poszczególnych OSD. Wszystkie ww. postępowania związane były z nieprawidłowym ustaleniem przez PGE Dystrybucja SA wysokości opłaty za przyłączenie OZE, czego przejawem było uwzględnianie w opłacie za przyłączenie oprócz nakładów związanych bezpośrednio z budową przyłącza również nakładów na rozbudowę/modernizację sieci dystrybucyjnej należącej do PGE Dystrybucja SA. Należy przy tym zauważyć, że w stosunku do źródeł, o których mowa wyżej, OSD nie zgłaszał uprzednio odmowy przyłączenia, a co za tym idzie w stosunku do ww. źródeł opłata za przyłączenie powinna zostać ustalona w oparciu o art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne. W trakcie rozstrzygania powyższych sporów ustalono również, że PGE Dystrybucja SA nakłada na podmioty przyłączane dodatkowe obowiązki utrudniające realizację umowy o przyłączenie do sieci, w tym obowiązek wniesienia dodatkowej gwarancji pieniężnej w celu zabezpieczenia realizacji przez podmiot przyłączany inwestycji

związanych z przebudową/modernizacją sieci dystrybucyjnej. Ponadto ustalono, że OSD na wszystkie źródła przyłączane do sieci dystrybucyjnej nakłada obowiązek w zakresie budowy przyłącza.

Należy również wskazać na problematykę powstałą na tle stosowania przez OSD przepisu art. 7 ust. 8l pkt 2 w związku z art. 7 ust. 8e ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z analizy postępowań w sprawie rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy o przyłączanie do sieci elektroenergetycznej, które zostały wszczęte w 2012 r. (i pozostają nadal w toku), PGE Dystrybucja SA jako podstawę odmowy przyłączenia do sieci z powołaniem się na brak technicznych warunków przyłączenia przyjęła opracowany na podstawie art. 7 ust. 8l pkt 2 ustawy dokument pod nazwą *„Analiza dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym powyżej 1 kV"*, który jest publikowany na stronach internetowych ww. przedsiębiorstwa. Jednocześnie PGE Dystrybucja SA przy ocenie istnienia lub braku technicznych warunków przyłączenia OZE, o mocy zainstalowanej powyżej 2 MW, w zdecydowanej większości przypadków zaniechała wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanego źródła na system elektroenergetyczny, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy, co *de facto* oznaczało odstąpienie od zindywidualizowanej i precyzyjnej oceny istnienia lub braku technicznych warunków przyłączenia do sieci. Powyższe zaniechania były podstawą do wszczęcia przez Prezesa URE postępowania w sprawie wymierzenia OSD kary pieniężnej za nieuzasadnioną odmowę zawarcia umów o przyłączenie (niezależnie od trwających postępowań w sprawie rozstrzygnięcia sporów w powyższym zakresie). Na powyższym tle należy również wskazać na pozytywny aspekt działań OSD w przypadku wystąpienia odmowy przyłączenia do sieci OZE, jakim jest wskazywanie jako podstawy odmowy przyłączenia do sieci łącznie nieistnienie technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci, co otwiera podmiotom przyłączanym drogę do zawarcia umowy o przyłączenie z zastosowaniem przepisu art. 7 ust. 9 ustawy.

W latach 2011–2012 do OT Lublin wpłynęło 5 skarg i wniosków związanych z kwestiami odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Niezależnie od ww. skarg rozpatrywane były również skargi dotyczące opóźnień lub innych przeszkód w realizacji umowy o przyłączenie, które często nosiły znamiona odmowy przyłączenia do sieci. Jednym z zagadnień poruszanych przez podmioty przyłączane w ww. skargach były praktyki PGE Dystrybucja SA dotyczące m.in. zawierania umowy o przyłączenie OZE z terminem obowiązywania ww. umowy tożsamym z terminem obowiązywania warunków przyłączenia wydanych dla tego źródła bez możliwości sporządzenia aneksu w zakresie przedłużenia terminu obowiązywania umowy o przyłączenie. Dodatkowo w ww. skargach podmioty przyłączane wskazywały na fakt obciążania ich przez PGE Dystrybucja SA dodatkowymi obowiązkami związanymi z realizacją umowy o przyłączenie, w tym w zakresie obowiązku ponoszenia kosztów przebudowy/modernizacji sieci dystrybucyjnej, wnoszenia dodatkowych gwarancji finansowych w celu zabezpieczenia realizacji obowiązku w zakresie przebudowy/modernizacji sieci dystrybucyjnej, nakładanie obowiązków w zakresie sporządzenia dokumentacji projektowej i uzyskania stosowanych decyzji organów administracji architektoniczno-budowlanej i nadzoru budowlanego związanych z realizacją inwestycji sieciowych niezbędnych do przyłączenia OZE do sieci elektroenergetycznej. Jak ustalono w toku podejmowanych czynności, OSD uznając niezasadność działań w zakresie obciążania podmiotu przyłączanego dodatkowymi obowiązkami dokonał stosownych zmian w umowie o przyłączenie do sieci odnawialnego źródła do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2011–2012 wydano łącznie 15 decyzji administracyjnych w zakresie dotyczącym odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, przy czym 13 z nich to rozstrzygnięcia pozytywne dla podmiotu przyłączanego. Należy jednak wskazać, iż w stosunku do 11 decyzji w sprawie rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci odnawialnych źródeł energii, PGE Dystrybucja SA wniosła odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Jak ustalono na podstawie informacji przedstawianych przez PGE Dystrybucja SA, pomimo złożenia odwołania do SOKiK, pomiędzy podmiotami przyłączanymi a OSD prowadzone są negocjacje w zakresie zawarcia umowy o przyłączenie na warunkach akceptowanych przez obie strony. Oceniając wpływ dokonanych rozstrzygnięć zawartych w ww. decyzjach (nieprawomocnych) na sytuację innych podmiotów przyłączanych należy wskazać,

iż PGE Dystrybucja SA dokonała weryfikacji swojego stanowiska m.in. w zakresie domagania się od podmiotów przyłączanych przedstawienia dodatkowej gwarancji finansowej zabezpieczającej wykonanie prac związanych z przebudową/modernizacją sieci dystrybucyjnej. W wyniku powyższych rozstrzygnięć, usystematyzowaniu uległ proces oceny istnienia lub braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia.

W 2011 r. i 2012 r. do **OT Łódź** (obejmuje woj. łódzkie i świętokrzyskie) wpłynęło 20 powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z powodu braku warunków technicznych przyłączenia na łączną moc 185,7 MW. W większości odmowy dotyczyły OZE (elektrownie wiatrowe). Wpłynęła także informacja o braku warunków ekonomicznych (1 MW). W latach 2011–2012 zgłoszono łącznie 24 skargi i wnioski w zakresie dotyczącym przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Cztery wnioski dotyczyły rozstrzygnięcia sprawy spornej, dotyczącej odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Wydano 3 decyzje w tym zakresie. W jednym przypadku wydano decyzję, którą orzeczono zasadność odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, wobec istniejącego już i wykonywanego przyłączenia Wnioskodawcy do sieci innego przedsiębiorstwa energetycznego (OSD) – decyzja jest prawomocna. W drugim przypadku wydano decyzję, którą orzeczono bezprzedmiotowość postępowania administracyjnego wobec zawarcia wnioskowanych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej na czas określony, adekwatny do okresu ważności warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i wygaśnięcia tych umów z powodu upływu okresu ich obowiązywania (od decyzji wniesiono odwołanie). Przed SOKiK toczy się postępowanie wskutek wniesionego odwołania. W trzecim przypadku wydano decyzję, którą orzeczono, że nie ma miejsca odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, wobec wydania nowych warunków przyłączenia do sieci i przedstawienia projektu umowy, zastępującej umowę obowiązującą.

W omawianym okresie w OT Łódź wydano 3 decyzje z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci energetycznej. Dwie z nich dotyczyły zmiany warunków przyłączenia.

W latach 2011–2012 do **OT Wrocław** (obejmuje woj. dolnośląskie i opolskie) wpłynęło łącznie 178 powiadomień o odmowie przyłączenia (598,516 MW). Jako przyczynę odmowy wskazywano niedochowanie w miejscu przyłączenia kryterium zwarciowego, lokalizacje działek na gruncie rolnym i brak aktualnego planu zagospodarowania przestrzennego.

W okresie analizowanym do oddziału wpłynęło również 12 skarg w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej, z uwagi na brak warunków technicznych. Jednocześnie w okresie tym wydano łącznie 13 decyzji administracyjnych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (9 z nich to decyzje pozytywne dla podmiotu przyłączanego, pozostałe 4 – decyzje negatywne dla podmiotu przyłączanego). W 2012 r. wpłynęły 2 odwołania, z których merytorycznie rozpatrzono jedno (uchylenie postanowienia o zwrocie wniosku), a drugie postępowanie jest w toku.

W **OT Katowice** (obejmuje woj. śląskie) w latach 2011–2012 wpłynęło łącznie 16 skarg i wniosków w zakresie dotyczącym przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W głównej mierze dotyczyły one zagadnień związanych z realizacją umowy o przyłączenie do sieci, w tym w przedmiocie terminu przyłączenia, określenia miejsca dostarczania energii.

W omawianym okresie wpłynęło powiadomienie o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Prowadzone przez OT Katowice już od dłuższego czasu działania o charakterze *quasi* mediacyjnym, zmierzające do wyjaśnienia interesariuszom, że polubowne załatwienie sprawy to najlepszy, najprostszy, najszybszy i satysfakcjonujący wszystkich sposób rozwiązania wszelkich trudności spowodowały, że w ww. okresie nie były prowadzone postępowania administracyjne w przedmiocie rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2011–2012 do **OT Kraków** (obejmuje woj. małopolskie i podkarpackie) wpłynęło 5 powiadomień o odmowie przyłączenia o mocy 0,084 MW. Wszystkie związane były z brakiem warunków technicznych przyłączenia. W okresie tym

wydano 2 decyzje z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przy czym były to decyzje o umorzeniu postępowania z urzędu, z uwagi na zawarcie przez strony umowy o przyłączenie.

2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

Monitoring z zakresu wykonanych i planowanych remontów sieci elektroenergetycznych prowadzony jest przez OT URE na bieżąco, w trakcie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf na dystrybucję energii elektrycznej.

Zauważyć należy, że przedsiębiorstwa energetyczne, co do zasady systematycznie prowadzą oględziny i przeglądy sieci, a na ich podstawie dokonują oceny stanu technicznego i planują zadania w zakresie naprawy (w tym remontów) poszczególnych elementów systemu dystrybucyjnego. W zależności od nasilenia losowych zdarzeń, zróżnicowane są działania wyjaśniające, podejmowane przez poszczególne OT URE.

W latach 2011–2012 na obszarze działania **OC Warszawa** miała miejsce poważna awaria sieci PGE Dystrybucja SA, spowodowana wyjątkowo niekorzystnymi warunkami pogodowymi (październik 2012 r.), którą w relatywnie krótkim czasie usunięto. Przedsiębiorstwa energetyczne, w ramach posiadanych środków uwzględnianych w planach rozwoju, jak i w kosztach remontów i konserwacji, realizują systematycznie poprawę stanu technicznego istniejących sieci. W przypadkach awarii infrastruktury elektroenergetycznej, działania zmierzające do ich usunięcia podejmowane są w miarę możliwości w krótkim okresie. Wszyscy OSD w ramach realizowanych planów rozwoju, a także remontów i konserwacji podejmowały w tym okresie działania w celu poprawy warunków dostarczania energii elektrycznej. W OC Warszawa w latach 2011–2012 nie były wydawane decyzje o ukaranie przedsiębiorstw energetycznych dotyczące nie utrzymywania w należytym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej.

Należy również nadmienić, iż w analizowanym okresie wpłynęło 40 skarg i wniosków dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej. Z praktyki dotychczasowej wynika, że większość takich spraw dotyczyła: czasu trwania planowanych i nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, prawidłowości powiadamiania odbiorców o terminie i czasie trwania ww. przerw, migotania światła i spadków napięcia. Przedsiębiorstwo powiadomiło Prezesa URE o czasie trwania planowanych i nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii (w przypadku przekroczenia dopuszczalnego czasu trwania tych przerw zobowiązało się wypłacić odbiorcom bonifikaty), przeprowadziło ocenę stanu technicznego sieci, czynności eksploatacyjne i stosowne pomiary, np. napięcia i wskaźnika migotania światła (w przypadku przekroczenia dopuszczalnych odchyleń zobowiązało się wypłacić odbiorcom bonifikaty), usunęło skutki awarii, zobowiązało się do przeprowadzenia modernizacji sieci.

Na obszarze działania **OT Szczecin**, m.in. zlokalizowano 7 awarii sieci elektroenergetycznej SN oraz 3 awarie na sieciach Nn. Nie odnotowano przerw o charakterze katastrofalnym, natomiast dwie z nich zakwalifikowane były do przerw długich. OSD podejmując działania w celu usunięcia przerw dokonywało napraw kabli, przełączenia na zasilanie rezerwowe, wypięcia kabli wraz z podaniem napięcia na kable pozostałe, podania napięcia na sekcję rozdzielni. Należy stwierdzić, iż wszystkie zamierzenia inwestycyjne i modernizacyjne mające na celu uzyskanie właściwego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zapewnienia standardów jakościowych dostaw realizowane są w oparciu o uzgodnione z Prezesem URE plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Przedsiębiorstwa przedstawiają informacje z realizacji zadań objętych planem rozwoju; monitoring ich wykonania dokonywany jest na bieżąco poprzez podejmowane przez Prezesa URE działania regulacyjne. Działania w tym zakresie podejmowane są w OT Szczecin w toku postępowań wyjaśniających na skutek skarg i wniosków odbiorców lub w trakcie prowadzonych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowań administracyjnych dotyczących odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W latach 2011–2012 nie było postępowań, jak i decyzji w przedmiocie ukarania przedsiębiorstw energetycznych za nie utrzymywanie w należytym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej. W analizowanym okresie 3 skargi dotyczące parametrów dostarczanej energii elektrycznej związane były z przerwami i spadkami napięć.

OT Gdańsk monitoruje awarie ujawnione w składanych skargach i wnioskach interesariuszy oraz podczas prowadzonych postępowań administracyjnych.

W 2011 r. uzyskano informacje dotyczące awarii oraz napraw sieci elektroenergetycznej należącej do głównego operatora z obszaru właściwego OT Gdańsk, tj. ENERGA-OPERATOR SA, z których wynikało, iż na przełomie lat 2010 i 2011 miały miejsce liczne awarie infrastruktury elektroenergetycznej będącej własnością tegoż operatora.

Z informacji od niego uzyskanych wynika, że w okresie od 1 grudnia 2010 r. do 15 stycznia 2011 r. wystąpiło 3 151 awarii, z czego 2 222 na liniach nN, 922 na liniach SN i 7 awarii na WN. Z kolei w okresie od 16 stycznia 2011 r. do 11 lutego 2011 r. wystąpiły awarie na infrastrukturze elektroenergetycznej w ilości 4 099, z tego 3 123 awarie na liniach nN, 958 awarii na SN i 18 awarii na WN.

Ww. awarie i uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej powstały przy niekorzystnych warunkach atmosferycznych, takich jak intensywne opady śniegu, szadź i wichury. Powyższe m.in. powodowało, że przewracane były drzewa spoza normatywnych pasów wycinek powodujące trwałe uszkodzenia napowietrznych sieci elektroenergetycznych. Z drugiej strony rozległość awarii skutkowała długim czasem ich usuwania, bowiem znaczna część infrastruktury przebiega przez tereny zalesione i trudno dostępne.

Spośród odnotowanych awarii, 397 z nich spowodowały przerwy katastrofalne (czas trwania powyżej 24 godzin) w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Z kolei 537 awarii było przyczyną długich przerw, które trwały od 12 do 24 godzin. Natomiast w okresie od lipca do grudnia 2011 r. na terenie województw pomorskiego i warmińsko-mazurskiego wystąpiły 15 603 awarie, z tego 12 249 na liniach nN, 3 346 na SN i 8 awarii na liniach WN.

Z kolei w 2012 r. na terenach objętych właściwością terytorialną OT Gdańsk odnotowano odpowiednio: 26 awarii na liniach WN, 5 807 – na liniach SN oraz 22 537 – na liniach nN. W województwie pomorskim awarie objęły odpowiednio: 22, 3 435 i 16 030 linii przesyłowych i dystrybucyjnych. Pozostałe dotyczyły sieci zlokalizowanych na terenie województwa warmińsko-mazurskiego. Jako główne przyczyny awarii wskazywano m.in.: upadające drzewa i gałęzie, wichury, wyładowania atmosferyczne, zużycie eksploatacyjne elementów sieci. Monitorując z kolei uciążliwość awarii dla odbiorców, należy stwierdzić, że awarie trwały łącznie 61 005,1 godzin, przy czym 85% tego czasu przypadała na sieci nN. W większym wymiarze wyłączenia dotyczyły odbiorców z terenu województwa warmińsko-mazurskiego.

W 2012 r. odnotowano 26 159 przerw długich, 1 036 przerw bardzo długich oraz 387 o charakterze katastrofalnym, przy czym większość przerw dotyczyła odbiorców z terenu województwa pomorskiego.

Mając powyższe na uwadze, 17 lipca 2012 r. została nałożona kara pieniężna na ENERGA-OPERATOR SA za nie wywiązywanie się z obowiązku utrzymywania w należytym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń oraz za naruszenie warunków koncesji na dystrybucję energii elektrycznej w ten sposób, że przedsiębiorstwo nie utrzymywało obiektów, instalacji i urządzeń w należytym stanie technicznym, umożliwiających przesyłanie energii w sposób ciągły i niezawodny. Ponadto ww. decyzja obejmowała również nie utrzymywanie właściwych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Należy podać, że w latach 2011–2012 ENERGA-OPERATOR SA podejmował działania modernizacyjne wpływające na poprawę ciągłości zasilania. Dokonano m.in. wymiany linii gołych SN przebiegających przez tereny leśne na linie z przewodami niepełnoizolowanymi, linii nN na linie izolowane oraz automatyzacji sieci SN poprzez montaż rozłączników zdalnie sterowanych w celu ograniczenia rozległości awarii. Dokonywano również digitalizacji zabezpieczeń. Z kolei w celu poprawy jakości eksploatacji sieci operator m.in. wdrożył jednakowy plan eksploatacyjny w całym przedsiębiorstwie, zintensyfikował działania związane z wycinkami drzew wzdłuż i pod liniami elektroenergetycznymi przebiegającymi przez tereny zalesione oraz realizował pomiary termowizyjnych urządzeń sieci, w celu eliminowania tzw. „słabych punktów" w sieci i podejmowanie działań profilaktycznych. Ponadto opracował *„Program ciągłości zasilania w ENERGA – OPERATOR SA na lata 2013–2020"*, w którym zostały określone działania operacyjne wpływające na poprawę niezawodności zasilania oraz działania usprawniające funkcjonowanie operatora w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. Operator ten zawarł umowę na montaż i uruchomienie tymczasowych linii napowietrznych WN, co pozwala na szybką odbudowę uszkodzonych linii WN, a tym

samym minimalizację przerw w dostawie energii elektrycznej. Wprowadził również program automatyzacji linii średniego napięcia, program wymiany niesieciowanych kabli średniego napięcia, wymiany linii niskiego napięcia na przewody izolowane, wymiany przyłączy na izolowane, wymiany przewodów linii średniego napięcia na niepełnoizolowane na terenach zadrzewionych oraz modernizację stacji słupowych SN/nN.

Przeprowadzony monitoring pozostałych OSD, działających na obszarze właściwym OT Gdańsk, nie wykazał, aby nastąpiło nasilenie awarii infrastruktury elektroenergetycznej należącej do tych podmiotów.

W latach 2011–2012 wpłynęły do OT Gdańsk 2 skargi w zakresie dotyczącym parametrów dostarczanej energii elektrycznej. OSD podejmując interwencje w tym zakresie wykonał pomiary napięcia, w wyniku których ustalono, że parametry jakościowe dostarczanej odbiorcom energii były dochowane.

W **OT Poznań** monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci realizowane jest w ramach rozpatrywanych skarg i wniosków. Skargi i wnioski dotyczyły przede wszystkim realizacji warunków zawartych umów o przyłączenie do sieci; jedna skarga dotyczyła przyłączenia, o którym mowa w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne oraz nieprawidłowych wartości napięcia zasilającego i związanych z tym bonifikat; awarii o niewielkim zasięgu oraz przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (z reguły mieszczących się w dopuszczalnych czasach trwania); przedsiębiorstwa informowały o działaniach podjętych w celu poprawy warunków dostarczania energii elektrycznej. W 2011 r. rozpatrywano takich skarg 19, natomiast w 2012 r. – 25. W OT Poznań nie przeprowadzano postępowań o ukaranie przedsiębiorstw energetycznych ze względu na nie utrzymywanie w należytym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej.

W **OT Lublin** w latach 2011–2012 nie prowadzono kompleksowych działań w zakresie monitorowania występujących w systemach dystrybucyjnych należących do poszczególnych OSD awarii tego systemu. Monitoring prowadzony jest na bieżąco w związku z rozpatrywaniem skarg odbiorców dotyczących m.in. niedotrzymywania przez OSD parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej. W 2011 r. rozpatrywano 5 spraw, w 2012 r. – 4 takie sprawy. W ramach tych działań nie stwierdzono występowania po stronie OSD nieprawidłowości, które stanowiłyby podstawę do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Monitorowanie dokonywania napraw sieci przez **OT Łódź** odbywa się w ramach postępowań wyjaśniających poprzez analizę informacji o krótkotrwałych awariach lub przerwach w dostawie energii elektrycznej oraz wyjaśnień w tym zakresie udzielanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Jednocześnie nie wydano decyzji o ukaraniu przedsiębiorstw energetycznych w trybie art. 56 ust. 1 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczącym nie utrzymywania w należytym stanie technicznym infrastruktury energetycznej. W okresie objętym raportem zgłoszono łącznie 10 skarg i wniosków na parametry dostarczanej energii elektrycznej. Odbiorcy sygnalizowali m.in. o występowaniu zaniżonych parametrów napięcia w linii 0,4 kV, o utrudnieniach w wykonywaniu działalności gospodarczej i poniesionych stratach z powodu zaplanowanej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, o zbyt niskim napięciu, o zwłoce w usuwaniu awarii w sieci. Przedsiębiorstwo energetyczne w każdym przypadku udzieliło stosownych wyjaśnień.

W **OT Wrocław** zmonitorowano m.in. awarię z 26 listopada 2011 r., w wyniku której odbiorcy zlokalizowani przy ul. Stargardzkiej we Wrocławiu pozbawieni zostali dostaw energii elektrycznej wskutek awarii urządzeń elektroenergetycznych. O godzinie 6:56 nastąpiło awaryjne wyłączenie transformatora T-5 przez wyłącznik 10 kV w polu nr 5 rozdzielni ESV-0500 z powodu zadziałania zabezpieczenia gazowo-przepływowego transformatora T-5, który to fakt zarejestrowany został w dzienniku ogólnym systemu sterowania i nadzoru Wind Ex. Przystąpiono natychmiast do likwidacji awarii i niezwłocznie wznowiono dostawy odbiorcom objętych awarią.

Ponadto w zakresie awarii sieci elektroenergetycznej, monitorowano zdarzenie związane z wypadkiem w miejscowości Krzeszów, które miało miejsce 21 sierpnia 2012 r. W związku z uszkodze-

niem sieci nastąpiło porażenie prądem dwóch osób. Sieć nN w m. Krzeszów – obwód L2 kier. „Klasztor" wykonana jest w technologii sieci napowietrznych z przewodami nieizolowanymi. Ponadto występują także pojedyncze przyłącza kablowe typu YAKY 4×25 mm^2, YAKY 4×35 mm^2. Sieć została wybudowana z wykorzystaniem słupów drewnianych (62%), słupów typu ŻN (19%) oraz słupów betonowych wirowanych typu E (19%). Na odcinkach sieci napowietrznej z przewodami nieizolowanymi zastosowane są typowe izolatory N-80 oraz S-80. Obwód jest zasilany ze stacji transformatorowej słupowej typu STS 20/100 o nr ruchowym PT-42B05. Odgałęzienie, na którym doszło do wypadku wykonane jest przewodami Al. 4×16 mm^2 na słupach drewnianych w układzie z przewodem neutralnym umieszczonym nad przewodami fazowymi. Ponadto uległa uszkodzeniu stacja zasilająca linię nN, która jest wyposażona w typową dla tego rodzaju urządzeń elektroenergetycznych automatykę zabezpieczeniową. Bezpośrednio po zdarzeniu stwierdzono zadziałanie zabezpieczenia. Z wiedzy posiadanej przez OT Wrocław wynika, że OSD podjął w 2012 r. następujące działania mające na celu zwiększenie bezpieczeństwa pracy urządzeń elektroenergetycznych:

- w sierpniu i wrześniu przeprowadzono dodatkowe oględziny urządzeń (linii i stacji WN, SN, nN) zlokalizowanych w pobliżu terenów rekreacyjnych, parków, szkół, zbiorników wodnych (kąpielisk) itp.,
- na podstawie przeprowadzonych oględzin opracowano harmonogram dodatkowych działań eksploatacyjno-inwestycyjnych,
- realizacja tych działań rozpoczęta została we wrześniu 2012 r. i planowana jest do końca 2013 r.,
- podjęte działania polegają głównie na kablowaniu sieci napowietrznej, wymianie przewodów „gołych" na izolowane np. AsXSn, PAS, SAX, EXXCEL, wzmacnianiu elementów konstrukcyjnych linii, zabudowie dodatkowych obostrzeń, wymianie wyeksploatowanych elementów, konserwacji, wymianie, kontroli istniejących elementów sieci, wykonywaniu dodatkowych pomiarów skuteczności działania środków ochrony, przeciwporażeniowej.

W OT Wrocław nie było przypadków ukarania przedsiębiorstw energetycznych w związku z nie utrzymywaniem w należytym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej.

OT Katowice monitoruje awarie, ujawnione w skargach i wnioskach odbiorców, bądź z własnej inicjatywy. W 2011 r. monitorowano 13 spraw, a w 2012 r. – 3, w ramach których dążono do eliminacji powstałych trudności.

W wyniku prowadzonego monitoringu przez OT Katowice nie zaobserwowano działań przedsiębiorstw energetycznych rażąco naruszających przepisy prawa, czy też warunków udzielonych koncesji, które skutkowałyby koniecznością podjęcia stosownych działań przewidzianych ustawą. Pełne dane w zakresie wszystkich awarii i działań podjętych przez OSD, są u nich dostępne. Jednocześnie w okresie 2011–2012 w OT Katowice nie prowadzono postępowań administracyjnych w sprawach o ukaranie przedsiębiorstw energetycznych dotyczących nie utrzymywania w należytym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej. W analizowanym okresie wpłynęło również 19 skarg na parametry dostarczanej energii elektrycznej (spadki napięcia oraz przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej). Przedsiębiorstwa podejmowały działania w celu ich wyeliminowania.

W 2011 r. i w 2012 r. na obszarze działania **OT Kraków** miały miejsce 2 awarie: jedna na sieci WN, zlokalizowana w Bochni i związana z awarią izolatora, druga zaś zlokalizowana w Krakowie i związana z uszkodzeniem przewodu SN. Obydwie awarie zostały zakwalifikowane do długich. W przypadku Bochni awaria swoim zasięgiem objęła prawie 38 tys. odbiorców. Awarie dotyczyły sieci OSD TAURON Dystrybucja SA.

Natomiast z informacji otrzymywanych w skargach oraz w postępowaniach wyjaśniających wynika, że OSD działający na obszarze monitorowanym przez OT Kraków, wykonali szereg działań zmierzających do poprawy użytkowanej infrastruktury polegających m.in. na: wymianie transformatorów, budowie nowych stacji, położeniu nowych kabli, rekonfiguracji sieci, modernizacji sieci nN. Na przestrzeni okresu objętego raportem nie podjęto decyzji o ukaraniu przedsiębiorstw energetycznych za nie utrzymywanie w należytym stanie technicznym sieci elektroenergetycznych.

W analizowanym okresie w OT Kraków rozpatrywano 11 skarg dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej.

2.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych

2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego

Szczegółowy katalog informacji, jakie powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawierają tzw. wytyczne ws. zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi, stanowiące załącznik I do rozporządzenia 714/2009/WE (do 3 marca 2011 r. 1228/2003/WE).

Polski operator systemu przesyłowego udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na swojej stronie internetowej (www.pse-operator.pl) oraz stronie internetowej Biura Aukcyjnego we Freising w Niemczech (www.central-ao.com), w szczególności publikuje następujące dane:

- zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych,
- oszacowane wielkości rocznych, miesięcznych i dobowych całkowitych zdolności przesyłowych (TTC), zdolności przesyłowych netto (NTC) oraz dostępnych zdolności przesyłowych (ATC),
- oferowane i przydzielone zdolności przesyłowe,
- ceny zdolności przesyłowych,
- liczbę uczestników biorących udział w aukcji,
- liczbę ofert złożonych przez uczestników aukcji w odniesieniu do profilu handlowego,
- krzywe cenowe składanych ofert na zdolności przesyłowe w aukcji rocznej,
- uzgodnione plany wymiany międzysystemowej na poszczególnych przekrojach handlowych,
- plany wyłączeń linii międzynarodowych,
- wielkości fizycznych przepływów mocy na poszczególnych przekrojach handlowych udostępnionych uczestnikom rynku.

W zakresie informacji o pracy KSE operator systemu przesyłowego opracowuje i udostępnia Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM), Plany Koordynacyjne Dobowe (BTHD, WPKD, PKD) oraz informację o planowanej wymianie międzysystemowej na połączeniach synchronicznych. Następnie ogłaszane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE oraz w trybie dobowym informacje dotyczące bilansu mocy w szczycie rannym i wieczornym oraz zapotrzebowania na moc w KSE, a także handlowej wymiany międzysystemowej ze Szwecją oraz rzeczywistych przepływów energii na przekrojach synchronicznych oraz stałoprądowym ze Szwecją. OSP publikuje ponadto zasady uczestnictwa w rynku bilansującym, standardy umów oraz informacje o funkcjonowaniu rynku bilansującego, takie jak: ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie, wolumeny energii (w cyklach dobowo-godzinowych) oraz koszty funkcjonowania rynku bilansującego. Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a uczestnikami rynku bilansującego odbywa się na stronie internetowej operatora oraz przy pomocy systemu *Wymiany Informacji o Rynku Energii* (WIRE). Wymiana informacji technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia pracy KSE odbywa się przy pomocy *Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami* (SOWE).

PSE SA publikuje także informacje o zasobach wytwórczych KSE:

- informacje o planowanych remontach lub odstawieniach poszczególnych jednostek wytwórczych,
- przewidywane ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek wytwórczych) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek wytwórczych) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej,
- informacje o ubytkach mocy poszczególnych jednostek wytwórczych (dane powykonawcze),
- informacje o ofertach bilansujących w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjętych na rynku bilansującym dla jednostek wytwórczych,
- plany produkcji jednostek wytwórczych i prognozy zapotrzebowania.

Ponadto publikowany jest także Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 (wyciąg) wraz z Aktualizacją w zakresie lat 2012–2016 (wyciąg).

2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych

OSD jest odpowiedzialny za dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystanie z tej sieci odbywa się w oparciu o zasady zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESD – Bilansowanie).

Ponadto OSD jest również odpowiedzialny za umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii zostało zdefiniowane w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych. Podobnie bezpieczeństwo energetyczne jest definiowane w ustawie – Prawo energetyczne jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Poziom bezpieczeństwa energetycznego jest warunkowany wieloma czynnikami. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznej sytuacji danego kraju, jak i od tej na rynkach światowych. Wśród nich istotnymi są takie determinanty, jak: zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdywersyfikowania zewnętrznych źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji paliw i energii.

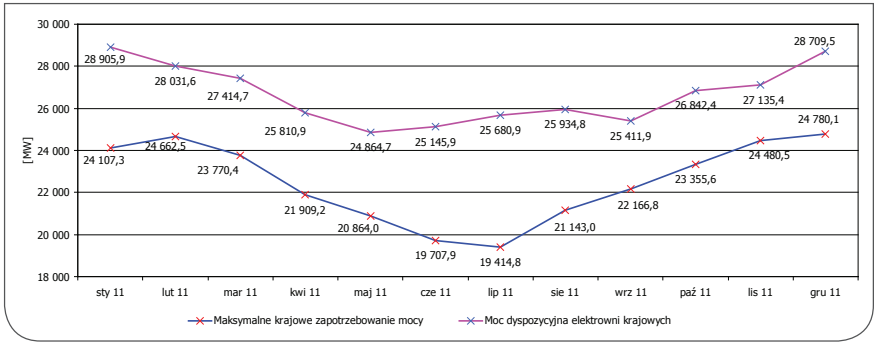
2.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest jednym z zadań Prezesa URE, wynikającym z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zbiór działań wynikających bezpośrednio z przytoczonego powyżej artykułu, jak też realizowanych w trakcie wykorzystania innych narzędzi regulacyjnych.

Bezpieczeństwo elektroenergetyczne zależy przede wszystkim od możliwości zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego na energię i moc oraz bieżącej i przyszłej struktury zużycia paliw w procesie wytwarzania energii elektrycznej. W toku monitorowania bezpieczeństwa dostaw szczególną uwagę przykładano do sprawdzania: adekwatności (wystarczalności) wytwarzania, bezpieczeństwa operacyjnego systemu oraz dyspozycyjności urządzeń. I tak, wielkość mocy zainstalowanych utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie, przekraczając w 2011 r. 37 GW, a w 2012 r. – 38 GW. W relacji mocy dyspozycyjnych do zapotrzebowania na moc odnotowano na przestrzeni lat 2011–2012 sytuację stabilną (rys. 13 i 14 – str. 26).

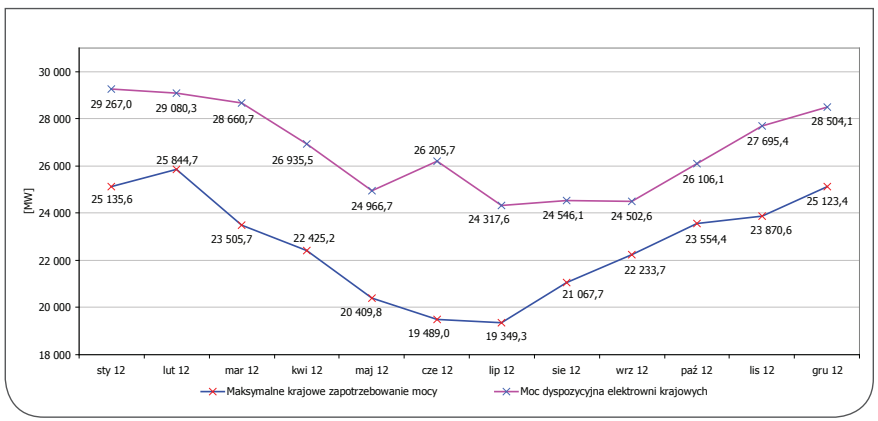
Odnosząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych należy zauważyć, że w skali globalnej nie została odnotowana zasadnicza zmiana tych wielkości w porównaniu do 2011 r. Na uwagę zasługuje niemal 35-procentowy wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach odnawialnych.

Rysunek 13. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu wyznaczone dla poszczególnych miesięcy w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Rysunek 14. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu wyznaczone dla poszczególnych miesięcy w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych w latach 2011–2012 przedstawiono w tab. 6.

Tabela 6. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2012 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2011 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2011 r.	2012 r.	dynamika*	2011 r.	2012 r.	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	37 367	38 046	**101,82**	37 010	37 720	**101,92**
elektrowni zawodowych, w tym:	32 937	35 560	**107,96**	33 032	35 667	**107,98**
elektrowni zawodowych cieplnych, w tym:	30 716	30 721	**100,02**	30 722	30 750	**100,09**
– na węglu kamiennym	20 152	20 152	**100,00**	20 130	20 129	**100,00**
– na węglu brunatnym	9 630	9 635	**100,05**	9 675	9 704	**100,30**
– gazowych	934	934	**100,00**	917	917	**100,00**
elektrowniach zawodowych wodnych	2 221	2 221	**100,00**	2 310	2 311	**100,04**
elektrowniach przemysłowych	2 486	2 486	**100,00**	2 046	2 053	**100,34**
źródeł odnawialnych	1 943	2 617	**134,69**	1 932	2 606	**134,89**
JWCD	26 062	25 498	**97,84**	26 057	25 876	**99,31**
nJWCD	11 305	12 549	**111,00**	10 953	11 844	**108,13**

* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100.

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

W 2012 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 814 MW i wzrosło o ponad 0,3%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 845 MW i wzrosło o ponad 4,2% w stosunku do 2011 r. Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2011–2012 zostały przedstawione w tab. 7 (str. 27).

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 36 276 MW w 2011 r. do 37 264 MW w 2012 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dys-

Tabela 7. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2011–2012

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2011 r.	2012 r.	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	36 276,20	37 264,00	**102,72**
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 646,00	26 712,00	**100,25**
Zapotrzebowanie na moc**	21 745,70	21 814,00	**100,31**
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	24 780,10 2011.12.22 godz. 17:15	25 844,70 2012.02.07 godz. 17:30	**104,30**
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 651,50	2 697,00	**73,86**
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 827,20 2011.06.27 godz. 4:30	11 840,00 2012.06.17 godz. 2:30	**100,11**
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 844,00	5 999,00	**156,06**

* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100.
** Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych.

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

pozycyjnej wzrosła z 26 646 MW w 2011 r. do 26 712 MW w 2012 r., co spowodowało niewielką zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej z 73,45% do 71,68%.

Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, po jej krótkotrwałym odwróceniu w 2009 r., była kontynuowana w 2011 r. Taka sytuacja może mieć znaczenie dla wielkości mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego, a także dla wielkości niezbędnych rezerw mocy.

Niemniej produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2012 r. kształtowała się na poziomie 159 853 GWh i była niższa o ponad 2% niż w 2011 r. Jako główną przyczynę spadku produkcji należy wskazać zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną związaną ze skalą kryzysu gospodarczego obserwowaną w 2012 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 157 013 GWh i również było niższe o prawie 0,6% od zużycia w 2011 r. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych cieplnych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Uwagę zwraca znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (przede wszystkim wiatrowych).

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 8.

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rys. 15 (str. 28).

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w listopadzie 2012 r. w szczycie wieczornym i różnił się o -1,2% od zanotowanego spadku w 2011 r. Natomiast największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w lutym 2012 r. w okresie szczytu rannego i różnił się o 3,8% od wzrostu zanotowanego w 2011 r. (rys. 16 str. 28).

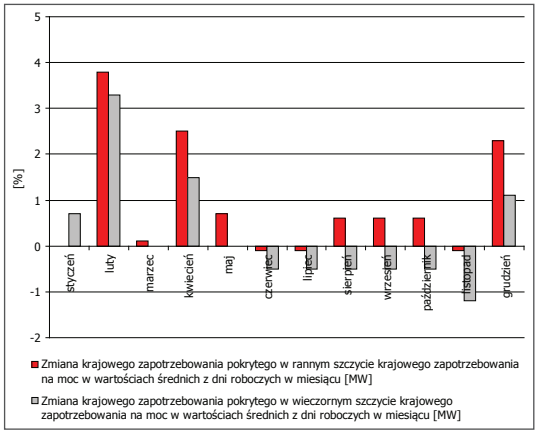
Tabela 8. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2011–2012

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2011 r.	2012 r.	dynamika*	2011 r.	2012 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju:	163 153	159 853	**97,98**	100,00	100,00
1) elektrownie zawodowe, w tym:	151 319	146 835	**97,04**	92,75	91,86
a) elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	148 790	144 571	**97,16**	91,20	90,44
– na węglu kamiennym	90 811	84 493	**93,04**	55,66	52,86
– na węglu brunatnym	53 623	55 593	**103,67**	32,87	34,78
– gazowe	4 355	4 485	**102,99**	2,67	2,81
b) elektrownie wodne	2 529	2 265	**89,56**	1,55	1,42
2) elektrownie przemysłowe	9 000	8 991	**99,90**	5,52	5,62
3) elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	2 833	4 026	**142,11**	1,74	2,52
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	157 910	157 013	**99,43**		

* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100.

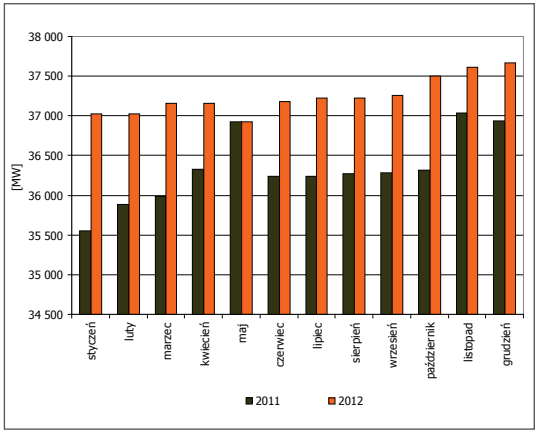
Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Rysunek 15. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2012 r. w odniesieniu do 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Rysunek 16. Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach w 2011 r. i w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

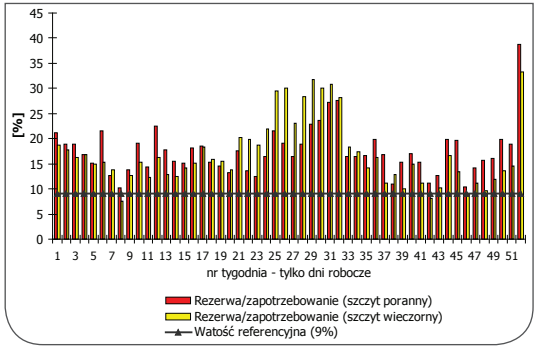
W 2012 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w maju i wynosiła 36 930 MW, a największa została odnotowana w grudniu i wynosiła 37 670 MW, natomiast w 2011 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w styczniu i wynosiła 35 557 MW, a największa została odnotowana w listopadzie i wynosiła 37 040 MW.

W 2012 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym stosunek rezerwy do zapotrzebowania na moc z poszczególnych tygodni obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej). Wyjątek stanowią tygodnie 5 i 22, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania (odpowiednio wieczorem i rano) wyniosła 8%, tydzień 27, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania rano wynosiła 7% oraz tydzień 30, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania rano wynosiła 4%. Poniżej przedstawiono dane dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2012 r.

W 2011 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym stosunek rezerwy do zapotrzebowania na moc z poszczególnych tygodni obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej). Wyjątek stanowią tygodnie 8 i 42, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania (wieczorem) wyniosła 8%. W miesiącach letnich rezerwy mocy zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym są większe od tych z pierwszego kwartału.

Poniżej na rys. 17 oraz rys. 18 (str. 29) przedstawiono dane dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w latach 2011–2012.

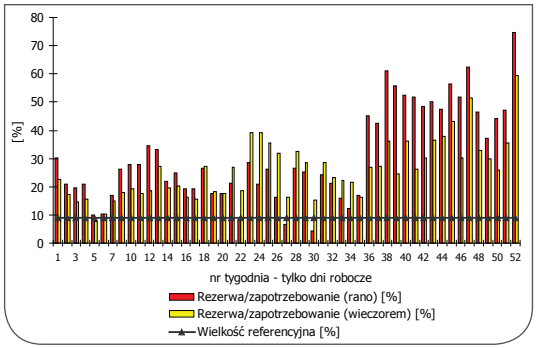
Rysunek 17. Rezerwa mocy odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2011 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE SA uwzględniających tylko dni robocze)



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Na str. 29 przedstawiono dane liczbowe dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2011 r. (tab. 9) oraz w 2012 r. (tab. 10).

Rysunek 18. Rezerwa mocy odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2012 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE SA uwzględniających tylko dni robocze)



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Tabela 9. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2011 r. (na podstawie raportów dobowych PSE SA)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/ zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/ zapotrzebowanie [%]
min	1 285	6	1 063	5
max	15 531	106	13 494	82

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Tabela 10. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2012 r. (na podstawie raportów dobowych PSE SA)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/ zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/ zapotrzebowanie [%]
min	827	4	1 195	5
max	14 245	96	12 869	76

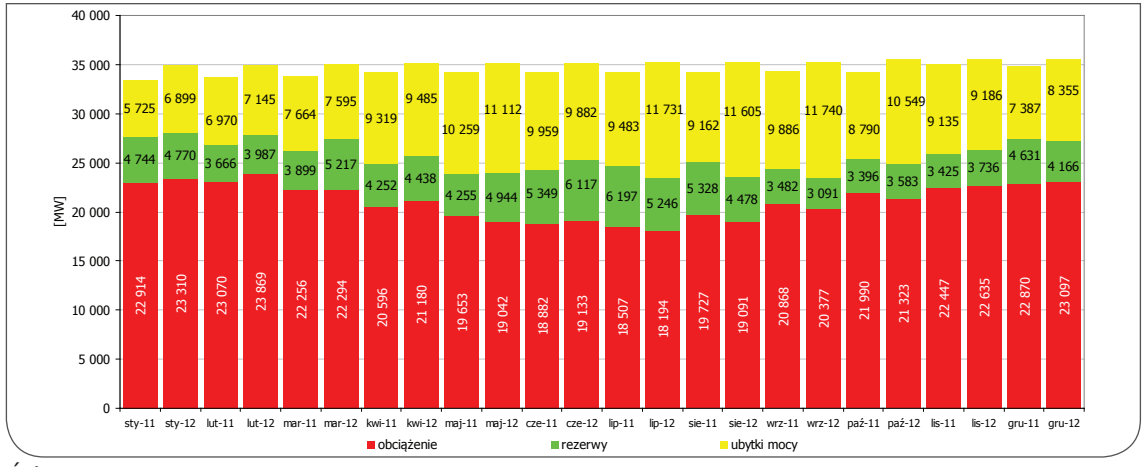
Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Na rys. 19 porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy w 2011 r. i w 2012 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2012 r. spadek rezerw w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia był na podobnym poziomie w porównaniu ze średnią wartością obliczoną dla 2011 r. Podobnie bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 19 można zauważyć, iż średnia wartość ubytków wzrosła nieznacznie w porównaniu z danymi dla 2011 r.

Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica: 1% występowała w miesiącach czerwiec – lipiec). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w listopadzie 2011 r. podczas szczytu wieczornego i wyniosły 8%, co ilustruje przedstawiony poniżej rys. 20 (str. 30).

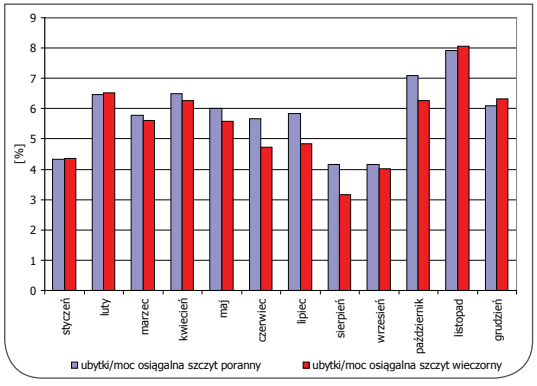
Natomiast ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica: 1,4% występowała w lipcu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w październiku 2012 r. podczas szczytu porannego/wieczornego i wyniosły 7,5%, co ilustruje przedstawiony rys. 21 (str. 30).

Rysunek 19. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2011 r. i w 2012 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



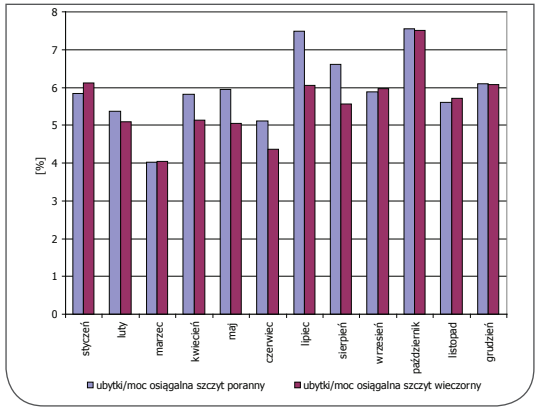
Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Rysunek 20. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

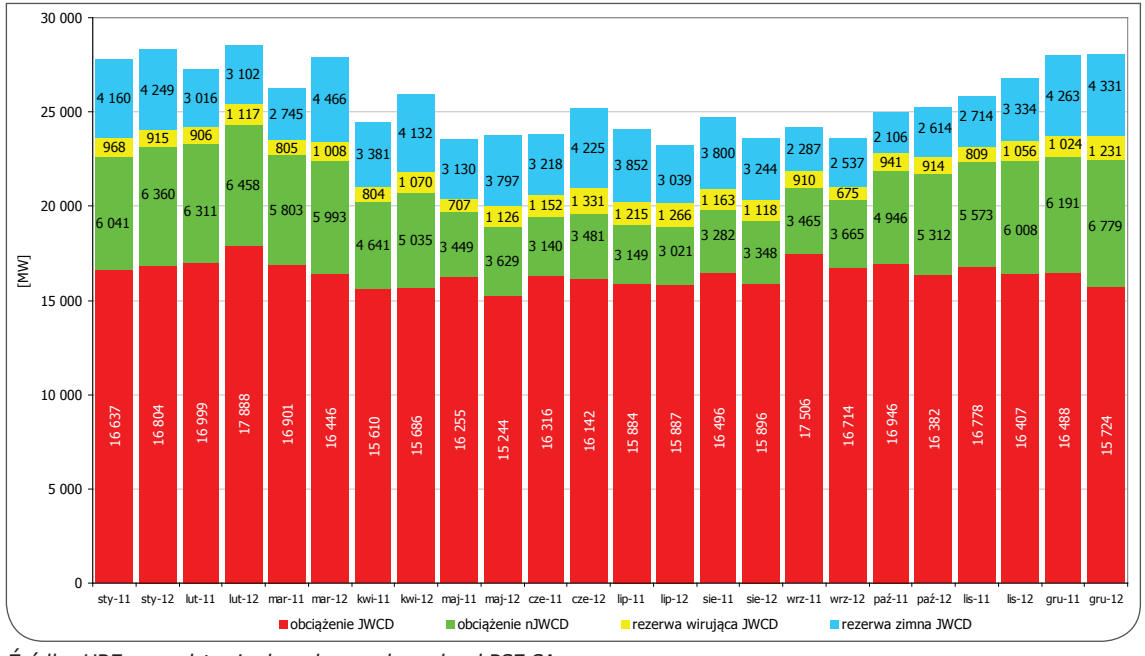
Rysunek 21. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Niezależnie od powyższego, w ujęciu uśrednionym w 2012 r. w porównaniu z 2011 r. wystąpił spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi. Na rys. 22 poniżej przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2011–2012, na podstawie których można stwierdzić, że średnie obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) nieznacznie wzrosło w relacji do roku 2011. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku zmiany obciążenia w zakresie JWCD, które średnio w 2012 r. zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 5,5%. Zestawiając uśrednione wartości dla lat 2011 i 2012 dotyczące wykorzystania rezerwy zimnej i wirującej z JWCD, można zauważyć niewielkie spadki, które w przypadku rezerwy zimnej w skali roku wyniosły ok. 5%, a w przypadku rezerwy wirującej ok. 3%.

Rysunek 22. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2012 r. w odniesieniu do 2011 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

2.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2010–2012 przez OSP i OSD[3)]

Zgodnie z art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okresy nie krótsze niż trzy lata, a operatorzy systemu elektroenergetycznego na okresy nie krótsze niż pięć lat. Ponadto, operatorzy sporządzają prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż piętnaście lat. Projekty planów rozwoju są przekazywane do Prezesa URE celem ich uzgodnienia, z wyłączeniem tych planów rozwoju, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

Prezes URE uzgadniając plany rozwoju przede wszystkim weryfikuje zgodność projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, a także uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym plany powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw. W ramach procesu uzgadniania, projekty planów są weryfikowane m.in. w zakresie uwzględnienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego albo kierunków rozwoju gmin określonych w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, a także zapewnienia realizacji założeń do planów zaopatrzenia w energię i paliwa gazowe uchwalonych przez rady gmin w trybie art. 19 ustawy – Prawo energetyczne. W tym zakresie odbywa się współpraca URE z zarządami województw (art. 23 ust. 3, w związku z art. 23 ust. 2 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne).

Najważniejszym elementem planów rozwoju są plany inwestycyjne dotyczące przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju sieci oraz przewidywany sposób ich finansowania. W ramach procesu o uzgodnienie projektu planu rozwoju zostaje ustalony uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych dotyczący realizacji zaplanowanych inwestycji, który uwzględniony zostaje w procesie zatwierdzenia taryf. Ze względu na charakter inwestycji sieciowych (wieloletni cykl inwestowania przy zaangażowaniu znacznych środków finansowych), ocena rzeczywistego wpływu zrealizowanych nakładów inwestycyjnych na poziom kolejnych taryf może zostać dokonana wyłącznie w perspektywie kilkuletniej poprzez, uwzględniany w kalkulacji przychodu regulowanego, poziom amortyzacji oraz zwrotu z kapitału.

Nakłady inwestycyjne OSD (którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności) oraz OSP, wykonane w latach 2010-2012 i uwzględnione w taryfach tych przedsiębiorstw na 2013 r., przedstawia tab. 11.

Tabela 11. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2010 r. [mln zł]	Wykonanie 2011 r. [mln zł]	Wykonanie 2012 r. [mln zł]	Plan 2013 r. [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	4 384	5 659	6 349	6 652

Źródło: URE.

2.5.2.1. Operator systemu przesyłowego

W 2009 r. OSP przedstawił projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025. Prezes URE uzgodnił wówczas projekt planu rozwoju w zakresie 2010 r. W latach 2010–2012, OSP corocznie aktualizował plan rozwoju i uzgadniał jego zmiany z Prezesem URE. Coroczna aktualizacja planu rozwoju podyktowana była m.in. realizacją: zadań związanych z przyłączaniem nowych źródeł wytwórczych do sieci (zarówno jednostek konwencjonalnych, jak i OZE), nowych zadań wynikających z oceny stanu technicznego majątku sieciowego, a także aktualizacją harmonogramów realizowanych zadań. Obecnie plan rozwoju OSP na lata 2010–2025 jest uzgod-

[3)] Na podstawie analizy sprawozdań z wykonania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

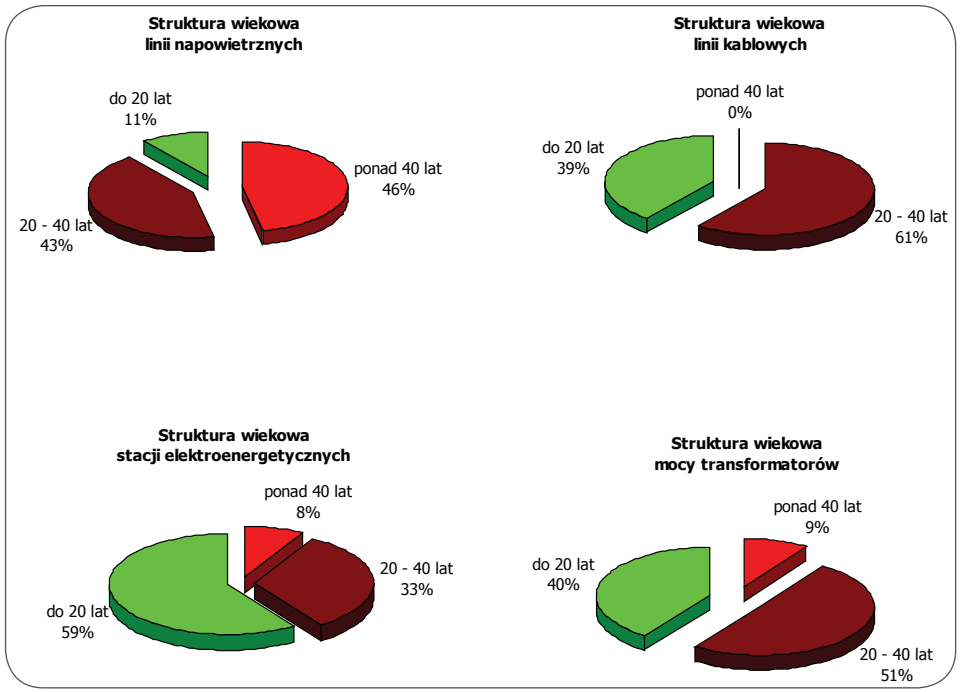
niony z Prezesem URE na okres 2013–2017 (wynika to z horyzontu czasowego, na jaki w planie rozwoju został przedstawiony szczegółowy harmonogram zadań inwestycyjnych).

Majątek spółki

Na koniec 2012 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziło 13 547 km (w przeliczeniu na 1 tor) linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 100 km linii napowietrznych o napięciu 110 kV,
- 2 km linii kablowych o napięciu 110 kV,
- 7 948 km linii napowietrznych o napięciu 220 kV,
- 1 km linii kablowych o napięciu 220 kV,
- 5 382 km linii napowietrznych o napięciu 400 kV,
- 114 km linii napowietrznych o napięciu 750 kV,

oraz 101 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć i 46 074 MVA mocy transformatorów.



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu PSE SA za 2012 r.

W wyniku prowadzonych inwestycji sieciowych uzyskano następujące przyrosty zdolności produkcyjnych:

Rodzaj urządzeń	Uzyskany przyrost zdolności produkcyjnej		
	2010 r.	2011 r.	2012 r.
Linie napowietrzne 400 kV	0 km	50,3 km	43,0 km
Trakty światłowodowe	165,6 km	270,7 km	162,3 km
Transformatory NN/110 kV	490 MVA	410 MVA	3 568 MVA
Urządzenia kompensujące moc bierną	0 Mvar	0 Mvar	120 Mvar

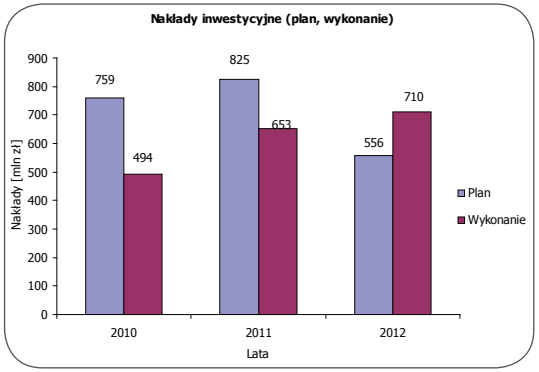
Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planu PSE SA.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSP w 2010 r. wynosiły 759 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 494 mln zł.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSP w 2011 r. wynosiły 825 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 653 mln zł.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSP w 2012 r. wynosiły 556 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 710 mln zł. Z uwagi, iż planowane nakłady inwestycyjne OSP nie uwzględniały nabycia części połączenia stałoprądowego Polska – Szwecja, faktyczne wykonanie planu wyniosło 476 mln zł.



Źródło: URE.

Wybrany zakres rzeczowy środków trwałych wg ważniejszych obiektów przekazanych na majątek OSP w latach 2010–2012

- Zakup części połączenia stałoprądowego Polska – Szwecja
- Budowa linii 400 kV Wrocław – Świebodzice
- Budowa stacji Wrocław, Kromolice
- Modernizacja stacji Morzyczyn, Dunowo
- Instalacja autotransformatorów w stacjach: Czerwonak, Wrocław, Kromolice, Joachimów, Płock, Lubocza, Świebodzice
- Budowa linii 400 kV Pasikurowice – Wrocław
- Budowa linii 400 kV Kromolice – Pątnów
- Budowa linii 110 kV Wrocław – Klecina
- Modernizacja stacji Miłosna, Połaniec, Żarnowiec, Trębaczew, Janów, Kozienice
- Budowa linii 400 kV Ostrów – Plewiska

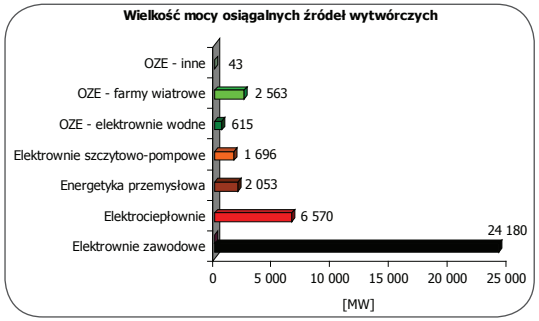
Projekty inwestycyjne w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych, będące w fazie realizacji (bez inwestycji w fazie przedinwestycyjnej)

- Rozbudowa rozdzielni 400 i 110 kV SE Słupsk
- Budowa 2-torowej linii 400 kV Kromolice – Pątnów z czasową pracą jednego toru na napięciu 220 kV w relacji Plewiska – Konin
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Glinki
- Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew z dwoma TR 400/220 kV, 500 MVA i jednym 400/110 kV, 400 MVA oraz wprowadzenie do tej stacji linii 400 kV Rogowiec – Mościska i Miłosna – Płock i linii 220 kV Mory – Sochaczew i Mory – Janów
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV
- Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Narew
- Rozbudowa SE Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV i 110 kV
- Rozbudowa SE Skawina o rozdzielnię 400 kV i 110 kV
- Rozbudowa SE Stalowa Wola o rozdzielnię 220 kV
- Montaż TR 400/110 kV 450 MVA w SE Dunowo
- Instalacja przesuwników fazowych na linii Mikułowa – Hagenwerder
- Rozbudowa SE Świebodzice o rozdzielnię 400 kV
- Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE Włocławek Azoty
- Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE Żarnowiec

Moc osiągalna źródeł wytwórczych

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2012 r. wynosiła 37 720 MW.

Rysunek 23. Udział mocy oraz struktura źródeł wytwarzania



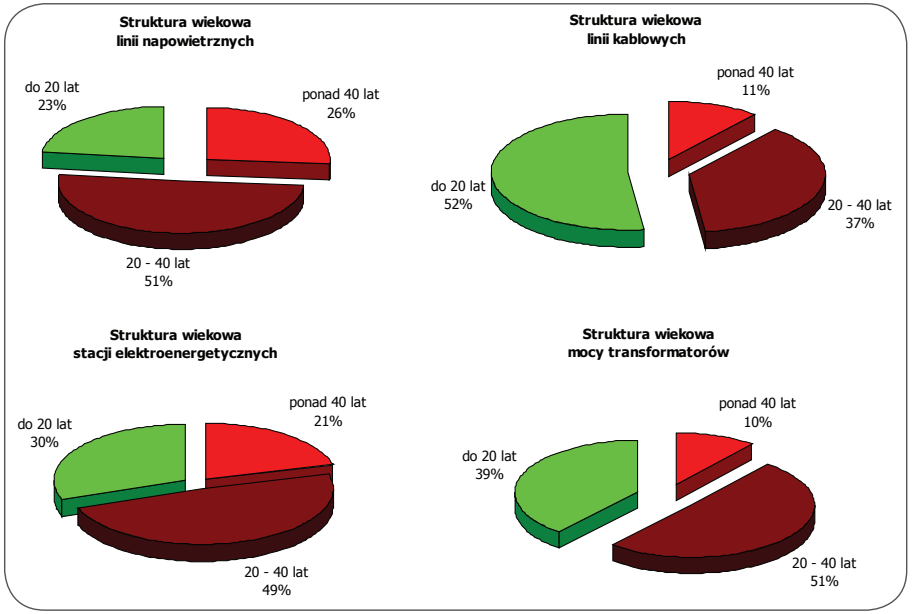
Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu PSE SA za 2012 r.

2.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (obecnie pięciu największych OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

W 2010 r. Prezes URE uznał za uzgodnione, w zakresie 2011 r., projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2011–2015 siedmiu OSD (obecnie pięciu największych OSD). W 2011 r. kontynuowano, rozpoczęty w poprzednim roku, proces uzgodnienia projektów planów rozwoju. Po weryfikacji przekazanych

przez operatorów sprawozdań z realizacji planów[4)], Prezes URE uzgodnił ww. projekty na kolejne lata, tj. na okres 2012–2015. Z uwagi na dezaktualizację dotychczasowych założeń w zakresie obecnych i nowych generacji źródeł wytwórczych i potrzeb rozwojowych, związanych przede wszystkim z przyłączaniem nowych jednostek OZE, w latach 2011–2012 (na wniosek OSD) Prezes URE uzgodnił projekty aktualizacji planów rozwoju czterech spośród pięciu OSD (w przypadku TAURON Dystrybucja SA aktualizacja dotyczyła tylko oddziału w Gliwicach). Do oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju wykorzystano metodologię pn. *„Przeprowadzenie badań oraz opracowanie i opublikowanie metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych energetycznych przedsiębiorstw sieciowych"*, która została opracowana w ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04 *„Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii"* finansowanego z funduszy Unii Europejskiej (opis metodologii został przedstawiony w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2010 r. oraz w poprzednim raporcie). Nowa metodologia, po raz pierwszy, została zastosowana w 2010 r. w trakcie procesu o uzgodnienie obecnie obowiązujących planów rozwoju na lata 2011–2015.

Z uwagi na fakt, że wdrożenie nowej metodologii związane było ze zmianą układu planu rozwoju, dokonanie analizy odchyleń wielkości wykonanych od wielkości planowanych, zgodnie z założeniami nowej metody oceny i weryfikacji planów rozwoju, było po raz pierwszy możliwe w 2012 r. W wyniku przeprowadzonej analizy zostały oszacowane wartościowe odchylenia nakładów inwestycyjnych od zakresu rzeczowego i cen jednostkowych. W efekcie stwierdzono, iż w przypadku niektórych OSD zostały nieco przekroczone ceny jednostkowe założone na etapie procesu uzgadniania planów rozwoju. Jednocześnie zidentyfikowano czynniki mogące mieć wpływ na zakłócenia wyników końcowych przeprowadzonej oceny. Wnioski z dokonanych analiz Prezes URE przekazał OSD informując zarazem, że zostaną one uwzględnione w trakcie oceny sprawozdań z wykonania planów rozwoju w kolejnych latach.



Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów OSD za 2012 r.

Majątek spółek

Na koniec 2012 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (pięciu największych OSD) wchodziło 741 852 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 28 826 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 4 976 km),
- 181 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 25 km),
- 224 723 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych 760 km),
- 67 390 km linii kablowych SN (w tym linii 2-torowych 307 km),
- 287 689 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych 4 062 km),

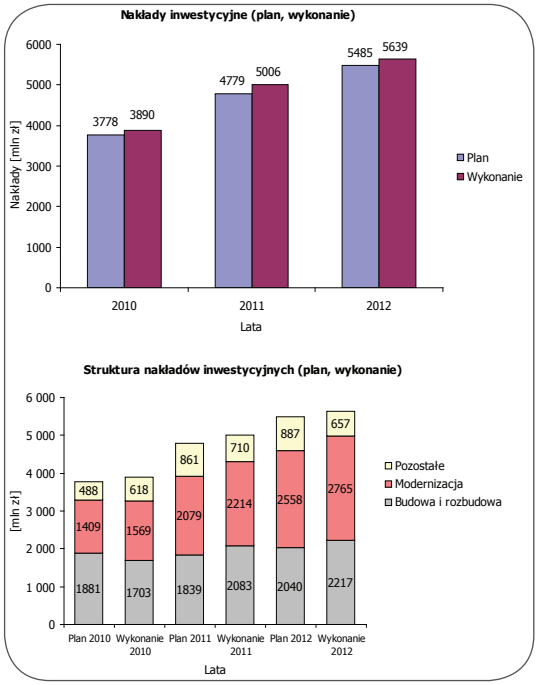
[4)] Art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, nakłada obowiązek corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planów.

- 129 717 km linii kablowych nN (w tym linii 2-torowych 459 km),

oraz 247 042 stacji elektroenergetycznych i 98 144 MVA mocy transformatorów.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSD w 2010 r. wynosiły 3 778 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 3 890 mln zł.



Źródło: URE.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSD w 2011 r. wynosiły 4 779 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 5 006 mln zł.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSD w 2012 r. wynosiły 5 485 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 5 639 mln zł.

Tabela 12. Przyłącza odbiorców i źródeł w latach 2011–2012

	2011 r.	2012 r.
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy, zgodnie z umowami (szt.)	140 986	135 724
Długość wykonanych w danym roku przyłączy (km)	3 930	4 131
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	196 316	170 667
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączeniowych nowych odbiorców (szt.)	268 224	236 527
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	271 370	238 607
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych źródeł (szt.)	256	405
Liczba złożonych w danym roku warunków przyłączeniowych nowych źródeł (szt.)	350	728
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenia nowych źródeł (szt.)	493	1 130

Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów OSD.

2.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym

Zgodnie z art. 16 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne projekty planów rozwoju przedsiębiorstw, które wykonując działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dostarczają 50 GWh lub więcej energii rocznie dla 100 lub więcej odbiorców, podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

Według danych zawartych w sprawozdaniach z realizacji planów rozwoju przekazanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych prowadzących działalność o charakterze lokalnym, zobowiązanych do uzgodnienia z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, poziom nakładów inwestycyjnych poniesionych w 2012 r. przez te przedsiębiorstwa wyniósł ok. 220 mln zł. Należy zaznaczyć, że prawie 60% tej kwoty stanowiły nakłady poniesione przez PKP Energetyka Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo to w 2012 r. zrealizowało nakłady inwestycyjne w wysokości 129 mln zł przy planowanych nakładach na poziomie 133 mln zł.

2.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze

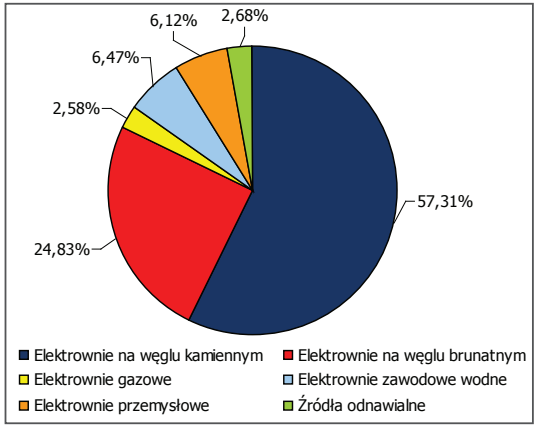
Produkcja energii elektrycznej od lat opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym, które to paliwa mają pozostać w przyszłości głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej w celu zagwarantowania odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju[5)].

W 2011 r. (w IV kwartale) odnotowano wzrost mocy w elektrowniach opartych na węglu brunatnym na skutek przekazania do eksploatacji bloku o mocy 858 MW w PGE El. Bełchatów.

Rośnie także zauważalnie na przestrzeni lat 2010–2012 udział w mocy osiągalnej źródeł odnawialnych.

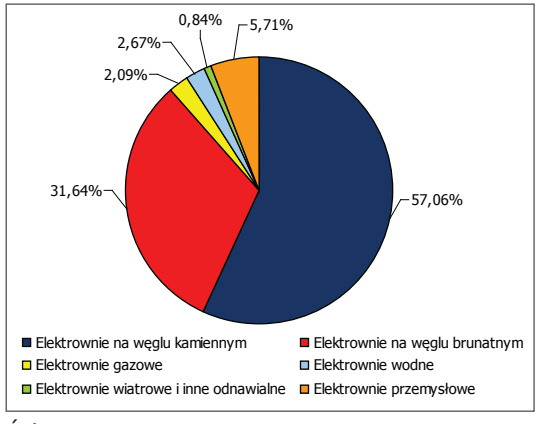
[5)] Patrz: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* – dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r.

Rysunek 24. Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE, stan na 31.12.2010 r.



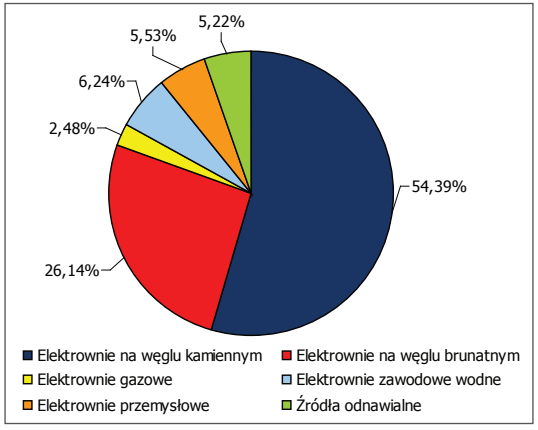
Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

Rysunek 25. Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2010 r.



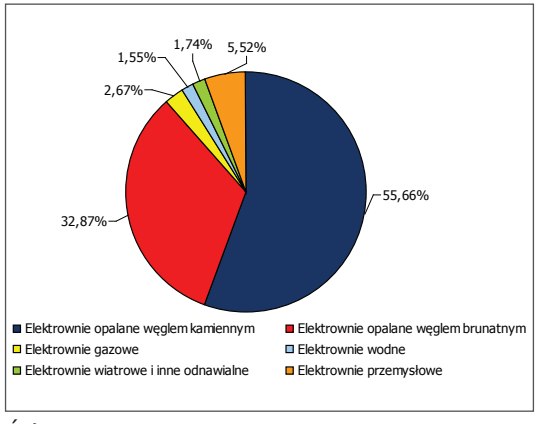
Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

Rysunek 26. Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE, stan na 31.12.2011 r.



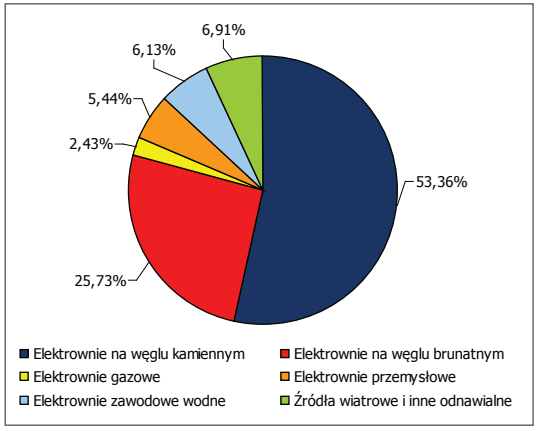
Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

Rysunek 27. Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2011 r.



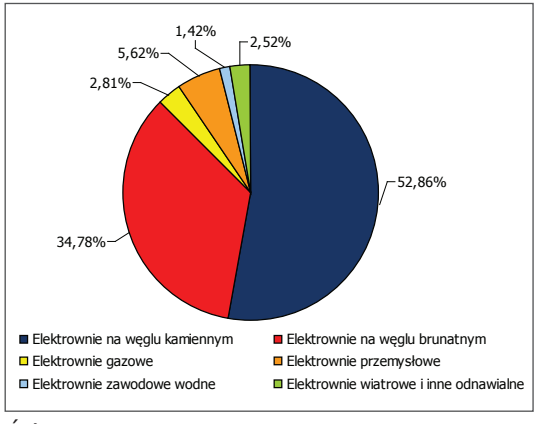
Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

Rysunek 28. Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE, stan na 31.12.2012 r.



Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

Rysunek 29. Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2012 r.



Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

Przyrosty mocy wytwórczych zainstalowanych w KSE w latach 2010, 2011 oraz 2012 zawarte są w tab. 13. Dane te uwzględniają nowe zainstalowane moce, jak i moce wycofane.

Tabela 13. Przyrosty mocy zainstalowanych w KSE oddanych do eksploatacji w latach 2010, 2011 i 2012

ROK	RAZEM	Odnawialne źródła energii elektrycznej	Elektrownie przemysłowe	Elektrownie wodne	Elektrownie gazowe	Elektrownie na węglu brunatnym	Elektrownie na węglu kamiennym
				[MW]			
2010	162	329	2	7	165	-206	-135
2011	1 610	977	0	0	0	858	-225
2012	679	674	0	0	0	5	0
RAZEM	2 451	1 980	2	7	165	657	-360

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

W zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej Prezes URE przeprowadził w 2011 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 11 i 12 ustawy – Prawo energetyczne. W celu ułatwienia i standaryzacji powyższego obowiązku Prezes URE opracował ankietę skierowaną do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

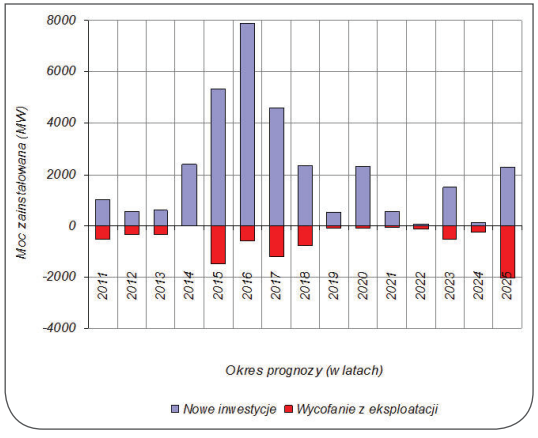
W związku z powyższym, Prezes URE opublikował 3 marca 2011 r. *Informację Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o obowiązku sprawozdawczym dotyczącym wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne*. Ze względu na fakt, iż w ustawowym terminie, tj. do 11 marca 2011 r. tylko 26 podmiotów wypełniło powyższy obowiązek, Prezes URE 6 kwietnia 2011 r. wezwał kolejne 26 przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w oparciu o paliwa kopalne oraz 9 przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii do uzupełnienia wymaganych informacji.

Niezależnie od obowiązku wynikającego z art. 16 ust. 11 i 12 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE zgromadził informacje o planowanych inwestycjach w nowe moce wytwórcze, w zakresie wynikającym z przygotowanej ankiety, od czterech grup energetycznych powstałych w wyniku konsolidacji sektora w związku z rządowym „*Programem dla elektroenergetyki*".

Informacje otrzymane od przedsiębiorstw energetycznych realizujących powyższy obowiązek zostały poddane analizie, której podstawowym celem było zweryfikowanie możliwości pokrycia przyszłego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w horyzoncie czasowym od 2011 r. do 2025 r. Na podstawie zgromadzonych informacji został zbadany zakres planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycji w nowe moce wytwórcze, w tym inwestycji, dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany. Dokonana analiza uwzględniła również planowane wycofania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych, a zgromadzone informacje pozwoliły określić dodatkowo strukturę technologiczną planowanych inwestycji ze względu na paliwo podstawowe.

Przedsiębiorstwa objęte badaniem prognozowały oddanie do eksploatacji znacznie większej liczby nowych mocy wytwórczych niż wycofań z eksploatacji istniejących jednostek (prognoza przyrostu mocy), co przedstawia rys. 30.

Rysunek 30. Planowane w latach 2011–2025 moce wytwórcze oddane i wycofane z eksploatacji



Źródło: URE.

Wśród nowych inwestycji największym zainteresowaniem inwestorów cieszył się węgiel kamienny jako paliwo podstawowe dla źródeł wytwarzających energię elektryczną, aczkolwiek zauważalna była tendencja zmniejszania się roli tego paliwa w krajowym bilansie mocy zainstalowanej. Powodem tego jest coraz większe zainte-

resowanie przedsiębiorców wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł gazowych, jądrowych lub wiatrowych.

Z uwagi na główny cel przeprowadzonego badania, jakim była ocena pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, Prezes URE uznał, że istotnym kryterium takiej oceny jest przede wszystkim możliwość pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną. W związku z powyższym, biorąc pod uwagę nałożone na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązki, Prezes URE wezwał przedsiębiorstwo PSE SA (dawniej: PSE Operator SA) do przedstawienia prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE w latach 2011–2025, która została wykorzystana jako punkt odniesienia w przeprowadzonym przez Prezesa URE badaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Planowane inwestycje zostały w większości zakwalifikowane jako znajdujące się w początkowej fazie realizacji. Wyniki analizy (po uwzględnieniu stanu zaawansowania inwestycji i wyodrębnieniu tych, które są przynajmniej na etapie gromadzenia środków finansowych na inwestycje), wykazały, że w okresie do końca 2014 r. jednostki wytwórcze przyłączone do KSE powinny pokryć szczytowe zapotrzebowanie na moc. Niedostatek mocy dyspozycyjnej w elektrowniach krajowych w stosunku do zapotrzebowania może natomiast wystąpić od 2015 r. W tab. 14 pokazany został podział inwestycji ze względu na zaawansowanie inwestycji oraz rodzaj paliwa.

Tabela 14. Stopień zaawansowania inwestycji (prognoza na lata 2011–2025) z uwzględnieniem rodzaju paliwa

Rodzaj paliwa	Moc zainstalowana [MW]	
	wszystkie inwestycje	inwestycje o istotnym zaawansowaniu realizacji*
Biogaz	18,50	0,00
Biomasa	470,20	342,00
Gaz ziemny	8 222,40	16,40
Paliwo jądrowe	4 600,00	0,00
Węgiel brunatny	1 318,00	1 318,00
Węgiel kamienny	10 601,40	1 562,40
Wiatr	4 217,15	212,25
Woda	75,10	0,00
Współspalanie węgla kamiennego i biomasy	1 318,00	957,00
Inne	1 158,50	0,00

* Inwestycje znajdujące się na etapie znacznego zaawansowania prac to przedsięwzięcia, które osiągnęły jeden z następujących etapów realizacji: zamknięcie finansowania, realizacja (przetarg, budowa) lub eksploatacja.

Źródło: URE.

W trakcie analizy nie uwzględniono co prawda zdolności importowych, danych na temat udzielonych warunków przyłączenia w sieciach dystrybucyjnych, potencjalnych możliwości pozyskania rezerwy interwencyjnej przez operatora systemu przesyłowego oraz potencjalnego aktywnego uczestniczenia odbiorców w zmniejszeniu zapotrzebowania, niemniej wyniki tej analizy stanowią sygnał o możliwości wystąpienia ewentualnego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ryzyko zaistnienia przerw w dostawach energii elektrycznej może pojawić się przede wszystkim w sytuacji, gdy możliwości importu będą ograniczone, a ekstremalne warunki pogodowe zbiegną się w czasie z okresem remontów jednostek wytwórczych i infrastruktury sieciowej. Powyższe wskazuje, że terminowość realizacji planowanych inwestycji może być jednym z istotnych czynników mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w średnioterminowym horyzoncie czasowym.

Zgodnie z art. 16 ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne co 3 lata aktualizują prognozy i informują o nich Prezesa URE oraz operatorów systemów elektroenergetycznych. W związku z powyższym w 2012 r. nie było przeprowadzone takie badanie.

2.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

Monitorując wypełnianie przez operatorów sieciowych ich obowiązków, Prezes URE opiera się na obowiązkach wynikających z art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wyniki tych badań przedstawione zostały w dalszej części raportu. W celu prawidłowej realizacji ustawowej kompetencji Prezesa URE, w zakresie monitorowania wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, konieczne jest stałe obserwowanie zmian na rynku energii elektrycznej i modyfikowanie podejścia regulatora w reakcji na obserwowane zjawiska i zachowania

podmiotów regulowanych. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań monitorowane jest zarówno na hurtowym, jak i detalicznym rynku energii elektrycznej, bowiem działanie tych rynków zależy w dużej mierze od prawidłowości wykonywania zadań przez operatorów systemu.

Hurtowy rynek energii elektrycznej jest poddawany badaniom, których celem jest m.in. ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej. Ocena w ww. zakresie jest częścią składową szerszych działań nakierowanych na monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

2.6.1. Rola IRiESP w wypełnianiu zadań operatorów systemów

Szereg zadań realizowanych przez OSP, związanych z rozbudową KSE i zapewnieniem zdolności przesyłowych w obrocie krajowym, jak i transgranicznym unormowanych jest w IRiESP. Nadzorowanie realizacji tych zadań obejmuje monitorowanie przestrzegania procedur i zasad zawartych w IRiESP, jak również odbywa się w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju. Projekty planów rozwoju uzgodnione z Prezesem URE są podstawowym dokumentem, w oparciu o który OSP dokonuje rozbudowy sieci przesyłowej oraz połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Dla realizacji obowiązków wynikających z art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, PSE SA dokonywał zakupu usług systemowych niezbędnych do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. W tym celu OSP zawarł na 2011 r., a następnie na 2012 r. z wytwórcami dysponującymi Jednostkami Grafikowymi aktywnymi – JG_{wa} porozumienia w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, na podstawie których zapewnił sobie dostęp do usługi uruchamiania jednostek wytwórczych oraz regulacyjnych usług systemowych. Usługi te są szczegółowo opisane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. W oparciu o zapisy zawarte w IRiESP odbywa się także udostępnianie przez PSE SA informacji uczestnikom rynku.

Na podstawie procedury zawartej w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, PSE SA podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. Realizacja ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzana jest zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7. PSE SA przygotował stosowne procedury na podstawie odpowiedniego rozporządzenia Ministra Gospodarki. Ze względu na fakt, że w 2011 r. i w 2012 r. ograniczenia w dostawach energii elektrycznej na podstawie ww. przepisów nie miały miejsca, nie zaistniała potrzeba przeprowadzenia kontroli przez Prezesa URE w zakresie stosowania tych ograniczeń.

2.6.2. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE SA podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W celu przygotowania odpowiednich procedur w 2011 r. PSE SA podjął następujące działania z tego zakresu:

- we współpracy z OSD opracowano *„Plan wyłączeń przez automatykę SCO”* (październik 2011 r.),
- we współpracy z OSD opracowano *„Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”*, obowiązujący od 1 września 2011 r. do 31 sierpnia 2012 r. Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,
- we współpracy z OSD Elektrownia Rybnik SA opracowano aktualizację *„Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”*. Aktualizacja Planu w zakresie OSD Elektrownia Rybnik SA i OSP została uzgodniona przez OSP z Prezesem URE i obowiązuje od 15 grudnia 2011 r.,
- we współpracy z OSD opracowano *„Plany wyłączeń awaryjnych”* (kwiecień 2011 r.) – wg IRiESP obowiązującego od 1 stycznia 2011 r.,
- we współpracy z OSD zaktualizowano *„Plany wyłączeń awaryjnych”* (czerwiec 2011 r.),
- we współpracy z OSD opracowano *„Plany wyłączeń awaryjnych”* (grudzień 2011 r.),

- przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE,
- opracowano i zaktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r. szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy z wykorzystaniem symulatora systemowego. Odbyły się także trzy szkolenia na symulatorze pomiędzy OSP a OSD (2 × RWE Stoen Operator Sp. z o.o. i 1 × Vattenfall Distribution Poland Sp. z o.o.).

Natomiast w celu przygotowania odpowiednich procedur w 2012 r., PSE SA podjął następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD *„Plan wyłączeń przez automatykę SCO"* (październik 2012 r.),
- opracowano we współpracy z OSD *„Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej"*, obowiązujący od 1 września 2012 r. do 31 sierpnia 2013 r. Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,
- opracowano we współpracy z OSD Zakłady Azotowe Puławy SA aktualizację *„Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej"*. Aktualizacja Planu w zakresie OSD Zakłady Azotowe Puławy SA i OSP została uzgodniona przez OSP z Prezesem URE i obowiązuje od 5 listopada 2012 r.,
- opracowano we współpracy z OSD *„Plan wyłączeń awaryjnych"* na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2013 r. (grudzień 2012 r.),
- przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE,
- opracowano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r. szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy z wykorzystaniem symulatora systemowego. Odbyły się także cztery szkolenia na symulatorze pomiędzy OSP a OSD (2 × RWE Stoen Operator SA i 2 × TAURON Dystrybucja SA O/Gliwice – dawniej Vattenfall Distribution Poland SA).

W latach 2011–2012 PSE SA nie występował do ministra właściwego do spraw gospodarki o złożenie wniosku w sprawie wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej (art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne).

W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, PSE SA w okresie sprawozdawczym zawierał umowy dotyczące pracy interwencyjnej z wytwórcami. Na podstawie umów OSP zyskuje dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej. Ponadto mając na względzie konieczność zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE, OSP zawierał z wytwórcami posiadającymi jednostki wytwórcze nie będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi przez OSP (tzw. nJWCD) umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności tych jednostek. Umowy zapewniają wielkości wytwarzania energii elektrycznej w określonych obszarach systemu elektroenergetycznego, wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE.

Ponadto z uwagi na możliwość wystąpienia ewentualnych stanów awaryjnych lub zakłóceniowych PSE SA zawiera z operatorami systemu przesyłowego krajów sąsiadujących (Niemiec, Czech, Słowacji i Szwecji) umowy na dostawy awaryjne energii elektrycznej.

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2011 r. i 2012 r. nie stwierdzono stanów zagrożenia pracy sieci przesyłowej skutkujących naruszeniem obowiązujących kryteriów ciągłości i niezawodności dostaw energii lub przekroczeniem poza dopuszczalne limity parametrów jakościowych energii elektrycznej. Zarówno obciążenia elementów sieci przesyłowej, jak i napięcia w rozdzielniach sieci przesyłowej utrzymywane były na poziomie dopuszczalnym. Wyłączenia dla prac wykonywanych na majątku przesyłowym realizowane były zgodnie z planem.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, PSE SA dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią. Przepisy ustawy nakazują stosowanie przy zakupie tej energii przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych. Mając to na względzie PSE

SA organizuje przetargi na zakup energii elektrycznej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej. Z wyłonionymi w drodze przetargu dostawcami energii PSE SA zawiera umowy. Przeprowadzanie przetargów jest podstawową formą zakupu energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat. W ten sposób PSE SA dokonuje zakupu przeważającej większości energii elektrycznej na pokrywanie strat przesyłowych.

Pozostała część energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią pozyskiwana jest na Rynku Bilansującym. Jest to forma wykorzystywana ze względu na dużą zmienność ilości energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina), a także do kompensowania odchyleń pomiędzy dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów z dostawcami, a rzeczywistym zużyciem energii na pokrywanie strat przesyłowych.

PSE SA w latach 2011–2012 dokonywał zakupu energii elektrycznej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii oraz na Rynku Bilansującym. Umowy dwustronne zawierane były z dostawcami wyłonionymi w drodze przetargów nieograniczonych. Zakup energii na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym odbywał się według zasad obowiązujących w tym segmencie rynku. Rynek Bilansujący był wykorzystywany w przypadku, gdy umowy bilateralne nie pokrywały całego zapotrzebowania na energię na pokrywanie strat przesyłowych oraz w przypadku konieczności bilansowania nadwyżek energii z umów bilateralnych.

W latach 2011–2012 energia na pokrywanie strat przesyłowych była pozyskiwana z wykorzystaniem obu wyżej wymienionych form zakupu, w wyniku czego dokonano zakupu następujących ilości energii elektrycznej o następującej wartości:

- w 2011 r.:
  - w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii: 1 582 635 MWh;
  - na Rynku Bilansującym[6)]: 181 360 MWh,
- w 2012 r.:
  - w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii: 1 534 980 MWh;
  - na Rynku Bilansującym: 232 392 MWh.

W 2012 r. zakończono szereg inwestycji w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE.

Jednym z takich przedsięwzięć jest zakończone w 2012 r. zadanie inwestycyjne związane z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych w postaci przyłączenia farmy wiatrowej Darłowo 250 MW do stacji 400/220/110 kV Dunowo (I etap).

Również w 2012 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE:

1. Budowa stacji 400/110 kV Wrocław – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji wrocławskiej na Finałowy Turniej EURO 2012.
2. Budowa linii 400 kV od stacji Wrocław do stacji Świebodzice (nastąpiło włączenie linii do pracy w KSE) – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji wrocławskiej na Finałowy Turniej EURO 2012 oraz ze zwiększeniem możliwości przesyłu i możliwości operacyjnych sieci, a także poprawą warunków napięciowych w południowo-zachodniej części KSE.
3. Budowa linii kablowej 110 kV na terenie stacji 400/110 kV Kromolice – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej na Finałowy Turniej EURO 2012 oraz zasilania sieci dystrybucji 110 kV we wschodnim rejonie Wielkopolski.
4. Wyposażenie pola 110 kV w stacji 400/220/110 kV Plewiska dla wprowadzenia linii relacji Kromolice-Plewiska – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej na Finałowy Turniej EURO 2012.
5. Modernizacja stacji 220/110 kV Leśniów, w tym uruchomienie dodatkowego ATR – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności, pewności i ciągłości zasilania KSE.
6. Modernizacja rozdzielni 220 kV oraz pola 110 kV AT3 w SE Wrzosowa wraz z wymianą przewodu odgromowego na OPGW w ciągu Joachimów – Wrzosowa – Łagisza – zadanie związane ze zwiększeniem elastyczności ruchowej obiektu oraz poprawą pewności pracy węzła.

[6)] Ilość energii elektrycznej zakupionej na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym wyznaczono jako saldo energii zakupionej oraz odsprzedanej na Rynku Bilansującym.

7. Modernizacja linii 220 kV Kielce – Joachimów – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy linii.
8. Modernizacja linii 400 kV Kozienice – Ostrowiec – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy linii.
9. Modernizacja stacji 220/110 kV Jamki – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
10. Modernizacja stacji 220/110 kV Czerwonak – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji oraz z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej.
11. Modernizacja stacji 220/110 kV Cieplice – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
12. Modernizacja linii 220/110 kV Ząbkowice – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
13. Zakup części połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja – w celu przekształcenia połączenia SwePolLink do tzw. połączenia operatorskiego, tj. stanowiącego własność i zarządzanego przez OSP.

Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2011 r. w KSE kształtowały się na zbliżonym poziomie, jak w 2010 r. Podobnie jak rok wcześniej, nie wystąpiły ograniczenia spowodowane brakiem mocy lub awariami w sieci przesyłowej, natomiast ograniczenia spowodowane awariami w sieci dystrybucyjnej wyniosły 26,4 GWh i były mniejsze o ok. 9,8 GWh w stosunku do roku poprzedniego. Energia niedostarczona z powodu ograniczeń stanowiła ok. 0,01% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. Mając powyższe na względzie zasadne jest stwierdzenie, że ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2011 r. **nie stanowiły** zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.

W latach 2011–2012 nie było awarii sieciowych w sieci przesyłowej najwyższych napięć.

Ograniczenia w dostawie do odbiorców spowodowane awariami systemowymi oraz sieciowymi w sieciach dystrybucyjnych OSD w 2011 r. wynikały przede wszystkim z niesprzyjających warunków pogodowych, a mianowicie:

- intensywnych opadów mokrego śniegu oraz marznącego deszczu,
- gwałtownych burz i nawałnic,
- gwałtownych burz i towarzyszących im wichur.

1 stycznia 2011 r. występowały ograniczenia w dostawie do odbiorców spowodowane wyłączeniami w sieci średniego napięcia, których przyczyną były złe warunki atmosferyczne. Były one stopniowo likwidowane. Występowały jednak do końca dnia osiągając wartości: na godz. 12:00 – 15,1 MW; na godz. 18:00 – 11,3 MW; na godz. 24:00 – 0,5 MW.

W środę – 8 stycznia 2011 r. narastający od godzin porannych wiatr w północnej części kraju powodował wyłączenia i uszkodzenia w sieci 110 kV i średnich napięć powodując ograniczenia w dostawie.

W czwartek – 9 lutego 2011 r. likwidowano uszkodzenia spowodowane przez gwałtowne wichury w północnej części kraju. Ograniczenia występowały do końca dnia osiągając wartości: na godz. 12:00 – 10,3 MW; na godz. 18:00 – 5,1 MW; na godz. 24:00 – 2,8 MW.

12 lutego 2011 r. wskutek silnych wiatrów w godzinach nocnych i rannych w północnej i wschodniej części kraju wystąpiły ograniczenia w dostawie do odbiorców spółek dystrybucyjnych na średnim i niskim napięciu. Według stanu na godz. 18:00 ograniczenia w dostawie do odbiorców w wysokości 1,7 MW, w skali kraju dotyczyły PGE Dystrybucja oraz ENERGA Oddział Płock, gdzie wyłączone były 4 linie 110 kV oraz 8 linii i 113 stacji średniego napięcia.

W godzinach nocnych 19 marca 2011 r., wskutek gwałtownych opadów śniegu w południowej części kraju wystąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej 110 kV i średniego napięcia powodując ograniczenia w dostawie do odbiorców w wysokości: na godz. 06:00 – 11,6 MW; na godz. 12:00 – 9,6 MW; na godz. 18:00 – 2,2 MW.

W piątek 9 kwietnia 2011 r. wystąpiły ograniczenia w dostawie do odbiorców ze względu na uszkodzenia sieci dystrybucyjnej spowodowane silnymi wiatrami w północnej i wschodniej Polsce:

- 8.04.2011 r. godz. 12:00 – 50,9 MW,
- 8.04.2011 r. godz. 18:00 – 125,6 MW,
- 8.04.2011 r. godz. 24:00 – 112,3 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 06:00 – 77,1 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 12:00 – 24,1 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 18:00 – 6,0 MW.

Wg stanu na godz. 24:00 tego dnia ograniczenia w dostawie do odbiorców wynosiły 0,7 MW.

Kolejne ograniczenia dotyczyły następujących dni:

Wtorek, 3 maja 2011 r.	Opady śniegu początkowo w południowo-zachodniej części kraju przechodzące w kierunku centrum i wschodniej części kraju, których skutkiem było opadanie złamanych konarów i gałęzi drzew na przewody linii powodowały wyłączenia głównie w sieci średniego i niskiego napięcia i w konsekwencji ograniczenia w dostawie energii do odbiorców spółek dystrybucyjnych. Wielkość ograniczeń wynosiła odpowiednio: na godz. 12:00 – 17,0 MW; na godz. 18:00 – 24,0 MW; na godz. 24:00 – 39,7 MW.
Środa, 4 maja 2011 r.	Likwidowano uszkodzenia w sieci średniego i niskiego napięcia spowodowane przez połamane gałęzie i konary drzew wskutek opadów śniegu 3.05.2011 r. Ograniczenia wynosiły odpowiednio: na godz. 12:00 – 8,0 MW; na godz. 18:00 – 3,8 MW.
Czwartek, 14 lipca 2011 r.	Gwałtowne burze i towarzyszące im wichury od godzin popołudniowych powodowały wyłączenia linii 110 kV oraz średniego i niskiego napięcia. Stopniowo likwidowane były skutki wyłączeń spowodowanych przez burze i towarzyszące im wichury w nocy z czwartku na piątek.
Środa, 20 lipca 2011 r.	Gwałtowne burze i nawałnice w środkowej i południowo-wschodniej Polsce powodowały wyłączenia elementów sieci dystrybucyjnej i w konsekwencji ograniczenia energii dla odbiorców spółek dystrybucyjnych.
Czwartek, 21 lipca 2011 r.	Trwało likwidowanie ograniczeń i uszkodzeń w sieci dystrybucyjnej spowodowanych burzami i nawałnicami.
Czwartek, 25 sierpnia 2011 r.	Gwałtowne burze w godzinach nocnych na terenie Dolnego Śląska powodowały wyłączenia w sieci średniego i niskiego napięcia. Na godzinę 18:00 zniesiono ograniczenia.
Poniedziałek, 5 września 2011 r.	Gwałtowne opady deszczu i towarzyszące im wichury w godzinach wieczornych powodowały wyłączenia w sieci dystrybucyjnej i ograniczenia w dostawie do odbiorców.
Wtorek, 6 września 2011 r.	Trwała likwidacja skutków gwałtownych opadów deszczu z godzin wieczornych 5.09.2011 r.
Niedziela i poniedziałek, 11 i 12 września 2011 r.	11 września 2011 r. (godz. 22:03) wskutek gwałtownej burzy w godzinach nocnych w zachodniej części kraju zostawała wyłączona linia 220 kV Gorzów – Krajnik. Linię tę załączono 12 września o godz. 11:28 po usunięciu drzewa w przęśle 158-159. Z tego powodu wystąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej, co spowodowało ograniczenia w dostawie do odbiorców ENEA Operator SA Oddział Gorzów.
Wtorek, 13 września 2011 r.	Trwała likwidacja wyłączeń w sieci dystrybucyjnej i ograniczeń dostaw do odbiorców ENEA Operator SA Oddział Gorzów po gwałtownej burzy w nocy z 11/12.09.2011 r.
Poniedziałek, 28 listopada 2011 r.	Wskutek gwałtownych wiatrów wiejących od niedzieli na terenie kraju nastąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego napięcia i ograniczenia dostaw do odbiorców.
Wtorek, 29 listopada 2011 r.	Trwała likwidacja skutków gwałtownych wiatrów wiejących w niedzielę i poniedziałek na terenie kraju.

W roku sprawozdawczym 2012 nie było awarii sieciowych w sieci przesyłowej najwyższych napięć NN, natomiast wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci WN będącej własnością PSE SA:

Poniedziałek, 14 maja 2012 r.	**14:27** – w rozdzielni 110 kV Gdańsk podczas planowego przełączania pracy z II systemu szyn na I system szyn zbiorczych zadziałało zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych, powodując samoczynne wyłączenie wszystkich pól rozdzielni, tj.: linii Miłobądz (zał. 14:48), linii Kiełpino (zał. 14:43), linii Straszyn Dolny (zał. 14:48), linii Rutki (zał. 14:43), linii Czerwony Most (zał. 14:49), linii Piecki (zał. 15:45), linii Gdynia Chwarzno (zał. 15:34), linii Gdańsk 2 (zał. 15:35), linii Sopot (zał. 15:36), linii Wielki Kack (zał. 15:36), linii Redłowo (zał. 15:37), linii Ko-koszki (zał. 15:46), pola sprzęgła poprzecznego (zał. 15:25), autotransformatora AT1 160 MVA 220/110 kV/kV (zał. 14:43), autotransformatora AT2 160 MVA 220/110 kV/kV. Przyczyną awarii było uszkodzenie urządzeń w polu 110 kV autotransformatora AT2 160 MVA 220/110 kV/kV. W wyniku powyższego nastąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA-OPERATOR SA Oddział Gdańsk: w godz. 14:27–14:43 – 10 MW z uwagi na wyłączenie linii zasilającej promieniowo GPZ Rutki oraz w godz. 14:36–15:09 – 40 MW, w godz. 15:10–15:12 – 35 MW, w godz. 15:13–15:21 – 18 MW, w godz. 15:22–15:30 – 7 MW z uwagi na ręczne wyłączenie linii 110 kV Starogard – Skarszewy dla odciążenia przeciążonego ciągu liniowego Chojnice – Starogard przy planowo wyłączonej linii 110 kV Starogard – Swarożyn.

Poniedziałek, 14 maja 2012 r.	**19:20** – w rozdzielni 110 KV Gdańsk podczas planowego przełączania pracy z I systemu szyn na II system szyn zbiorczych zadziałało zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych, powodując samoczynne wyłączenie wszystkich pól rozdzielni, tj.: linii Miłobądz (zał. 19:57), linii Kiełpino (zał. 20:22), linii Straszyn Dolny (zał. 20:40), linii Rutki (zał. 19:50), linii Czerwony Most (zał. 20:40), linii Piecki (zał. 20:41), linii Gdynia Chwarzno (zał. 20:39), linii Gdańsk 2, linii Sopot (zał. 20:38), linii Wielki Kack (zał. 20:41), linii Redłowo (zał. 20:41), linii Kokoszki (zał. 20:43), pola sprzęgła poprzecznego (zał. 19:48), autotransformatora AT1 160 MVA 220/110 kV/kV (zał. 19:49). W tym samym czasie w Elektrociepłowni Gdańsk samoczynnie wyłączył generator G5 pracujący z mocą 40 MW. Przyczyną awarii było uszkodzenie urządzeń w polu 110 kV Gdańsk 2. W wyniku powyższego nastąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA-OPERATOR SA Oddział Gdańsk: w godz. 19:20–19:50 – 10 MW z uwagi na wyłączenie linii zasilającej promieniowo GPZ Rutki oraz w godz. 19:57–20:25 – 7 MW z uwagi na ręczne wyłączenia w sieciach średniego napięcia dla odciążenia ciągu liniowego 110 kV Kiełpino – Starogard.
Poniedziałek, 28 maja 2012 r.	18:07 – w rozdzielni 110 kV Gdańsk podczas przełączania linii 110 kV Gdynia Chwarzno z systemu II B na system I B szyn zbiorczych działało zabezpieczenie różnicowe szyn powodując wyłączenie wszystkich pól na tych systemach, o godz. 22:47 po rozmostkowaniu pola linii Gdynia Chwarzno podano napięcie na system I B i przywrócono pracę całego systemu I szyn zbiorczych (IA i IB) z załączonym sprzęgłem podłużnym; wystąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA SA Oddział Gdańsk w wysokości 10 MW w godz. 18:07–18:15.

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (obecnie po konsolidacji – pięciu OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych na zasadach umownych. Podmioty, z którymi podpisano umowy były wyłaniane w drodze zapytań ofertowych. W przypadku największych operatorów byli to sprzedawcy, z którymi OSD przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. OSD, nie podlegający obowiązkowi *unbundlingu*, nabywali energię elektryczną na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej bądź z własnych źródeł wytwórczych, bądź kupowali ją na zasadach umownych od przedsiębiorstw wytwórczych, sprzedawców powstałych po podziale dawnych zakładów energetycznych lub innych sprzedawców energii elektrycznej.

Wszyscy OSD zobowiązani są do opracowania planów, o których mowa w art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej w latach 2011–2012 żaden z OSD nie był zmuszony do wprowadzania ograniczeń w dostawach energii do odbiorców końcowych na zasadach określonych w ww. planach.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań znajdują się w innych częściach niniejszego sprawozdania, m.in. w rozdziale 2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej.

W oparciu o zasady zawarte w IRiESD – Bilansowanie odbywa się dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Na podstawie zapisów IRiESD – Bilansowanie odbywa się także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Ponadto, w IRiESD – Bilansowanie unormowane są także zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci.

Informacje dotyczące zarządzania przez PSE SA zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi zostały przedstawione w pkt 2.1.1. niniejszego raportu.

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje m.in. pozyskiwanie i analizę informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w 2011 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 37 GW, przy czym w 2012 r. nastąpił jej wzrost

o ponad 1,8%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2012 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2012 r. było zbliżone do poziomu w 2011 r. i mniejsze niż w latach poprzednich, a wskaźnik ten wpływa istotnie na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Szczegóły dotyczące monitorowania bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci w zakresie oceny prawidłowości ich funkcjonowania, uwzględniające takie parametry jak: moc dyspozycyjna elektrowni krajowych, maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc, rezerwa oraz ubytki mocy w odniesieniu do mocy osiąganych w szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione w pkt 2.5. niniejszego raportu.

Do obowiązków przedsiębiorstw elektroenergetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji (przedsiębiorstwa sieciowe OSP, OSD) należy zapewnienie odbiorcom właściwej jakości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów. Natomiast do obowiązków regulatora należy kontrola dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz, na wniosek odbiorcy, parametrów jakościowych energii elektrycznej zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne.

Badania jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, prowadzone w zakresie ciągłości dostaw energii elektrycznej (wskaźniki) oraz wpływu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych, pozwalają na ocenę dotrzymywania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez operatora sieci przesyłowej oraz przez: sześciu w 2011 r. oraz pięciu w 2012 r. największych operatorów sieci dystrybucyjnych (liczba zmniejszyła się na skutek zakupu przez TAURON Polska Energia SA Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA), których działalność łącznie obejmuje cały kraj. Skupienie uwagi regulatora na wskaźnikach jakościowych, które są mierzalne i na które przedsiębiorstwa energetyczne mogą oddziaływać, pozwoli Prezesowi URE na bardziej skuteczną coroczną kontrolę dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju.

Zgodnie z § 41 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych w terminie do 31 marca każdego roku zobowiązani są do podania do publicznej wiadomości, przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej, wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczonych dla poprzedniego roku kalendarzowego.

Przeprowadzona przez Prezesa URE w 2012 r., szczegółowa analiza zamieszczanych na stronach internetowych poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych, wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej, wykazała szereg niezgodności, wynikłych z różnej interpretacji przepisów ww. rozporządzenia.

Przepisy ww. rozporządzenia Ministra Gospodarki, jednoznacznie definiują dla jakiego rodzaju przerw w zasilaniu wyznacza się współczynniki SAIDI i SAIFI, tj. oddzielnie dla przerw planowanych i nie planowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i bez uwzględnienia tych przerw oraz wskaźnik MAIFI – stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Zgodnie z § 41 ust. 4 ww. rozporządzenia, operator systemu dystrybucyjnego jest obowiązany do każdego wskaźnika podać liczbę odbiorców przyjętą do jego obliczenia, jednakże rozporządzenie nie precyzuje dokładnie, o jaką liczbę odbiorców chodzi.

Po przeanalizowaniu metod stosowanych przez OSD przy obliczaniu ww. wskaźników, w celu zapewnienia ich porównywalności oraz jednakowego podejścia metodologicznego przez wszystkich OSD w kraju, ustalone zostały jednakowe zasady ich wyznaczania. 21 czerwca 2012 r. do operatorów systemów dystrybucyjnych została wystosowana Informacja Prezesa URE nr 16/2012, zamieszczona również na stronie internetowej urzędu, która reguluje kwestię ilości odbiorców przyjętych do obliczania ww. wskaźników, a mianowicie do obliczeń wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej należy przyjmować ilość odbiorców przyłączonych do sieci operatora na koniec roku kalendarzowego, dla którego prowadzone są obliczenia wskaźników.

Podkreślić należy, że publikowane przez operatorów wskaźniki wykorzystywane są przez podmioty i instytucje do sporządzania sprawozdań

oraz analiz, zarówno dotyczących rynku krajowego energii elektrycznej, jak i międzynarodowego, zatem OSD dochować winny w wyznaczaniu tych wskaźników szczególnej staranności.

OT URE dokonują oceny realizacji przez OSD obowiązków, wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne przez pryzmat rozstrzyganych w trybie art. 8 ust. 1 cytowanej ustawy, sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, podczas postępowań taryfowych, w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców na działania OSD.

Z posiadanych informacji wynika, iż OSD ponosili istotne nakłady finansowe na konserwacje, remonty i modernizacje sieci, w szczególności sieci dystrybucyjne.

W latach 2011–2012 nie stwierdzono uchybień w zakresie realizacji obowiązków, o których mowa w ww. przepisie.

2.6.3. Programy zgodności – realizacja i wnioski

Jednym z głównych celów wdrożenia Programu zgodności jest zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Zadanie to powinno być realizowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych w ich działalności operacyjnej poprzez przestrzeganie określonych w Programie zgodności działań i zachowań.

We wrześniu 2010 r. Prezes URE przygotował i opublikował na stronie internetowej *„Ramowe wytyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatorów sieci przesyłowych (OSP)"*, które stały się podstawą do opracowania i przedstawienia przez Operatorów nowych Programów zgodności.

W 2011 r. po przeprowadzeniu postępowań administracyjnych Prezes URE zatwierdził Programy zgodności dla siedmiu największych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. W zatwierdzonych programach operatorów uregulowano w sposób jednolity następujące kwestie w zakresie:

1) zawartości (treści) w tym:
   - wyszczególnienie podmiotów zobowiązanych do jego przestrzegania;
   - obszary, w których zapewnia się niedyskryminację i równe traktowanie;
   - wyszczególnienie, jakie zachowanie uznane jest za dyskryminacyjne i sprzeczne z zasadą równości;
   - wyszczególnienie informacji sensytywnych, sposób ich traktowania oraz przyjęte przez Operatora zasady zachowania poufności informacji sensytywnych;
   - obowiązki pracowników Operatora związane z uczestniczeniem w szkoleniach, mających na celu zapoznanie ich z „Programem Zgodności" i sankcjami za jego nieprzestrzeganie;
   - opis działań dających gwarancję niezależności Operatora,
2) wdrożenia i realizacji:
   - wyszczególnienie działań na rzecz wdrażania programu;
   - wykaz działań i procedur;
   - zdefiniowanie stanowiska organu odpowiedzialnego w szczególności za wdrożenie, interpretację i przestrzeganie „Programu Zgodności" – Inspektora ds. zgodności;
   - zakres kompetencji i niezależności Inspektora ds. zgodności,
3) monitorowania funkcjonowania programu i sprawozdawczości:
   - zakres i tryb gromadzenia danych na temat jego realizacji;
   - występujące w przedsiębiorstwie naruszenia programu i ewentualne zagrożenia;
   - procedury postępowania w przypadku wystąpienia naruszeń;
   - zawartość sprawozdania uwzględniającą dane z prowadzonego przez Operatora monitoringu.

Prezes URE zatwierdził terminy wykonania Programów zgodności dla poszczególnych operatorów od 3 do 6 miesięcy od daty podpisania decyzji. W zatwierdzonych Programach zgodności operatorzy zobowiązali się także do przeszkolenia swoich pracowników w zakresie bezwzględnego przestrzegania postanowień tych programów.

Proces zatwierdzania Programów zgodności dla OSD energii elektrycznej zakończył się w lutym 2012 r. (zatwierdzenie ostatniego wniosku), a programy zaczęły obowiązywać po okresie 3-6 miesięcy od ich zatwierdzenia. W związku z powyższym przedstawione przez OSD sprawozdania za 2012 r. są pierwszymi, które zostały przygotowane w oparciu o opublikowane przez Prezesa URE *„Ramowe wytyczne do treści Programów zgodności*

opracowywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatorów sieci przesyłowych (OSP)". Zgodnie z nimi sprawozdanie roczne powinno uwzględniać dane z prowadzonego bieżącego monitoringu, a w szczególności:

- wykaz naruszeń Programu zgodności,
- informację nt. skarg i wniosków dotyczących Programu,
- działania podjęte w ramach realizacji Programu,
- stosowane środki ochrony informacji sensytywnych.

W 2013 r. wszyscy OSD (pięć podmiotów), którzy zgodnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia sprawozdań z realizacji Programów zgodności Prezesowi URE, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2012, dochowując ustawowego terminu. Ponadto swoje sprawozdanie przesłał OSP (PSE SA, dawniej PSE Operator SA). Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z ustawy – Prawo energetyczne sprawozdania zostały opublikowane w Biuletynie branżowym URE – z 16 kwietnia 2013 r. oraz na stronie internetowej URE.

Należy nadmienić, że w badanym okresie TAURON Dystrybucja SA połączyła się z TAURON Dystrybucja GZE SA i w związku z tym spółka przejmująca (TAURON Dystrybucja SA) wystąpiła z wnioskiem do Prezesa URE o stwierdzenie wygaśnięcia decyzji zatwierdzającej Program zgodności TAURON Dystrybucja GZE SA w związku z jej bezprzedmiotowością i przyjęciem na terenie działania całej połączonej spółki Programu zgodności obowiązującego do tej pory w spółce przejmującej. Prezes URE przychylił się do tego wniosku.

Wymagane przez URE zagadnienia zostały ujęte w treści wszystkich nadesłanych sprawozdań, jednakże różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań. Ponadto w sprawozdaniach ujęto informacje, które nie nawiązują bezpośrednio do kwestii funkcjonowania Programu.

W przedstawionych Sprawozdaniach Operatorzy nie stwierdzają, by doszło do celowych naruszeń Programów zgodności, jednakże w przypadku trzech spółek wystąpiły zdarzenia incydentalne, w których nieumyślne naruszenie Programu wystąpiło. Należy nadmienić, że podjęte bezzwłocznie działania naprawcze zminimalizowały negatywny skutek tych naruszeń.

Pierwszy przypadek dotyczył wystąpienia błędu informatycznego w RWE Stoen Operator Sp. z o.o., w wyniku którego część podstawowych danych niektórych odbiorców korzystających z TPA była dostępna dla przedsiębiorstw energetycznych nie będących w tym okresie sprzedawcą dla danego odbiorcy. Błąd został niezwłocznie usunięty a szczegółowa analiza wskazała, iż dane były widoczne tylko dla przedsiębiorstw energetycznych, które posiadały dostęp do dedykowanego systemu informatycznego. W celu poprawy ochrony danych zostały przeprowadzone kompleksowe testy i przegląd aplikacji oraz wdrożono dodatkowe procedury mające na celu zwiększenie ochrony danych. Wprowadzone zmiany zdaniem Operatora eliminują możliwość pojawienia się tego typu przypadków w przyszłości.

W drugim przypadku, mającym miejsce w ENERGA-OPERATOR SA, wpłynęła skarga od sprzedawcy zarzucająca Operatorowi prowadzenie nieformalnych kontaktów z ENERGA-OBRÓT SA. Na jej podstawie Prezes URE wszczął postępowanie wyjaśniające w tej sprawie, które wykazało nieumyślne jednorazowe naruszenie postanowienia punktu 6.3.3. Programu, mówiącego o obowiązkach pracowników OSD w zakresie zapewnienia zasad równego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Po zebraniu dodatkowego materiału dowodowego w 2013 r. Prezes URE wszczął postępowanie o ukaranie Operatora z powodu traktowania w uprzywilejowany sposób Sprzedawcy z urzędu należącego do tej samej co OSD grupy kapitałowej. W związku z tym zdarzeniem została przeprowadzona szeroka akcja informacyjna w ENERGA-OPERATOR SA oraz jej spółkach zależnych przypominająca zagadnienia z zakresu objętego Programem.

W trzecim przypadku mającym miejsce w PSE SA, pracownik Departamentu Usług Operatorskich przesłał przypadkowo do niewłaściwego kontrahenta informacje o charakterze sensytywnym (raport za rozliczenie usługi odbudowy systemu). Zdarzenie to nie spowodowało negatywnych skutków dla PSE SA, jak i innych kontrahentów. W następstwie tego wydarzenia podjęte zostały działania naprawcze, mające na celu wyeliminowanie możliwości wystąpienia takich sytuacji w przyszłości i polegające na wprowadzeniu dodatkowej kontroli poprawności danych rozliczeniowych.

Poza wymienionymi przypadkami wśród Operatorów odnotowano kilka skarg związanych z Programem zgodności nie uznanych jednakże za zasadne. W RWE Stoen Operator Sp. z o.o. wpłynęła

skarga od przedsiębiorstwa energetycznego dotycząca równego traktowania przez OSD wszystkich sprzedawców, w zakresie przekazywania jednakowych danych dla wszystkich podmiotów dokonujących rozliczeń z odbiorcami. Po przeprowadzeniu analizy OSD stwierdził, że nie doszło do naruszenia zapisów Programu a wyjaśnienia w powyższej sprawie udzielone zostały przedsiębiorstwu składającemu skargę, jak również Prezesowi URE. Z kolei w PGE Dystrybucja SA odnotowano jedną skargę dotyczącą rozliczenia energii biernej po zmianie sprzedawcy. Klient zarzucający dyskryminację odbiorców TPA otrzymał pisemne wyjaśnienia zaistniałej sytuacji. Sprawa była też przedmiotem postępowania prowadzonego przez URE, jednak nie została zakwalifikowana jako uzasadniona.

Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez Operatora w celu wdrożenia, dokonywania interpretacji i przestrzegania Programu zgodności. Ze względu na charakter stanowiska i zakres kompetencji, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno mieć zagwarantowaną niezależność oraz być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Z pewnością pozwoliłoby to na szersze zaangażowanie w podejściu do tematu przestrzegania Programów zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę Operatorów.

Nie łączenie stanowiska Inspektora ds. zgodności z innymi zadaniami realizowanymi w spółce występuje w przypadku ENEA Operator Sp. z o.o. U pozostałych Operatorów funkcja inspektora jest łączona z innym stanowiskiem, z tym, że w przypadku ENERGA-OPERATOR SA, TAURON Dystrybucja SA oraz PSE SA są to stanowiska szeregowe. Natomiast u części badanych podmiotów funkcję Inspektora ds. zgodności pełniły osoby zajmujące jednocześnie kierownicze stanowiska w innych jednostkach organizacyjnych, np.: w PGE Dystrybucja SA był to Dyrektor Biura Zarządzania Regulacyjnego, a w RWE Stoen Operator Sp. z o.o. menedżer komórki organizacyjnej Usługi Dystrybucyjne. Praktykę łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności ze stanowiskiem kierowniczym innego działu należy ocenić negatywnie, nawet jeżeli wiedza osoby zajmującej kierownicze stanowisko pozwala w wykorzystaniu jej w aktywnym monitoringu realizacji Programu zgodności.

Ze względu na rozległość obszarów działalności, u większości analizowanych spółek Inspektor ma do pomocy koordynatorów regionalnych, którzy podlegają mu merytorycznie, natomiast funkcjonalnie są podwładnymi dyrektorów poszczególnych oddziałów.

Prowadzone przez Inspektora szkolenia powinny obejmować przedstawienie celu i zakresu Programu, obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników, zasad wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że zdecydowana większość pracowników została przeszkolona w zakresie Programu. Z kolei nowozatrudnieni pracownicy są przeszkalani najdalej miesiąc od momentu zatrudnienia. Natomiast pracownicy nieobecni w pracy z powodu długotrwałych zwolnień lekarskich bądź urlopów macierzyńskich są szkoleni niezwłocznie po powrocie do pracy. W badanym okresie w ENERGA-OPERATOR SA dwie osoby (przedstawiciele związków zawodowych) odmówiły podpisania stosownego oświadczenia zobowiązującego do przestrzegania Programu zgodności. Z uzyskanych jednak przez URE informacji wynika, że w 2013 r. zdecydowały się na podpisanie tego oświadczenia.

Za dobrą praktykę w ocenie Prezesa URE należy uznać przeprowadzanie przez Inspektorów cyklicznych szkoleń odświeżających nabytą wcześniej przez pracowników wiedzę w zakresie przestrzegania zapisów Programu. Takie rozwiązanie zastosowano w TAURON Dystrybucja SA, gdzie zagadnienia Programu zgodności poruszane są na cyklicznych spotkaniach kadry zarządzającej, jak i przy okazji szkoleń technicznych, BHP i innych.

Inspektor ds. zgodności powinien dokonywać monitorowania przestrzegania i realizacji postanowień Programów zgodności. Pozwoli to na właściwą ocenę realizacji Programu oraz wprowadzanie ewentualnych poprawek lub korekt w jego stosowaniu. Część Operatorów stosuje praktykę przeglądu Programu. W 2012 r. w TAURON Dystrybucja SA dokonano przeglądu stopnia zaawansowania realizacji Programu zgodności, w szczególności procesów pod kątem zasad równego traktowania użytkowników i potencjalnych użytkowników systemu dystrybucyjnego oraz ochrony informacji sensytywnych. Dodatkowo przeprowadzono audyt dotyczący wdrożenia i realizacji postanowień Programu zgodności. Podobną praktykę zastosowała spółka ENEA Operator Sp. z o.o. Monitoring przestrzegania i realizacji postanowień Programu zgodności prowadzony był poprzez badanie ankie-

towe skierowane do osób zarządzających poszczególnymi jednostkami organizacyjnymi spółki.

Powyższe wewnętrzne praktyki TAURON Dystrybucja SA oraz ENEA Operator Sp. z o.o. powinny znaleźć odzwierciedlenie w działalności pozostałych OSD.

U każdego z Operatorów pracownicy mieli w badanym okresie możliwość składania zapytań do Inspektorów ds. zgodności w sprawach dotyczących interpretacji Programu. W RWE Stoen Operator Sp. z o.o. utworzono do tego celu specjalną skrzynkę e-mail poczty elektronicznej, choć podobnie jak u reszty Operatorów, pracownicy mieli też możliwość osobistego spotkania z Inspektorem.

U wszystkich Operatorów na bieżąco aktualizuje się standardy procedur oraz wzory umów i wniosków związanych z usługą dystrybucji, przyłączania do sieci oraz zmianą sprzedawcy. Powyższe dane dostępne są dla klientów na stronach internetowych Operatorów. Zmiany te należy ocenić pozytywnie – standaryzacja służy bowiem realizacji celu, jakim jest niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu.

Dla zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego wskazane jest, aby OSD posiadały własne punkty obsługi klienta, które świadczą usługi jedynie na rzecz klientów OSD. Takie rozwiązanie wprowadził RWE Stoen Operator Sp. z o.o. Dopuszczono również do stosowania model, w którym szeroko rozumiane czynności w zakresie obsługi klienta (zarówno w sprawach dystrybucji, jak i sprzedaży energii) ulokowano w podmiocie odrębnym od OSD i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną. Taka forma organizacyjna miała w najlepiej pojęty sposób zapewniać niedyskryminacyjny dostęp do sieci w warunkach funkcjonowania zasady TPA z ekonomiką funkcjonowania przedsiębiorstwa. Praktyka ostatnich lat wskazuje jednak na ułomność tego rozwiązania, gdyż z informacji docierających od odbiorców wynika, że dochodzi w niej do przypadków dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, które później są przedmiotem prowadzonych przez Prezesa URE wyjaśnień. W związku z powyższym podejmowane są działania mające na celu ulepszenie tego rozwiązania, czego przykładem jest spółka ENERGA-OPERATOR SA, która przejęła od podmiotu odrębnego od OSD i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną tj. od przedsiębiorstwa ENERGA Obsługa i Sprzedaż Sp. z o.o. obsługę klienta w zakresie usługi przyłączeniowej. Natomiast w przypadku ENEA Operator SA jego własne punkty obsługi klienta świadczą również usługi wpłat gotówkowych na rzecz przedsiębiorstwa obrotu z tej samej grupy kapitałowej. W przypadku przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych niewątpliwie zarówno z punktu widzenia klientów, jak i ekonomiki funkcjonowania tych przedsiębiorstw zasadne jest utworzenie centrów, tak rozumianej kompleksowej obsługi klienta. Jednakże wobec regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, tak zdefiniowane centra kompleksowej obsługi nie mogą być ulokowane w strukturach OSD.

Programy zgodności w ocenie URE powinny być dostępne nie tylko dla pracowników Operatorów, ale również dla każdego zainteresowanego uczestnika rynku energii elektrycznej, który w ten sposób będzie miał możliwość zbadania podejmowanych wobec niego działań przez Operatorów pod kątem przestrzegania zasad niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników systemu dystrybucyjnego i przesyłowego. Z przedstawionych sprawozdań wynika, że wszyscy Operatorzy umieścili swoje Programy w internecie, co należy uznać za dobrą praktykę. Dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów w Biurach Obsługi Klienta przygotowanych graficznie pod kątem osób starszych i niepełnosprawnych.

Za dobrą praktykę należy uznać fakt, że wszyscy Operatorzy publikują na swoich stronach internetowych listę sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

W PSE SA ustanowiono Politykę Bezpieczeństwa Informacji, zgodnie z którą informacje sensytywne w obiegu informatycznym i papierowym objęto zabezpieczeniami na najwyższym przewidzianym poziomie ochrony. W 2012 r. PSE SA przeszedł pomyślnie proces certyfikacji zgodności systemu zarządzania bezpieczeństwem informacji z normą PN-ISO/IEC 27001:2007, która określa najwyższe wymogi dotyczące systemów zarządzania bezpieczeństwem informacji w organizacji oraz zapewnia, że powierzone i przetwarzane informacje są w odpowiedni sposób chronione, a PSE SA spełnia wszelkie wymogi prawne, do których przestrzegania jest zobowiązany. Wprowadzenie Polityki Bezpieczeństwa Informacji wymaga aktualizacji Programu zgodności, w 2012 r. zakończono więc prace nad jego modyfikacją.

W PSE SA wszystkie dane sensytywne są przetwarzane przez pracowników Operatora. Jednakże w przypadku OSD, dostęp do tego typu danych mają też firmy świadczące usługi na rzecz Operatorów, w tym usługi związane z obsługą klienta. W takich przypadkach firmy zewnętrzne odpowiednimi klauzulami są zobowiązane do przestrzegania postanowień Programów zgodności.

Z przedstawionych sprawozdań wynika, że u OSD stosuje się podobną politykę ochrony danych sensytywnych realizowaną poprzez odpowiedni dostęp do poszczególnych systemów informatycznych. W zależności od zakresu obowiązków konkretnych pracowników tworzy się dla nich indywidualne zakresy uprawnień do ww. danych.

Jednym z czynników stanowiących o niedyskryminacyjnym traktowaniu uczestników systemu jest możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. W tym celu ważne jest, aby Operatorzy mieli jak największą ilość podpisanych Generalnych Umów Dystrybucyjnych (GUD) ze sprzedawcami działającymi na ich terenie. GUD określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z operatorem. Operatorzy systemów dystrybucyjnych poprzez zawierane umowy o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami dokonują doprecyzowania zasad korzystania z sieci i otwierają *de facto* poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na swoim obszarze. Ze zgromadzonych przez URE informacji wynika, że na koniec 2012 r. u każdego z Operatorów działało średnio ok. 50 podmiotów z zawartymi GUD, co zdaniem URE gwarantuje odbiorcy swobodę wyboru dostawcy energii elektrycznej.

Jednym z istotnych zagadnień, do których powinien odnosić się Program zgodności są reguły prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu* (kwestie związane z niezależnością, oddzielną marką, logo bądź też siedzibami). W ramach przestrzegania tychże reguł Operatorzy powinni, zdaniem URE, zastosować dobrą praktykę zaobserwowaną u jednego z Operatorów z rynku gazu, który przeprowadził kontrole pomieszczeń pod kątem eksponowania materiałów promocyjnych i reklamowych innych przedsiębiorstw energetycznych. Z nadesłanych sprawozdań z realizacji Programów zgodności nie wynika, by podobna praktyka miała miejsce w przypadku Operatorów działających na rynku energii elektrycznej.

2.7. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego. Do obowiązków Prezesa URE należy natomiast monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

Podejmowane przez Prezesa URE działania w powyższym zakresie nie odbiegały od dotychczasowej praktyki opisywanej m.in. w poprzednim raporcie.

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne zostały zobligowane do corocznego przekazywania Prezesowi URE informacji o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych w formie opracowanych w URE arkuszy sprawozdawczych. W zależności od rodzaju arkuszy wymagane informacje były przekazywane w okresach miesięcznych, półrocznych oraz rocznych. Zbierane dane podlegały z kolei weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w sprawozdawczości statystycznej. Ocena obejmowała również sprawdzenie poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej. Odrębną analizę przeprowadzono dodatkowo dla zbadania bieżącej sytuacji finansowej przedsiębiorstw.

Dodatkowo, w 2012 r. zakończone zostały prace zespołu składającego się z przedstawicieli Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oraz pracowników Urzędu Regulacji Energetyki, związane z aktualizacją wspomnianych powyżej arkuszy sprawozdawczych, wykorzystywanych w dotychczasowym monitoringu działalności przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Zmiana arkuszy sprawozdawczych miała na celu poprawę ich przejrzystości oraz wynikała z ko-

niecznośći dostosowania rodzaju zawartych w nich informacji finansowych do zmieniających się warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych (wynikających w znacznym stopniu ze zmiany prawa).

Oprócz monitoringu prowadzonego w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane w formie opracowanych arkuszy, wszczęto w 2012 r. postępowanie wyjaśniające w stosunku do jednego z przedsiębiorstw energetycznych. W trakcie prowadzonego przez Prezesa URE postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej jednemu z przedsiębiorstw energetycznych, za nie udzielenie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, pozyskano informacje mogące wskazywać, że przedsiębiorstwo to nie wywiązuje się należycie z ustawowego obowiązku, zawartego w art. 44 ww. ustawy. W związku z tym faktem wezwano je do przedłożenia m.in. kopii pełnych sprawozdań finansowych za 2011 r., dokumentacji opisującej przyjęte przez nie sposoby prowadzenia ksiąg rachunkowych, przykładowych faktur wraz z dekretacją księgową dla kosztów charakteryzujących poszczególne rodzaje działalności przedsiębiorstwa oraz do przedłożenia szczegółowych wyjaśnień sposobu księgowania kosztów i przychodów dotyczących działalności koncesjonowanej i działalności pozostałych w przedsiębiorstwie. Zebrane dokumenty i informacje miały na celu sprawdzenie, czy przedsiębiorstwo, w ramach Zakładowego Planu Kont prowadzi swoją księgowość w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów dla wykonywanej działalności związanej z dostarczaniem energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, a więc sprawdzenie wywiązywania się z obowiązku zawartego w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone do końca 2012 r.

Ponadto, monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, prowadzone jest także w oddziałach terenowych URE, zasadniczo w trakcie postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej.

W latach 2011–2012 nie stwierdzono przypadków prowadzenia ewidencji księgowej w sposób, który naruszałby przepis art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Oznacza to, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadziły ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także dla grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego.

• • •

CZĘŚĆ II

1. Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej

Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym ze źródeł odnawialnych i kogeneracji

Prezes URE udziela koncesji (promesy koncesji) na wytwarzanie energii, w której jest zawarte zobowiązanie do informowania o zmianie zakresu i warunków prowadzonej działalności, co z kolei wymaga zmiany koncesji.

W 2011 r. Prezes URE udzielił 288 koncesji w zakresie energii elektrycznej (w tym 94 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii) oraz dokonał 265 zmian koncesji (promes koncesji). Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- rozszerzeniem lub ograniczeniem zakresu działalności,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie zakresu terytorialnego obszaru wykonywania działalności),
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne,
- zmianą decyzji w trybie samokontroli.

Natomiast w 2012 r. Prezes URE udzielił 222 koncesji w zakresie energii elektrycznej (w tym 158 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii) oraz 102 decyzji zmieniających udzielone koncesje.

Zmiany udzielonych koncesji w 2012 r. podyktowane były przede wszystkim:

- rozszerzeniem lub ograniczeniem zakresu działalności,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne,
- zmianą decyzji w trybie samokontroli.

Prawo energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w źródłach odnawialnych lub w kogeneracji, niezależnie od mocy zainstalowanej, do wystąpienia z wnioskiem do Prezesa URE o udzielenie koncesji na prowadzenie takiej działalności gospodarczej (wyjątkiem są biogazownie rolnicze, które są zobligowane do uzyskania wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego). W celu ułatwienia przedsiębiorcom przystąpienia do wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, na stronie internetowej urzędu opublikowane zostały materiały informacyjne, które posłużyć mają usprawnieniu procesu koncesjonowania.

Na stronie internetowej URE publikowane są również liczne opinie i komunikaty mające na celu przypomnienie przedsiębiorstwom energetycznym o ciążących na nich obowiązkach oraz wyjaśniające wątpliwości co do sposobu ich realizacji. Zostały zamieszczone także wzory wniosków o wydanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji, a także wskazania jakie niezbędne załączniki należy dołączyć do wniosków, aby uzyskać świadectwa pochodzenia z OZE i świadectwa pochodzenia z kogeneracji (CHP).

W ramach programu Transition Facility 2006/018–180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii", współfinansowanego ze środków polskich i Unii Europejskiej, w URE realizowany był projekt pt. „*Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji*". Jego celem jest rozpowszechnianie dostępu do „statystycznej" wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski, dzięki opracowaniu i udostępnieniu na stronie internetowej urzędu, interaktywnej mapy Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych. Aktualizowana na bieżąco mapa umożliwia szybkie uzyskanie danych o rodzaju i mocy źródeł funkcjonujących na danym terenie, w podziale na województwa oraz powiaty. Mapa została tak zaprojektowana, aby umożliwiała przygotowanie zestawień tabelarycznych dotyczących m.in. mocy zainstalowanej w koncesjonowanych instalacjach OZE.

W 2011 r. poziom nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych zwiększył się o ok. 526 MW w stosunku do 2010 r. Największe przyrosty odnotowano w elektrowniach wiatrowych. Przyrosty nowych mocy w 2012 r. wyniosły natomiast ok. 1 334 MW, przede wszystkim w elektrowniach wiatrowych i biomasowych.

Tabela 15. Moce zainstalowane w OZE w latach 2011–2012 (wg stanu na 30 maja 2013 r. na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE)*

Rodzaj OZE	Moc zainstalowana [MW]		
	2010 r.	2011 r.	2012 r.
Elektrownie biogazowe*	82,884	103,487	131,247
Elektrownie biomasowe	356,190	409,680	820,700
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0,033	1,125	1,290
Elektrownie wiatrowe	1 180,272	1 616,361	2 496,748
Elektrownie wodne (w tym szczytowo-pompowe)	937,044	951,390	966,103
Razem	**2 556,423**	**3 082,043**	**4 416,088**

* W przypadku elektrowni biogazowych dane uwzględniają również moc zainstalowaną instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

Źródło: URE.

Tabela 16. Instalacje OZE na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2012 r.

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	99,465	170
Elektrownie na biomasę	820,700	27
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	1,290	9
Elektrownie wiatrowe	2 496,748	696
Elektrownie wodne	966,103	770
Współspalanie**	–	43
Razem	**4 384,306**	**1 715**

* Nie uwzględnia danych dot. 29 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.
** Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

Źródło: URE.

W Polsce w 2012 r. nie występowały sformalizowane mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych, sprzyjające podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Wyjątek stanowią preferencyjne zasady przyłączania odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW – za przyłączenie których pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów – polegające na partycypacji w nakładach inwestycyjnych w 50% przez OSD lub OSP. Pozostali wytwórcy ponoszą opłatę kalkulowaną na podstawie 100% nakładów ponoszonych na realizację przyłączeń.

2. Rynek wytwarzania

Rynek wytwarzania pozostaje wysoce skoncentrowany z uwagi na istnienie pięciu pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych, których udział w krajowym sektorze wytwarzania wyniósł w 2012 r. ponad 72%[7]. Wskaźnik HHI[8], opisujący stopień koncentracji podmiotów działających na rynku wytwarzania energii elektrycznej, mierzony według mocy zainstalowanej netto oraz według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), zmniejszył się w 2012 r. w porównaniu z 2011 r. Jednakże zdecydowanie większy spadek obserwuje się dla wskaźnika HHI mierzonego według mocy zainstalowanej netto, tj. o ponad 5%.

Tabela 17. Stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2010	5	6	58,1	64,6	1 620,4	2 015,7
2011	5	6	58,4	65,5	1 677,7	2 098,8
2012	5	6	56,7	64,3	1 587,9	2 096,0

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju. Na niezmiennym poziomie od kilku lat pozostaje liczba wytwórców, którzy dysponują przynajmniej 5% udziałem w rynku. Największy udział w rynku wytwarzania ma nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców koń-

[7] Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez wytwórców energii elektrycznej z grup kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, ENEA SA, ENERGA SA i ZE PAK SA.

[8] Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI>5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu", Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

cowych – TAURON Polska Energia SA. Przy czym, udział tej pierwszej w sektorze wytwarzania rośnie systematycznie: w 2010 r. wyniósł 38,4% i wzrósł do 40,5% w 2012 r.

Począwszy od 9 sierpnia 2010 r., to jest od momentu wprowadzenia na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej[9], nastąpiło wyraźne przeorganizowanie handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej w grupie wytwórców, w porównaniu z latami poprzednimi. W szczególności dotyczy to handlu energią elektryczną wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych. Do momentu wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców dominującą formę handlu na hurtowym rynku energii stanowiły kontrakty dwustronne. Począwszy od końca 2010 r. gwałtownie wzrosło znaczenie giełdy (sprzedaż na giełdzie towarowej).

Wśród form handlu hurtowego energią elektryczną w 2012 r. istotną pozostała giełda (sprzedaż na giełdzie towarowej, na rynku towarowym organizowanym przez giełdę papierów wartościowych[10]). Sprzedaż poprzez giełdę stanowiła w 2009 r. niespełna 0,2% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców energetyki zawodowej w tym roku, po czym zaczęła systematycznie wzrastać i w 2012 r. osiągnęła poziom 61,8%. Kontrakty dwustronne w ubiegłym roku stanowiły w sumie 30,6% wszystkich form handlu hurtowego, podczas gdy w latach 2009–2010 udział ten oscylował wokół 90% (w 2012 r. sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców w kontraktach dwustronnych wyniosła 44,1 TWh, przy 129,4 TWh w 2009 r.). Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu za granicę.

Giełdowy obrót energią elektryczną w 2012 r. realizowany był na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA) oraz platformie obrotu energią elektryczną POEE na Giełdzie Papierów Wartościowych SA w Warszawie.

Dla TGE SA rok 2012 był kolejnym rokiem dynamicznego rozwoju. Niewątpliwie znaczenie mają takie cechy giełdy jak: przejrzystość zasad, łatwy dostęp dla wszystkich uczestników, optymalizacja procesu poszukiwania najlepszych ofert sprzedaży energii czy sygnały dla wytwórców energii elektrycznej o oczekiwaniach cenowych odbiorców.

W 2012 r. TGE SA prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż energii elektrycznej była również realizowana w systemie aukcji. W 2012 r. wolumen obrotu na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej, na parkiecie TGE SA, wyniósł łącznie 131,997 TWh licząc po dacie dostawy w 2012 r., co stanowiło 82,6% krajowej produkcji energii elektrycznej oraz ponad 84,1% jej łącznego zużycia w tym roku. W porównaniu z 2011 r. obrót na TGE SA wzrósł o 4,2%. Przy czym, najwyższą płynność na parkiecie TGE SA zanotowano w grudniu 2012 r., z wolumenem na poziomie 26,927 TWh, natomiast najniższą w styczniu, kiedy to wolumen wyniósł 3,173 TWh.

Struktura transakcji na rynku hurtowym uległa istotnym zmianom w 2011 r. Do 2010 r. głównym odbiorcą energii elektrycznej były przedsiębiorstwa obrotu, z kolei począwszy od 2011 r. – transakcje sprzedaży energii elektrycznej dokonywane są za pośrednictwem giełdy energii. W 2012 r. tendencja ta utrwaliła się. W tym roku zmniejszyła się wyraźnie sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu w kontraktach bilateralnych na rzecz sprzedaży poprzez giełdę (odpowiednio: spadek o 3,4 punktu procentowego i wzrost o 4,0 punkty procentowe w 2012 r. w stosunku do 2011 r.). Udział sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców do odbiorców końcowych również uległ spadkowi; sprzedaż do tych odbiorców stanowiła w 2012 r. niespełna 1,4% całkowitego wolumenu sprzedawanej przez wytwórców energii elektrycznej.

W latach wcześniejszych, pomimo rozwiązania kontraktów długoterminowych i przystąpienia

[9] Przepisy ustawy – Prawo energetyczne zobowiązały wszystkich wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze powyżej 50 MW do sprzedaży m.in. poprzez giełdę części (limit 15% wytwarzanej energii elektrycznej dotyczył wszystkich wytwórców) lub całości (limit 100% odnosił się do wytwórców objętych programem pomocy publicznej kosztów osieroconych) wytwarzanej energii elektrycznej w danym roku kalendarzowym.

[10] Wypełnienie przez wytwórców obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej poprzez rynek towarowy organizowany przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie jest możliwe od 30 października 2011 r.

przez wytwórców od 2008 r. do realizacji programu pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych, nie można było mówić o efektywnym funkcjonowaniu konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Sprzedaż energii elektrycznej odbywała się w zdecydowanej mierze w ramach własnej grupy kapitałowej, a to było główną przyczyną ograniczeń w rozwoju konkurencji i problemów w rozliczaniu pomocy publicznej. Sytuacja uległa zmianie na skutek wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej m.in. również dla tych wytwórców, którzy są beneficjentami tej pomocy publicznej i należą do grup kapitałowych. Wytwórcy zobligowani sprzedawać energię elektryczną w części lub w całości w sposób zapewniający publiczny dostęp do tej energii, musieli podjąć działania polegające na rozwiązaniu zawartych kontraktów dwustronnych na sprzedaż energii, w szczególności realizowanych w ramach własnej grupy kapitałowej.

Wprowadzenie obowiązku publicznego obrotu energią elektryczną doprowadziło w szczególności do:

- zagwarantowania jednakowych warunków udziału dla uczestników w obrocie giełdowym,
- zagwarantowania jednakowego dostępu do informacji, tj.: ceny energii oraz warunki uczestnictwa w obrocie energią,
- urealnienia cen energii elektrycznej,
- zapewnienia nadzoru przez Komisję Nadzoru Finansowego; nadzór ten ogranicza możliwość manipulacji cenami energii elektrycznej – w szczególności na rynku, na którym funkcjonują podmioty o silnej pozycji rynkowej skupiające dużą część podaży energii,
- zwiększenia pozycji i siły odbiorców na konkurencyjnym rynku energii.

Zatem można stwierdzić, iż struktura i zasady funkcjonowania rynku hurtowego, głównie dzięki wprowadzonemu obowiązkowi giełdowemu sprzyjają obecnie rozwojowi konkurencji na tym rynku. Czynnikiem hamującym rozwój tego rynku pozostaje na pewno obecność podmiotów dominujących na rynku, które mogą mieć wpływ na warunki funkcjonowania tego rynku, w szczególności na poziom cen.

Dane potwierdzają, że branża energetyczna aktywnie uczestniczyła i uczestniczy w handlu energią elektryczną na polskiej giełdzie. Dzięki temu, systematycznie rośnie płynność polskiego rynku energii, a co za tym idzie wzrasta znaczenie Polski na arenie międzynarodowej. Jest to dowodem wzmocnienia zasad konkurencji na polskim rynku energii i jego dążenia do funkcjonowania według transparentnych zasad. Zapewnienie płynności na giełdzie to duży krok do włączenia się Polski w budowę wspólnego, transparentnego rynku energii elektrycznej w Europie.

3. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

W 2011 r. oraz 2012 r. zgodnie z brzmieniem art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne wskazującym, że „uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej", w dalszym ciągu przedsiębiorstwa zamierzające prowadzić działalność w zakresie przesyłania bądź dystrybucji energii elektrycznej zobligowane były do uzyskania koncesji w tym zakresie. Jako działalność infrastrukturalna, stanowiąca obszar monopolu naturalnego, a jednocześnie istotna za względu na bezpieczeństwo dostaw i tym samym bezpieczeństwo energetyczne kraju, poddawana jest reżimowi regulacyjnemu.

Zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznaczony jest jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działający w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa i jest to PSE SA (do 9 stycznia 2013 r. pod nazwą: PSE Operator SA). OSP w Polsce jest właścicielem sieci przesyłowej, na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. W okresie od stycznia 2011 r. do września 2012 r. PSE Operator SA wykonywał również obowiązki OSP na polskiej części polsko-szwedzkiego połączenia stanowiącego własność SwePol Link Poland Sp. z o.o., na podstawie umowy powierzającej. Z uwagi na nabycie 1 sierpnia 2012 r. przez PSE Operator SA własności polskiego odcinka połączenia stałoprądowego Polska – Szwecja, decyzja w sprawie wyznaczenia przedsiębiorcy PSE Operator SA operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w formule powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego została uchylona. Na koniec 2012 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej działał jeden OSP w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, określonej w art. 9 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE.

W zakresie prowadzenia działalności dotyczącej dystrybucji energii elektrycznej Prezes URE udzielił odpowiednio w 2011 r. – 4, a w 2012 r. – 11 koncesji. W toku postępowań o udzielenie koncesji sprawdzono spełnianie przez przedsiębiorstwa zamierzające uzyskać koncesję w tym zakresie wymagań określonych w art. 33 ustawy – Prawo energetyczne, które nie uległy zmianie w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego.

Lata 2011 i 2012 były kolejnymi latami zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem m.in. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 11 marca 2010 r. Nowelizacja ta w zakresie „operatorskim" znacznie zwiększyła obowiązki przedsiębiorstw energetycznych w tym zakresie. Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

W 2011 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 84 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 6 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 78 OSD, nie podlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego (wg ww. kryterium 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców). 1 października 2012 r. nastąpiła konsolidacja dwóch spółek wypełniających funkcje OSD tj. TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie ze spółką TAURON Dystrybucja GZE SA z siedzibą w Gliwicach. Aktualnie spółka działa pod nazwą TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie. Tym samym liczba OSD wydzielonych prawnie zmalała z 6 do 5 podmiotów. Na koniec 2012 r. wyznaczonych decyzjami Prezesa URE było już 148 OSD.

Istotną zmianą warunków działalności przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej i wyznaczonych OSD stał się obowiązek przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji techniczno-ekonomicznego dokumentu tzw. instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, określających szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Działanie to prowadzi do harmonizacji warunków korzystania z sieci pomiędzy OSD a OSP oraz pomiędzy poszczególnymi OSD.

4. Najistotniejsze przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców z terenu właściwego dla poszczególnych OT URE

Rozwój generacji małoskalowej opartej na OZE jest jednym ze strategicznych celów polityki energetycznej Polski do 2030 r., a jego praktyczną realizacją jest m.in. istniejący system wsparcia OZE oraz jednostek kogeneracji.

Obszar kraju, a zwłaszcza województwa z Polski północnej i północno-zachodniej, posiada doskonałe warunki do rozwoju OZE, w szczególności rozproszonych źródeł energii o niedużych mocach zainstalowanych (do 5 MW). Dotyczy to źródeł wykorzystujących przede wszystkim energię z wiatru, energię spadku rzek, energię promieniowania słonecznego i biogazownie. Pomimo bardzo korzystnych ww. warunków, daje się zaobserwować, iż tempo rozwoju OZE jest znacznie poniżej oczekiwanego.

Mając na uwadze powyższe, Prezes URE podjął działania zmierzające do zidentyfikowania barier wpływających na ograniczenia w rozwoju generacji małoskalowej OZE.

OT URE przeprowadziły badania ankietowe, skierowane do szerokiego kręgu podmiotów, które eksploatują OZE lub też są w trakcie ich realizacji lub przygotowań do ich wykonania, m.in. do jednostek samorządu terytorialnego i stowarzyszeń.

Przeprowadzone badania oraz analiza rozstrzyganych w OT URE sporów z art. 8 ustawy – Prawo energetyczne oraz skarg i wniosków potwierdziły istnienie poniższych barier takich jak:

- brak terenu pod lokalizację inwestycji,
- warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej,
- wybór technologii,
- koncesjonowanie,
- system wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w OZE i jednostkach kogeneracji.

W poszczególnych rejonach kraju bariery te występują z różnym nasileniem, o czym poniżej.

Na obszarze objętym działaniami **OT Szczecin** jako najistotniejsze przeszkody w rozwoju OZE podawano jak niżej:

- przedłużanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 8g ustawy,
- uwzględnianie przez operatorów systemów dystrybucyjnych w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakładów na rozbudowę lub/i przebudowę sieci dystrybucyjnej,
- nakładanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych na podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci obowiązku budowy przyłącza,
- trudności związane ze spełnieniem wymagań związanych z szeroko pojętą ochroną środowiska – uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach warunkujących zgodę na realizację inwestycji,
- trudności związane z uzyskaniem dokumentów zezwalających na lokalizację inwestycji na danym terenie.

Z opinii przedsiębiorców z terenu właściwego **OT Gdańsk** najistotniejsze bariery rozwoju generacji małoskalowej (OZE) to:

1) teren pod lokalizację inwestycji
   - czas trwania procedury dotyczący zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego;
   - negatywne nastawienie organizacji ekologicznych, brak wyznaczonych terenów pod lokalizację źródeł w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego;
   - brak możliwości uzyskania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego dla źródła;
   - brak dysponowania przez gminy informacjami przydatnymi dla inwestorów;
   - czas trwania procedury uzyskania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz negatywne nastawienie lokalnej społeczności do realizowanej inwestycji;
   - kwestie związane z przygotowaniem terenu pod budowę tychże inwestycji,
2) warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej
   - brak warunków technicznych przyłączenia źródła do sieci dystrybucyjnej;
   - konieczność spełnienia wymagań w zakresie uzyskania warunków przyłączenia identycznych jak dla źródeł o dużej mocy;
   - odmowa OSD na zmianę terminu obowiązywania umowy o przyłączenie, czy też zawarcie w umowie o przyłączenie warunku wskazującego na konieczność wybudowania przez inwestora i eksploatacji przyłącza (odcinek sieci łączący źródło z pozostałą częścią sieci dystrybucyjnej);
   - odległy termin realizacji przez OSD zawartej już umowy o przyłączenie;
   - nieuzasadnione wymagania dotyczące wyposażania nawet małych jednostek wytwórczych w dodatkowe instalacje – np. stacje meteo transmitujące online dane meteo do operatorów sieci, jak również zbyt duże wymogi operatora co do jakości sprzedawanej energii, powodujące częste odłączenie OZE od sieci;
   - niechęć OSD do przyłączania obcych źródeł wytwórczych,
3) wybór technologii
   - brak systemu rekomendacji (certyfikacji) technologii źródeł generacji małoskalowej, który byłby wsparciem dla inwestora przy wyborze technologii;
   - konieczność poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych na nowoczesne technologie kogeneracyjne;
   - ograniczona liczba specjalistycznych firm serwisowych, których usługi niezbędne są do bezawaryjnego i ciągłego utrzymania ruchowego urządzeń (interwencja często wiąże się z przyjazdem serwisu z południa Polski – długi czas reakcji i wysokie koszty),
4) koncesjonowanie
   - brak zróżnicowania wymagań w zakresie uzyskania koncesji z uwagi na moc źródła, a także wymóg prowadzenia działalności gospodarczej, po uzyskaniu koncesji,
5) system wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w OZE i jednostkach kogeneracji
   - czas obowiązywania systemu wsparcia („kolorowych certyfikatów"), a także wymóg prowadzenia działalności gospodarczej i wymóg posiadania koncesji jako warunku uzyskania świadectw pochodzenia;
   - brak stabilnego systemu wsparcia produkcji umożliwiającego inwestorowi planowanie produkcji energii elektrycznej w długim horyzoncie czasowym;
   - niepewność ekonomiczna (spadek cen „zielonych certyfikatów") i prawna (problemy w przedłużeniu systemu certyfikatów dla kogeneracji) systemu wsparcia.

Na terenie funkcjonowania **OT Poznań** uznano, że najistotniejsze bariery rozwoju generacji dotyczą warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz terenu pod lokalizację inwestycji. W zakresie warunków przyłączenia do sieci bezsprzecznie główną barierą jest brak warunków technicznych przyłączenia do sieci. Z danych zebranych podczas rozstrzygania sporów oraz zawartych w powiadomieniach o odmowie przyłączenia do sieci wynika, że operatorzy, a na podstawie przepisów obowiązujących w poprzednim stanie prawnym, także podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci, sporządzały ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci na system elektroenergetyczny, w celu oceny istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego źródła. W przypadku braku obowiązku sporządzenia ekspertyzy (dotyczy przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW) operatorzy, w celu indywidualnej oceny istnienia warunków technicznych, sporządzali inne odpowiednie analizy i obliczenia lub zlecały niezależnym podmiotom analizę możliwości przyłączenia kolejnych źródeł do poszczególnych Głównych Punktów Zasilających znajdujących się w ich sieciach, a będących miejscami przyłączenia źródeł do sieci. Dużym utrudnieniem dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci, a jednocześnie działaniem niezgodnym z obowiązującymi przepisami, jest uwzględnianie przez operatorów systemów dystrybucyjnych w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakładów na rozbudowę lub/i przebudowę sieci dystrybucyjnej.

W zakresie terenu pod lokalizację inwestycji, w przypadku gdy gmina posiada miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, istotną barierą okazał się czas trwania procedury jego zmiany oraz procedura uzyskania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu lub decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego dla danego źródła.

Bezsprzecznie zasadniczą rolę w procesie przyłączania do sieci źródeł małej mocy odgrywa nastawienie lokalnej społeczności, przedstawicieli samorządu i organizacji ekologicznych. W tym miejscu należy podkreślić, jak ważną rolę odgrywa propagowanie wiedzy na temat zalet rozwoju generacji małoskalowej wśród lokalnej społeczności, bowiem jej negatywne nastawienie i niechęć sąsiedztwa źródeł energii elektrycznej może kończyć się sytuacjami konfliktowymi, a co za tym idzie prowadzić do wstrzymania procesu przyłączania danego źródła do sieci. Zasadniczą rolę odgrywa wspieranie rozwoju generacji małoskalowej przez lokalne samorządy poprzez w szczególności gromadzenie i udostępnianie inwestorom przydatnych informacji dotyczących np. potencjalnej lokalizacji źródła wraz ze wskazaniem ograniczeń (rodzaj, wielkość) lub możliwości zagospodarowania ciepła wytworzonego w kogeneracji jako ciepła użytkowego itd. W związku z powyższym przedstawiciele gmin powinni nie tylko służyć niezbędną wiedzą w tym zakresie, ale także angażować się w działalność edukacyjną np. w zakresie przepisów dotyczących lokalizacji inwestycji na danym terenie.

Obowiązki związane z uzyskaniem koncesji oraz prowadzeniem działalności gospodarczej, bez zróżnicowania ze względu na moc źródła, a będące jednocześnie warunkami niezbędnymi możliwości skorzystania z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, nawet w przypadku wytwarzania energii elektrycznej jedynie na potrzeby własne, nie stanowią istotnej bariery rozwoju generacji rozproszonej.

OT Lublin wskazuje, jak niżej:

1. Bariery w obszarze lokalizacji inwestycji – do istotnych barier należą problemy związane z brakiem terenów przeznaczonych pod lokalizację źródeł generacji małoskalowej, trybem i czasem trwania procedur administracyjnych związanych z przeznaczeniem terenu pod lokalizację źródła wytwórczego generacji małoskalowej, wypełnieniem wymagań związanych z ochroną środowiska (długi czas uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji, ograniczenia wynikające z uwarunkowań środowiskowych).
2. Bariera wiedzy na temat generacji małoskalowej OZE i wynikające z niej negatywne nastawienie lokalnej społeczności do tego typu inwestycji. Warto zauważyć, iż wyżej wymienione problemy zostały zidentyfikowane jako bariery także przez lokalnego OSD – PGE Dystrybucja.
3. Bariery w zakresie przyłączania źródeł generacji małoskalowej: brak technicznych i/lub ekonomicznych warunków przyłączenia, nakładanie na przyłączanego wytwórcę obowiązków związanych z rozbudową (przebudową) sieci dystrybucyjnej, a także budową i eksploatacją przyłącza, co czyni koszty przyłączenia niewspółmier-

nie wysokimi w odniesieniu do kosztu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej. Problem stanowi także brak zgody dystrybutora na zmianę terminu obowiązywania umowy przyłączeniowej (zawieranej na okres obowiązywania warunków przyłączenia), a także odwlekanie przez OSD terminu przyłączenia źródła. Wskazano również na potrzebę rozróżnienia technicznych warunków przyłączenia dla źródeł asynchronicznych i synchronicznych.

4. Bariery wskazane przez OSD: niedostosowanie sieci dystrybucyjnej do przyłączania nowych źródeł, niestabilna praca źródeł generacji wiatrowej i fotowoltaicznych, brak precyzyjnych regulacji dotyczących zarządzania pracą źródeł generacji małoskalowej, a w szczególności czasowego ograniczania ich pracy czy braku regulacji dotyczących instytucji prosumenta, niesłuszny i niesprawiedliwy, brak przychodu dla OSD z tytułu opłaty dystrybucyjnej od wyprowadzenia energii ze źródeł wytwórczych.
5. Bariery inne: brak systemu rekomendacji technologii, wspierającego potencjalnego inwestora w optymalnym wyborze rodzaju jednostki wytwórczej, obowiązki związane z uzyskaniem koncesji i prowadzeniem działalności gospodarczej bez zróżnicowania ze względu na moc źródła i jako warunek korzystania z systemu wsparcia, brak wsparcia inwestycyjnego dla generacji małoskalowej, czas obowiązywania systemu wsparcia, brak systemu wsparcia inwestycyjnego.
6. Bariery zidentyfikowane w toku postępowań administracyjnych w sprawie rozstrzygnięcia sporu oraz w skargach:
   - OSD uwzględnia w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakłady na rozbudowę sieci dystrybucyjnej,
   - OSD nakłada na przyłączane źródła wytwórcze obowiązek budowy przyłącza, przy czym nakłady związane z budową przyłącza przez podmiot przyłączany nie są uwzględniane przez OSD w kalkulacji opłaty za przyłączenie i pozostaje ono na majątku podmiotu przyłączanego,
   - OSD narzuca w projektach umów o przyłączenie obowiązek wniesienia, niezależnie od obowiązkowej zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej oraz kar umownych z tytułu niedotrzymania warunków umowy instytucję gwarancji, jako zabezpieczenia wykonania umowy przez podmiot przyłączany,
   - uwzględnianie w analizie istnienia/braku technicznych warunków przyłączenia źródła oprócz zawartych umów o przyłączenie oraz wydanych i ważnych warunków przyłączenia, także wydane odmowy przyłączenia do sieci,
   - ocena w zakresie ustalenia istnienia/braku warunków technicznych przyłączenia źródła dokonywana jest wyłącznie na podstawie informacji o wartości łącznej mocy przyłączeniowej dla źródeł, służących wypełnieniu obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8l pkt 2 ustawy. OSD nie przeprowadza w tym zakresie zindywidualizowanej, szczegółowej analizy istnienia lub braku tych warunków i, co istotne, nie potrafi wskazać, brak jakich konkretnie warunków technicznych uniemożliwia przyłączenie źródła,
   - brak zgody ze strony OSD dla przedłużenia okresu obowiązywania umowy o przyłączenie w sytuacji, kiedy upływa termin tej umowy (ustalony najczęściej na równi z terminem ważności warunków przyłączenia – 2 lata), a podmiot przyłączany nie wykonał wszystkich obowiązków związanych z budową przyłącza i/lub wykonaniem zadań związanych z rozbudową należącej do OSD sieci, jakie nałożył na niego w warunkach przyłączenia i umowie przyłączeniowej OSD. W praktyce 2 lata, nawet przy właściwej i udokumentowanej aktywności inwestora, to często zbyt krótki okres na wykonanie wszelkich działań związanych z inwestycją, wynikających z obowiązujących przepisów prawa oraz samej umowy (np. pozyskanie zgód właścicieli nieruchomości, decyzji środowiskowych, budowlanych, itp.), których czas realizacji często nie był od niego zależny i w związku z wykonaniem których poniósł określone koszty,
   - brak jednolitej i spójnej metodologii rozpatrywania wniosku o wydanie warunków przyłączenia oraz kształtowania treści umowy, przejawiający się w braku konsekwencji w odniesieniu do pojęcia kompletności wniosku o przyłączenie oraz w dowolności i uznaniowości w określaniu zakresu obowiązków podmiotu przyłączanego. W efekcie wnioskujący o przyłączenie wytwórcy mają znacząco różne zakresy zadań do wykonania,
   - uniemożliwienie stosowania w relacjach z podmiotami wnioskującymi o przyłączenie

z art. 7 ust. 9 ustawy. OSD wydaje warunki przyłączenia i przedstawia projekt umowy o przyłączenie uwzględniający w opłacie za przyłączenie nakłady na rozbudowę sieci dystrybucyjnej, a w przypadku braku zgody podmiotu przyłączanego co do takiego sposobu kalkulacji opłaty przyłączeniowej powołuje się, pomimo wydania warunków przyłączenia, na brak warunków ekonomicznych przyłączenia. W innych przypadkach OSD odmawiając przyłączenia z powodu braku warunków technicznych nie wskazuje jako przyczyny odmowy także braku warunków ekonomicznych, niezbędnych do stworzenia warunków technicznych.

OT Łódź ustalił, iż najistotniejsze przeszkody rozwoju OZE – w ramach zidentyfikowanych barier, to przede wszystkim:

a) brak lokalnego pakietu informacji dla potencjalnych inwestorów o możliwości lokalizacji źródeł OZE w terenie (82% ankietowanych wskazało na tę przyczynę jako istotną), brak miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego lub brak wyznaczenia w nich – przez lokalne organy samorządowe – terenów pod lokalizację OZE (73%), sformalizowana procedura uzyskania decyzji w zakresie zabudowy i zagospodarowania terenu (55%) oraz negatywne nastawienie społeczności lokalnej (45%),
b) brak technicznych (55%) i ekonomicznych (45%) warunków przyłączenia do sieci oraz odmowa przez operatora przedłużenia okresu obowiązywania umów o przyłączenie do sieci (55%),
c) brak systemu rekomendacji technologii (45%) i upowszechniania wiedzy techniczno-ekonomicznej wśród potencjalnych inwestorów,
d) brak zróżnicowania w zakresie wymagań formalno-prawnych w procesie koncesjonowania w zależności od mocy źródła (18%),
e) brak systemu wsparcia inwestycyjnego (91%), w tym np. brak stosownego systemu kredytowego, dofinansowania i programów tzw. „unijnych" oraz zmienność norm prawnych i wartości „świadectw pochodzenia".

W **OT Wrocław** najistotniejsze przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców to:

1) teren pod lokalizację inwestycji
   – czas trwania procedury zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego;
   – w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego nie wyznaczono terenów pod lokalizację źródeł OZE,
2) warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej
   – najistotniejszą barierą rozwoju generacji małoskalowej jest brak warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia;
   – dla ponad 50% ankietowanych, wszystkie warunki związane z przyłączeniem do sieci są istotne,
3) wybór technologii
   – brak systemu rekomendacji (certyfikacji) technologii źródeł generacji małoskalowej stanowiącego wsparcie dla inwestora w wyborze technologii (przez podmioty niezależne od przedsiębiorstwa dystrybucyjnego);
   – brak systemu rekomendacji (certyfikacji) instalatorów,
4) koncesjonowanie
   – istotny jest brak zróżnicowania wymagań w zakresie uzyskania koncesji z uwagi na moc źródła,
5) system wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w OZE i jednostkach kogeneracji
   – dla 60% badanych najistotniejszą barierą dla rozwoju generacji małoskalowej jest brak systemu wsparcia inwestycyjnego umożliwiającego uzyskanie wparcia przez wszystkie podmioty aplikujące i spełniające warunki do skorzystania z takiego systemu;
   – dla ponad 50% ankietowanych ważny okazał się również czas obowiązywania systemu wsparcia („kolorowych certyfikatów") oraz wymóg prowadzenia działalności gospodarczej i posiadania koncesji jako warunek uzyskania świadectw pochodzenia („kolorowych certyfikatów") dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną w OZE lub jednostkach kogeneracji wyłącznie na potrzeby własne.

W rejonie **OT Katowice** ustalono, że barierą w rozwoju generacji małoskalowej jest brak w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego wyznaczenia terenów pod lokalizację źródeł oraz brak dysponowania przez gminę pakietem informacji przydatnych dla inwestorów. Barierą jest również czas trwania poszczególnych procedur, w tym związanych ze zmianą miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego

i uzyskaniem decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

W pewnym sensie barierą dla rozwoju OZE jest również negatywne nastawienie lokalnej społeczności, przedstawicieli samorządu oraz organizacji ekologicznych do inwestycji, brak wsparcia ze strony państwa i Unii Europejskiej, a także niejednoznaczność przepisów, powodująca wątpliwości i swobodę interpretacyjną. Przeszkodą jest też sam proces i warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w tym odległy termin realizacji przyłączenia do sieci, czy też wymagania w zakresie uzyskania warunków przyłączenia, które są takie same jak dla źródeł o dużej mocy. Istotną barierą jest również brak systemu rekomendacji (certyfikacji) technologii źródeł generacji małoskalowej stanowiącego wsparcie dla inwestora w wyborze technologii. Przeszkodą pozostaje także wymóg prowadzenia działalności gospodarczej jako warunek uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej bez względu na moc źródła, jak i brak zróżnicowania wymagań w zakresie uzyskania koncesji z uwagi na moc źródła. W opinii interesariuszy system wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE jest niewystarczający i wymaga dokonania zmian.

W **OT Kraków** zidentyfikowano następujące przeszkody w rozwoju generacji małoskalowej:

1) konieczność prowadzenia działalności gospodarczej i posiadania koncesji jako warunek uzyskania świadectw pochodzenia,
2) przedłużanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 8g ustawy,
3) uwzględnianie przez operatorów systemów dystrybucyjnych w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakładów na rozbudowę lub/i przebudowę sieci dystrybucyjnej,
4) trudności związane ze spełnieniem wymagań związanych z szeroko pojętą ochroną środowiska – uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji,
5) trudności związane z uzyskaniem dokumentów zezwalających na lokalizację inwestycji na danym terenie,
6) negatywne nastawienie organizacji ekologicznych oraz lokalnej społeczności do planowanej inwestycji,
7) długi proces inwestycyjny; proces przygotowania inwestycji trwa średnio 4–5 lat.

CZĘŚĆ III

Propozycje zmian przepisów prawa

Analizy prowadzone przez URE w latach 2010–2012 w ramach zadań polegających na monitorowaniu hurtowego rynku energii, w tym związanych z badaniem i kontrolowaniem realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej (istniejącego od 9 sierpnia 2010 r.), oraz planów inwestycyjnych wytwórców, zidentyfikowały potrzebę wprowadzenia zmian przepisów prawa w zakresie:

- harmonizacji procesu sprawozdawania Komisji Europejskiej w zakresie planów inwestycyjnych, co powoduje konieczność skorelowania terminów przekazania Prezesowi URE przez zobowiązane podmioty informacji do poszczególnych raportów, w tym o prognozach wytwórców na okres 15 lat, w celu umożliwienia Prezesowi URE wykorzystania tych informacji w sprawozdaniu, o którym mowa w art. 23 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne. Kwestia ta była podnoszona w pismach kierowanych przez Prezesa URE do Ministerstwa Gospodarki m.in. w piśmie z 18 maja 2012 r., znak: BPR-0230-8(3)/2012/AWL (str. 12 i 13) zawierającym uwagi Prezesa URE do projektu ustawy zmieniającej ustawę o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw, czy w piśmie z 2 listopada 2012 r., znak: BPR-0230/26(1)/2012/DN, zawierającym uwagi Prezesa URE do poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne,
- określenia sposobu wykorzystania danych pochodzących z monitorowania hurtowego rynku energii (będzie to stanowić implementację art. 37 ust. 4 lit. b i d dyrektywy 2009/72/WE), a co było podnoszone na etapie prac uzgodnieniowych dotyczących tzw. dużego trójpaku (uregulowanie dotyczące tzw. obowiązków regulacyjnych Prezesa URE zostało wówczas uwzględnione w projekcie ustawy – Prawo gazowe). Do najważniejszych kwestii w omawianym zakresie należy umożliwienie Prezesowi URE

monitorowania stanu rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i w tym celu przeprowadzania, nie rzadziej niż raz na 3 lata, badania funkcjonowania rynku energii elektrycznej i możliwości nakładania kar na przedsiębiorstwa za naruszenie zasad konkurencji i wydawanie decyzji o nałożeniu obowiązku regulacyjnego,

- ujednolicenia pojęć zdefiniowanych w ustawie – Prawo energetyczne oraz w aktach wykonawczych do tej ustawy, m.in. dotyczących obszaru badania i realizacji obowiązków publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w zakresie definicji jednostki kogeneracji, definicji pojęcia kogeneracji, definicji linii bezpośredniej, co było podnoszone w trakcie trwających w 2012 r. prac legislacyjnych odnoszących się tak do wypracowania zapisów projektów ustaw wchodzących w skład tzw. trójpaku,
- socjalizacji kosztów rozwoju sieci w związku z przyłączaniem OZE polegającej na rozłożeniu na wszystkich odbiorców w kraju kosztów rozwoju sieci w związku z przyłączaniem źródeł energii elektrycznej generowanej z energii odnawialnej, co było podnoszone na etapie uzgadniania zapisów projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii (wersja 2.0.1. z 14 października 2012 r.) i na co Prezes URE zwracał uwagę w piśmie skierowanym do Mieczysława Kasprzaka, Sekretarza Stanu w Ministerstwie Gospodarki z 19 października 2012 r., znak: BPR-0230-5(5)/2012/JK.

Ponadto wydaje się zasadne zharmonizowanie terminu sporządzania niniejszego raportu (obecnie co 2 lata), z innymi raportami uzupełniającymi ten sam zakres, które są sporządzane w innych terminach (np. co 3 lata).

Niezależnie od powyższego, w świetle dotychczasowej praktyki i zagadnień zaistniałych na gruncie rozstrzyganych sporów o przyłączenie w szczególności źródeł do sieci, wyłaniają się co najmniej dwa zagadnienia, które winny zostać uregulowane w sposób normatywny. W pierwszej kolejności należy zauważyć, iż OSD nadal napotykają na liczne trudności związane z posadowieniem infrastruktury elektroenergetycznej niezbędnej do wykonania przyłączenia na cudzych gruntach. Rozwiązaniem tego problemu wydaje się być projektowana ustawa o korytarzach przesyłowych. Kolejnym zagadnieniem, które wymagałoby zmian w zakresie przepisów prawa powszechnie obowiązującego, wydaje się kwestia, jaki winien być zakres i wymagania dla ekspertyz wpływu przyłączanego źródła na KSE. Aktualnie bowiem wymagania i szczegółowy zakres ww. ekspertyz *de facto* ustalany jest przez OSD w Specyfikacji Istotnych Warunków Zamówienia Publicznego. Powyższa zaś ekspertyza stosownie do przepisu art. 8 ust. 8e ustawy – Prawo energetyczne częstokroć na wprost przesądza o istnieniu *in concreto* warunków technicznych. Brak określenia ww. wymagań powoduje, iż ekspertyzy sporządzane w oparciu o różne kryteria można interpretować na wiele sposobów, a odpowiedni dobór kryteriów zawsze doprowadzi do wyniku negatywnego takiej ekspertyzy.

Pomimo już dokonanych zmian przepisów nie w pełni zostało wyeliminowane zjawisko „blokowania dostępnych mocy przyłączeniowych" przez podmioty, które pomimo uzyskania warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie nie realizują objętych nimi inwestycji przyłączeniowych. Praktyka wskazuje, że zasadniczym problemem jest nadal kwestia ustalenia opłaty za przyłączenie w sposób prawidłowy (przy konieczności poczynienia przez OSD znacznych nakładów na rozbudowę/modernizację sieci dystrybucyjnej w celu przyłączenia określonych źródeł). Mając powyższe na uwadze zasadnym wydaje się rozważenie wprowadzenia zmian przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które umożliwiałyby np. przeprowadzanie otwartych przetargów na „zagospodarowanie dostępnych mocy przyłączeniowych" z odpowiednim poziomem opłaty za przyłączenie. Zmiany wymagają również przepisy w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i funkcjonowania w systemie elektroenergetycznym prosumentów.

Istotną i wielokrotnie podnoszoną przez Prezesa URE w pismach kierowanych do Ministerstwa Gospodarki na etapie procesowania przepisów dotyczących zmian ustawy – Prawo energetyczne, była kwestia uregulowania zagadnień związanych z wdrożeniem do polskiego prawa przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (EU) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT), które weszło w życie 28 grudnia 2011 r. Stanowisko w tym zakresie Prezes URE przedstawił m.in. w pismach z 14 lutego 2012 r., znak: BPR-0230-8(1)/2012/DN i z 5 października 2012 r., znak: BPR-0230-8(4)/2012/DN, skierowanych do Ministerstwa Gospodarki na etapie opiniowania projektów zmian legislacyjnych.

Analiza zmian oceny taryf dla ciepła[1)]

Marek Woszczyk
Paweł Bogusławski

Minęło szesnaście lat od wprowadzenia w życie ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 i z 2013 r. poz. 984) i odejścia od regulowania cen ciepła w poprzednim systemie gospodarczym poprzez określanie ich na podstawie maksymalnych wskaźników wzrostu cen umownych, przy możliwości wprowadzania okresowego zakazu podwyższania tych cen.

W tym szesnastoletnim okresie, zgodnie z art. 45 ustawy, ceny energii i paliw, w tym ciepła, należało (i należy nadal) kształtować głównie na bazie kosztów, które ujęte we wniosku przedsiębiorstwa energetycznego muszą w trakcie postępowania administracyjnego zostać uznane za koszty uzasadnione, zgodnie z definicją art. 3 pkt 21 ustawy, aby być podstawą kalkulacji taryfy dla ciepła.

Pierwszą relewantną dla sposobu kształtowania taryf dla ciepła zmianą, było wprowadzenie możliwości uproszczonego kształtowania taryf dla ciepła dla jednostek kogeneracji, w których planowany przychód ze sprzedaży ciepła, na podstawie art. 47 ustawy – Prawo energetyczne oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), zgodnie z metodologią określoną w przepisach szczegółowych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy – Prawo energetyczne oraz średnich cen sprzedaży ciepła, które są publikowane przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy. Przepisy wykonawcze określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. Nr 194, poz. 1291, dalej: „rozporządzenie taryfowe") weszły w życie 3 listopada 2010 r. Był to pierwszy krok w kierunku zmian regulacji cen ciepła w stronę regulacji bodźcowej.

Aktualnie, pomimo braku wprowadzania zmian przepisów szczegółowych rozporządzenia taryfowego, inne przepisy prawa (lub uznanie administracyjne) stanowią, że pula kosztów uzasadnionych i sposób oceny zwrotu z kapitału, a także wyznaczanie maksymalnego wzrostu przychodów przy uproszczonym sposobie kształtowania taryf dla ciepła, zostały w swoich szczegółach zmienione. Wpływ na to miało wejście w życie ustawy z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551 z późn. zm.), pakiet energetyczno-klimatyczny i zmienione zasady przydziału darmowych uprawnień do emisji CO_2 po wejściu w III okres rozliczeniowy (2013–2020) oraz opublikowanie przez Prezesa URE Informacji Nr 9/2013 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013–2015[2)].

Główne problemy dotyczące ustawy o efektywności energetycznej

Po wejściu w życie ustawy o efektywności energetycznej powstało szereg wątpliwości. Podstawowe pytanie dotyczy zakresu podmiotowego, nakładanego przez ustawę o efektywności energetycznej obowiązku, w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostawą ciepła. Poprzez art. 12 ust. 2 ww. ustawy nakłada się obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej m.in. na przedsiębiorstwo energetyczne sprzedające ciepło odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Natomiast poprzez art. 12 ust. 3 dokonuje się wyłączenia z tego obowiązku przedsiębiorstw energetycznych sprzedających ciepło odbiorcom końcowym, których łączna wielkość mocy zamówionej nie przekracza 5 MW.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że w przepisie mowa jest o przedsiębiorstwie energetycznym, a nie systemie ciepłowniczym czy sieci ciepłowni-

[1)] Artykuł został także przekazany do redakcji czasopisma Instal w celu wydrukowania w numerze 9/2013.

[2)] http://www.ure.gov.pl/portal/pl/497/5200/Informacja_nr_92013.html

czej. Zatem przedsiębiorstwo energetyczne sprzedające ciepło odbiorcom np. w dwóch systemach ciepłowniczych o mocy zamówionej przez odbiorców np. po 3 MW każdy, nie podlega powyższemu wyłączeniu z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej. Łączna wielkość mocy zamówionej przez odbiorców tego przedsiębiorstwa energetycznego wynosi bowiem 6 MW.

Następnym istotnym warunkiem, z którym obowiązek powstaje, jest sprzedaż ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcy końcowemu. Definicja odbiorcy końcowego, zgodnie z art. 3 pkt 6 ustawy o efektywności energetycznej jest tożsama z definicją zawartą w art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne i odnosi się do odbiorcy dokonującego zakupu paliw lub energii (w tym ciepła) na własny użytek. Problematyczne może być uznanie odbiorcą końcowym odbiorcy instytucjonalnego, jakim jest Spółdzielnia Mieszkaniowa, Wspólnota Mieszkaniowa lub Administracja Domów Komunalnych. Czyż w tym przypadku nie należy traktować lokatora w budynku wielolokalowym jako odbiorcy końcowego? Wątpliwości powinny być oddalone po lekturze art. 45a ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że koszty zakupu ciepła są rozliczane w opłatach stanowiących koszty zakupu ciepła dostarczanego do budynku, w którym znajdują się lokale mieszkalne i użytkowe, zamieszkane lub użytkowane przez osoby nie będące odbiorcami (rozliczenia, zgodnie z ust. 9 ww. artykułu, dokonuje właściciel lub zarządca budynku, działając na rzecz swoich lokatorów, członków wspólnoty lub spółdzielni).

„Definicja odbiorcy końcowego, zgodnie z art. 3 pkt 6 ustawy o efektywności energetycznej jest tożsama z definicją zawartą w art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne i odnosi się do odbiorcy dokonującego zakupu paliw lub energii (w tym ciepła) na własny użytek"

Nie wywoła natomiast powstania obowiązku fakt sprzedaży ciepła drugiemu przedsiębiorstwu energetycznemu, który odsprzedaje go swoim odbiorcom. W takim przypadku warunek sprzedaży odbiorcy końcowemu nie zostanie spełniony.

Kolejnym aspektem wywołującym omawiany obowiązek jest konieczność przyłączenia odbiorcy końcowego do sieci ciepłowniczej, którą zgodnie z art. 3 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne są instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, należące do przedsiębiorstwa energetycznego. Zgodnie z tym przepisem, sprzedaż ciepła odbiorcy końcowemu przyłączonemu bezpośrednio do źródła ciepła, nie będzie rodziła ww. obowiązku.

Drugim, fundamentalnym pytaniem po wejściu w życie ustawy o efektywności energetycznej jest problem liczenia przychodów ze sprzedaży ciepła. Obowiązek, o którym mowa w art. 12 ust. 1 tej ustawy dotyczy uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej, o wartości wyrażonej w tonach oleju ekwiwalentnego, nie większej niż 3% ilorazu kwoty przychodu ze sprzedaży ciepła odbiorcom końcowym, osiągniętego za dany rok, w którym obowiązek ten jest realizowany. Na podstawie § 2 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 września 2012 r. w sprawie sposobu obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej oraz wysokości jednostkowej opłaty zastępczej (Dz. U. z 2012 r. poz. 1039, dalej: „rozporządzenie efektywnościowe"), ilość energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa, które jest obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia przedsiębiorstwo energetyczne, oblicza się według wzoru:

$$E_{p1}^{n} = \frac{u^{n} \times P^{n}}{100\% \times O_{zj}}$$

gdzie symbolem P^n oznacza się kwotę przychodu ze sprzedaży ciepła odbiorcom końcowym, osiągniętego za rok rozliczeniowy przez dane przedsiębiorstwo energetyczne.

Wątpliwość dotyczy liczenia na potrzeby wyznaczenia wielkości obowiązku przychodów tylko ze sprzedaży ciepła, czy również sumowania tego przychodu z przychodem ze sprzedaży mocy zamówionej i przychodem ze sprzedaży nośnika ciepła?

Ustawa o efektywności energetycznej, poprzez art. 4 ust. 1 i 2 odnosi się do oszczędnego gospodarowania energią, oszczędności energii finalnej oraz współczynników sprawności procesów przetworzenia energii pierwotnej w energię finalną. Energia pierwotna, zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 3 ustawy o efektywności energetycznej, to energia zawarta w pierwotnych nośnikach energii, pozyskiwanych bezpośrednio ze środowi-

ska, natomiast energia finalna, to zgodnie z art. 3 pkt 5 ww. ustawy, energia lub paliwa zużyte przez odbiorcę końcowego.

Zgodnie z art. 12 ust. 1 pkt 1 ustawy o efektywności energetycznej, wartość świadectwa efektywności energetycznej jest wyrażona w tonach oleju ekwiwalentnego (toe). Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) i Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) definiują jedną toe jako równowartość 41,868 GJ lub 11,630 MWh[3]. Stosownie do dyspozycji art. 3 pkt 10 ustawy o efektywności energetycznej, tona oleju ekwiwalentnego stanowi równoważnik jednej tony ropy naftowej o wartości opałowej równej 41 868 kJ/kg.

Dodatkowo, co istotne, należy mieć na uwadze, że zgodnie z § 3 ust. 1 rozporządzenia efektywnościowego, koszty uzasadnione uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw lub poniesionej opłaty zastępczej uwzględnia się w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przyjmując, że każda jednostka ciepła sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tego rodzaju kosztami.

Z powyższego wynika, że wszystkie wskazane przepisy odnoszą się do ciepła wyrażonego w jednostkach energii, a więc również do ciepła dostarczonego odbiorcy wyrażonego w jednostkach energii [GJ]. Mając na uwadze fakt, że ani zamówiona moc cieplna wyrażana w MW, ani ilość nośnika wyrażanego w m^3 lub Mg nie są jednostkami energii, a wynikające z umowy stałe opłaty za moc zamówioną czy opłaty związane z zakupem nośnika nie są *stricte* opłatami za dostarczoną odbiorcy końcowemu energię (ciepło), należy uznać, iż omawiana kwota przychodu ze sprzedaży ciepła odbiorcom końcowym, jest kwotą przychodu wynikającego ze sprzedaży wyłącznie energii (ciepła mierzonego w GJ), odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej.

[3] http://pl.wikipedia.org/wiki/Tona_oleju_ekwiwalentnego

Możliwość uwzględnienia kosztów emisji CO_2 w taryfach dla ciepła

Zgodnie z § 13 ust. 5 pkt 2 rozporządzenia taryfowego, dla taryfy sporządzanej metodą uproszczoną i zatwierdzanej w okresie od 1 kwietnia 2013 r. do 31 marca 2014 r., wskaźnik wzrostu przychodów ustala się według poniższego wzoru:

$$\left(\frac{C_{CSn} + K_i^{CO2}}{C_{CSn-1}} - 1\right) \times 100 + 2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{CSn} – średnią cenę sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne, dla źródła ciepła zużywającego tego samego rodzaju paliwo jak dana jednostka kogeneracji [w zł/GJ],

C_{CSn-1} – średnią cenę sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne, dla źródła ciepła zużywającego tego samego rodzaju paliwo jak dana jednostka kogeneracji, ogłoszoną w roku poprzedzającym rok ostatnio ogłoszonej średniej ceny sprzedaży ciepła oznaczonej symbolem „C_{CSn}" [w zł/GJ],

K_i^{CO2} – koszt zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla przez przedsiębiorstwo energetyczne w odniesieniu do jednostki ciepła wytworzonego w jednostce kogeneracji należącej do tego przedsiębiorstwa energetycznego [w zł/GJ]. Koszt ten oblicza się według wzoru z § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego:

$$K_i^{CO2} = \frac{(E_i - E_{Si}) \times RC_{CO2}}{Q_r}$$

w którym poszczególne symbole oznaczają:

E_i – średnioroczną wielkość emisji dwutlenku węgla przez jednostkę kogeneracji w latach 2009–2010 w związku z wytwarzaniem ciepła [w Mg CO_2],

E_{Si} – wielkość bezpłatnych uprawnień do emisji dwutlenku węgla przydzielonych jednostce kogeneracji na wytwarzanie ciepła na 2013 r. [w Mg CO_2],

RC_{CO2} – cenę uprawnień do emisji dwutlenku węgla w kontraktach terminowych z dostawą w grudniu 2013 r. notowanych na rynkach terminowych, określoną jako średnia z ostatnich 120 dostępnych sesji notowań na giełdach towarowych działających na terytorium Unii Europejskiej, na których w tym okresie wolumen obrotów uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla był największy [w zł/Mg CO_2]. Ceny określone podczas poszczególnych sesji notowań są przeliczane na złote według ogłoszonego

przez Narodowy Bank Polski średniego kursu waluty, w której prowadzone były notowania, w dniu, w którym odbywała się sesja notowań, a jeżeli nie został ogłoszony średni kurs w tym dniu, stosuje się ogłoszony przez Narodowy Bank Polski kurs w najbliższym dniu poprzedzającym dzień sesji notowań,

Q_r – średnioroczną ilość ciepła wytworzonego przez jednostkę kogeneracji w latach 2009–2010 [w GJ].

W związku z brakiem danych potrzebnych do obliczenia RC_{CO2} (brak zatwierdzonych przez Unię Europejską danych o wielkości bezpłatnych przydziałów uprawnień E_{Si}), do chwili zatwierdzenia wielkości tych przydziałów, sugerowane może być przyjmowanie wielkości darmowych przydziałów na rok 2013 zgodnie z Projektami wykazów instalacji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji w latach 2013–2020 wraz ze wstępnymi wielkościami przydziałów bezpłatnych uprawnień do emisji opublikowanym na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska[4)].

Określenie RC_{CO2} nie wskazuje z ilu giełd powinny być uwzględnione notowania do średniej, więc można przyjąć, że wystarczą notowania z jednej, np. największej giełdy obracającej uprawnieniami do emisji CO_2. Jednak w związku z brakiem znaczących różnic pomiędzy dostępnymi notowaniami na giełdach, w celu umożliwienia porównania uzyskanych danych, zasadnym jest analiza notowań ze wszystkich, możliwie dostępnych źródeł.

Światowy obrót uprawnieniami do emisji CO_2 odbywa się na ograniczonej liczbie giełd – w 2012 r. ich liczba wynosiła pięć, obecnie są to cztery giełdy. W październiku zeszłego roku ich udział w rynku obrotu uprawnieniami do emisji przedstawiał się następująco:

- *ICE – Intercontinental Exchange* (~94% udziału w rynku), prowadząca elektroniczny obrót giełdowy – towarami, walutami, papierami wartościowymi i instrumentami pochodnymi; odpowiada za większość wolumenu obrotu na świecie, posiada biura m.in. na terenie Unii Europejskiej,
- *Green Exchange* (~3% udziału w rynku), nie prowadzi działalności na terytorium Unii Europejskiej, nie może być uwzględniana w wyliczeniu,
- *EEX – European Energy Exchange AG* (blisko 2% udziału w rynku), specjalizująca się w produktach energetycznych i instrumentach pochodnych. Giełda prowadzi obrót uprawnieniami do emisji na rynku SPOT oraz terminowym. Udział giełdy w całkowitym wolumenie był stosunkowo niewielki, powinien on jednak znacząco rosnąć w przyszłości, ponieważ wygrała ona przetarg na prowadzenie aukcji sprzedaży uprawnień na III okres rozliczeniowy (2013–2020) dla Unii Europejskiej,
- *Bluenext* – giełda europejska z siedzibą w Paryżu (blisko 1% udziału w rynku), w grudniu 2012 r. zakończyła działalność,
- *Nordpool* – właściwie NASDAQ OMX Commodities Europe (0,12% udziału w rynku); NASDAQ OMX Commodities Europe to nazwa handlowa NASDAQ OMX Oslo ASA. Giełda prowadzi obrót uprawnieniami do emisji CO_2 na rynku SPOT oraz terminowym. Królestwo Norwegii nie jest częścią Unii Europejskiej, natomiast jest dobrowolnym uczestnikiem europejskiego systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji CO_2 (EU ETS), z siedzibą w Trondheim w Norwegii.

Obecnie na terenie Unii Europejskiej działają trzy giełdy, których notowania mogą być brane pod uwagę przy obliczaniu RC_{CO2} (ICE, EEX i Nordpool). Pomimo nieporównywalnych wolumenów ich obrotu (ponad 94% wobec blisko 2% i poniżej 1%), możliwe jest wyznaczenie średniej z tych notowań, chociaż rozporządzenie taryfowe nie precyzuje sposobu wyliczania średniej, ani daty, od jakiej należy liczyć ostatnie 120 sesji, z których dane kursowe mają stanowić podstawę do wyliczenia średniej. Zasadne jest zatem przyjęcie metody wyliczenia średniej arytmetycznej z kursów na wskazanych giełdach, natomiast za dzień, w odniesieniu do którego uwzględnia się 120 ostatnich sesji, należałoby przyjąć datę sporządzenia wniosku taryfowego. Oczywistym jest, że ścisłe utrzymanie daty złożenia wniosku jako dnia, w odniesieniu do którego przypada ostatnie notowanie jest nierealne, więc dopuszczalna powinna być pewna elastyczność, jednak nie powinna ona przekraczać rozsądnego rozmiaru. Bufor co najwyżej 30-dniowy powinien być wystarczający dla przedsiębiorstwa energetycznego składającego wniosek i nie powinien budzić wątpliwości co do ważności danych.

[4)] http://www.mos.gov.pl/artykul/2109_system_handlu_emisjami/17860_projekty_wykazow_instalacji_objetych_systemem_handlu_uprawnieniami_do_emisji_w_latach_2013_2020_wraz_ze_wstepnymi_wielkosciami_przydzialow_bezplatnych_uprawnien_do_emisji.html

Zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla ciepła stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o której mowa w art. 32, a taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu ciepłem, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, ale także w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

W przypadku kalkulacji taryfy w oparciu o metodę kosztową (ciepłownie lub źródła posiadające jednostki kogeneracji opracowujące taryfę na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego), która zgodnie z rozporządzeniem taryfowym nie zawiera żadnych wzorów i wytycznych w zakresie kosztu CO_2, możliwe jest co do zasady stosowanie wyżej opisanej metody z uwzględnieniem ochrony interesów odbiorców. Jednak w przypadku taryf ukształtowanych na bazie kosztów, ocenie podlegają wszystkie koszty przedstawione we wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła i dopiero po uznaniu ich za koszty uzasadnione, mogą być ujęte przy kalkulacji taryfy dla ciepła. Nie ma w tym przypadku żadnego odstępstwa i koszt emisji CO_2 również powinien być poddany analizie podczas każdego postępowania administracyjnego.

Model zwrotu z kapitału opublikowany przez Prezesa URE w Informacji Nr 9/2013

Przede wszystkim należy zwrócić uwagę na fakt, że Informacja Nr 9/2013 Prezesa URE nie stanowi źródła prawa, a jest jedynie uznaniem administracyjnym, które ujednolica podejście do ustalania zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła i daje wytyczne do kształtowania poziomu zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dostawy ciepła.

„Domeną Prezesa URE jest ocena całościowa kosztów zawartych w taryfie, w tym kosztu kapitału"

Jednak podstawą opracowania i opublikowania Modelu w Informacji Nr 9/2013, był zakres działania Prezesa URE, do którego zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c ustawy – Prawo energetyczne należy ustalanie wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia. Zakres działania Prezesa URE to także, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 2, zatwierdzanie taryf dla ciepła, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach. A więc domeną Prezesa URE jest ocena całościowa kosztów zawartych w taryfie, w tym kosztu kapitału.

Przy pracach nad Modelem zawartym w Informacji Nr 9/2013 wzięto pod uwagę przytoczoną już zasadę pokrycia kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat – określone w art. 45 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Nie bez znaczenia przy opracowywaniu Modelu były także szczegółowe zasady określania uzasadnionej wielkości zwrotu z kapitału zawarte w § 26 rozporządzenia taryfowego, z uwzględnieniem ust. 6 tego przepisu, stanowiącego, że uwzględnienie zwrotu z kapitału w kalkulacji cen i stawek opłat nie może spowodować nadmiernego wzrostu opłat ponoszonych przez odbiorców.

Model zwrotu z kapitału określa, jaki poziom zwrotu z kapitału może być uznany za uzasadniony przy danym poziomie efektywności i uzasadnionych kosztach prowadzonej działalności i stanowi realizację obowiązujących norm prawnych dotyczących oceny poziomu kosztów uzasadnionych i uzasadnionego zwrotu z kapitału, przy zastosowaniu wystandaryzowanych kryteriów oceny, z uwzględnieniem niezbędnego poziomu poprawy efektywności prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dostawą ciepła.

Na podstawie pkt 4a omawianego Modelu, po ocenie przez Prezesa URE kosztów ujętych we wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, przedsiębiorstwo ma możliwość utrzymać lub zwiększyć dotychczasowy poziom zwrotu z kapitału ustalonego na zasadach określonych w Modelu, jeżeli przyrost przychodu przedsiębiorstwa w pierwszym roku obowiązywania złożonej do zatwierdzenia taryfy nie przekroczy określonego poziomu. W innym przypadku znajdą zastosowanie przyjęte w pkt 4b:

- współczynnik „u" zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat, ograniczający nadmierny wzrost opłat ponoszonych przez odbiorców oraz
- wskaźnik efektywności wykorzystania majątku „EWA", wskazujący faktyczne wykorzystanie aktywów trwałych w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła.

Należy przyjąć, że wzrost przychodów (stanowiących sumę uzasadnionych kosztów oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału), ustalony zgodnie z opisanym w pkt 4 lit. a Modelu algorytmem nie narusza zasady ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, a uwzględnienie zwrotu z kapitału w kalkulacji cen i stawek opłat nie powoduje nadmiernego wzrostu opłat ponoszonych przez odbiorcę. Odniesienie do obiektywnych wskaźników wzrostu cen towarów i usług jest jak najbardziej uzasadnione, ponieważ Prezes URE stwarzając warunki zbliżone do rynkowych kieruje się przesłankami makroekonomicznymi znajdującymi swoje odzwierciedlenie w RPI – średniorocznym wskaźniku cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski". Dzięki takiemu podejściu, Prezes URE ustalając Model opisany w Informacji Nr 9/2013 dążył do sytuacji, w której bez optymalizacji procesów gospodarczych przedsiębiorstwa ciepłownicze nie będą mogły w każdej sytuacji osiągać wysokiego poziomu rentowności, gdyż prowadziłoby to do wniosku, że Prezes URE jako substytut rynku konkurencyjnego, nie posiada odpowiednich narzędzi do stymulowania zachowań, jakie zostałyby wyegzekwowane przez taki rynek. Mając na uwadze obowiązki ciążące na Prezesie URE, a także narzędzia, w które został wyposażony celem ich realizacji, należy uznać przedstawiony powyżej model ustalania uzasadnionego zwrotu z kapitału za optymalny na aktualnym etapie regulacji ciepłownictwa.

Dodatkowo należy mieć na uwadze, że Prezes URE ocenia w sposób zindywidualizowany, czy wyżej opisane zasady zostały spełnione przy kalkulacji przez przedsiębiorstwo energetyczne cen i stawek opłat za ciepło, a jego wyłączną kognicją jest ustalenie, jaki poziom zwrotu z kapitału jest możliwy do uwzględnienia w kalkulacji.

Zadania Prezesa URE w zakresie ustalania uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność ciepłowniczą nie są realizowane w sposób dowolny, pomimo iż Model zwrotu z kapitału określony poprzez Informację Nr 9/2013 nie nosi przymiotu „źródła prawa", ponieważ w każdym przypadku postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy, w ramach którego ustalany jest kalkulowany w taryfie poziom uzasadnionego zwrotu z kapitału, podlega kontroli sądowej.

„Efektywność energetyczna i koszty ochrony środowiska, to elementy wpływające na koszty prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego, a więc przekładające się na opłaty ponoszone przez odbiorców"

Wnioski

Analizując zaprezentowane zmiany w podejściu do kształtowania taryf dla ciepła, nie można odnaleźć wspólnego mianownika wskazującego na jednolity kierunek tych zmian. Efektywność energetyczna i koszty ochrony środowiska, to elementy wpływające na koszty prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego, a więc przekładające się na opłaty ponoszone przez odbiorców. Niestety, efektywność energetyczna, aby przynieść pozytywny dla odbiorcy skutek ekonomiczny, wymaga wcześniejszego poniesienia nakładów. Nie do pominięcia jest fakt, że wpływy z opłaty zastępczej, zgodnie z art. 12 ust. 6 ustawy o efektywności energetycznej stanowią przychód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Koszty emisji, o ile przedsiębiorstwo nie zminimalizowało w odpowiednim czasie jej wielkości (co też nie odbywa się bez nakładów), również w efekcie końcowym poniosą odbiorcy w opłatach za ciepło. Ochrona środowiska także kosztuje.

Odmiennym nurtem są uszczegółowienia wprowadzone poprzez opublikowanie w Informacji Nr 9/2013 Prezesa URE Modelu zwrotu z kapitału, które mają charakter bodźcowego podejścia do określenia planowanego przychodu z uwzględnieniem zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dostawy ciepła. Nowo-

Foto: A. Głośniewska

czesną tendencją regulacji naturalnych monopoli jest regulacja bodźcowa, która jest powszechnie uważana za bardziej efektywną od regulacji kosztowej. Modele stymulujące regulowane podmioty do wzrostu efektywności stanowią lepszy substytut sił rynkowych w tych obszarach rynku, gdzie konkurencja nie działa, co do zasady sprowadzają też zadania organów regulacyjnych do działań możliwie najlepiej imitujących pozytywne efekty wolnej konkurencji. Regulacja bodźcowa, co do zasady, powinna także stanowić uproszczenie systemu regulacji.

W praktyce regulacyjnej, analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjętych do kalkulacji ustalonej przez przedsiębiorstwo energetyczne taryfy, polega na analizowaniu i weryfikowaniu poszczególnych pozycji składających się na dany rodzaj kosztów uzasadnionych. W odniesieniu do zwrotu z kapitału mowa jest o ustalaniu przez Prezesa URE jego uzasadnionego poziomu i dotyczy to również sytuacji, gdy wyliczenie oczekiwanej kwoty zwrotu z kapitału zostało przeprowadzone zgodnie z zasadami ekonomii i arytmetyki, natomiast z uwagi na okoliczności szczególne leżące czy to po stronie przedsiębiorstwa ciepłowniczego, czy wynikające z sytuacji na lokalnym ryku ciepła (efektywność przedsiębiorstwa, bariera cenowa, ochrona odbiorców przed znacznym jednorazowym wzrostem opłat), całość tak wyliczonej kwoty nie może zostać uwzględniona w taryfie. I taka konstrukcja normatywna w odniesieniu do tej kategorii kosztu jest uzasadniona z punktu widzenia idei działania organu regulacyjnego, którego zadaniem jest zastępowanie „niewidzialnej ręki rynku". W tym właśnie obszarze zadania Prezesa URE mogą i powinny być w najbardziej pełny, ale nie w dowolny sposób, realizowane. Trzeba bowiem mieć świadomość, że z punktu widzenia odbiorcy zmuszonego do zakupu ciepła po cenach i stawkach opłat taryfowych, a nie swobodnie negocjowanych, konkurencji na rynku ciepła po prostu nie ma.

• • •

Marek Woszczyk
Prezes URE

Paweł Bogusławski
Naczelnik
Wydziału ds. Regulacji
Rynku Ciepła
w Departamencie Rynków
Energii Elektrycznej i Ciepła URE

Sądownictwo polubowne w sprawach spornych z zakresu energetyki (w świetle nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne)

Gabriela Kaczmarek

W Dzienniku Ustaw z 27 sierpnia 2013 r. (pod poz. 984), opublikowano ustawę z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, nowelizującą m.in. ustawę z 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej (Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1219 z późn. zm.), która wprowadziła do obowiązującego porządku prawnego m.in. możliwość polubownego załatwiania spornych spraw z zakresu energetyki przez stałe, polubowne sądy konsumenckie przy wojewódzkich inspektorach inspekcji handlowej.

Pod rządami nowej regulacji prawnej[1], sądy te rozpatrują spory wynikające „z umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, ciepłowniczej lub gazowej, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, gazu ziemnego lub umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła, umów sprzedaży oraz umów kompleksowych w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059), w których jedną ze stron jest konsument[2]". Wydaje się, że zamieszczanie stosownej klauzuli w tym zakresie – zarówno w postanowieniach wydawanych przez Prezesa URE w trybie art. 66 § 3 k.p.a.[3], jak też w pismach kończących postępowania wyjaśniające – jest zasadne.

Spór prawny jawi się jako kwalifikowana odmiana i – co bardziej dyskusyjne – jedno ze stadiów konfliktu międzyludzkiego. Jak zaznaczono w literaturze przedmiotu[4], „konflikt może rozwinąć się w spór, jeżeli sprzeczne roszczenia stron i ich niezgodność są zakomunikowane społecznemu otoczeniu, choć jednej osobie (...). Konflikt międzyludzki jest stanem napięcia pomiędzy dwiema lub więcej osobami albo grupami, które mają sprzeczne cele. Zjawisko to można rozpatrywać w sposób dynamiczny, wyróżniając jego kolejne fazy: sytuację poprzedzającą, okres prowokacji (inicjacja konfliktu), okres eskalacji (rozbudowywanie konfliktu) i etap konfrontacji (prowadzenie walki o zwycięstwo). Występowanie i przebieg konfliktów zdeterminowane są rozmaitymi czynnikami, w tym układem wzajemnych zależności między stronami"[5].

Pojęcie sporu prawnego utożsamiane jest ogólnie z sytuacją, w której jedna ze stron występuje z roszczeniem, skargą, żądaniem lub prawnie relewantnym twierdzeniem, które druga strona kwestionuje. Określenie to zakłada istnienie ukształtowanego przez prawo lub tylko poddanego odpowiednim regółom prawnym sposobu (trybu) rozważenia racji każdej ze stron. Rozstrzyganie tak rozumianych sporów uważane jest powszechnie za domenę wymiaru sprawiedliwości sprawowanego przez sądy[6].

Orzekanie w klasycznym procesie sądowym, tak jak podejmowanie innych rozstrzygnięć w wymiarze jednostkowym przez organy dysponujące atrybutami władzy publicznej, kojarzone jest w literaturze z adjudykacyjnym (orzeczniczym) sposobem rozwiązywania sporów. Jego istotę oddają następujące twierdzenia:

1) wiążący charakter zapadających rozstrzygnięć i wsparcie ich systemem sankcji prawnych, w tym środkami przymusu państwowego,
2) pozbawienie stron wpływu na wybór osoby rozstrzygającej (sędziego), jak też określenie materialnych reguł i procedury orzekania,
3) zagwarantowanie im możliwości aktywnego uczestnictwa w postępowaniu, głównie przez

[1] Zob. art. 37 ust. 3 pkt 2 w zw. z art. 3 ust. 1 pkt 4 i w zw. z art. 4 pkt 2 cyt. ustawy o Inspekcji Handlowej oraz rozporządzenie Ministra Sprawiedliwości z 25 września 2001 r. w sprawie określenia regulaminu organizacji i działania stałych polubownych sądów konsumenckich (Dz. U. Nr 113, poz. 1214).

[2] Konsument – w rozumieniu przepisów ustawy z 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93, z późn. zm.), do których odwołuje się również ustawa z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.).

[3] Jeżeli podanie wniesiono do organu niewłaściwego, a organu właściwego nie można ustalić na podstawie danych podania, albo z podania wynika, że właściwym w sprawie jest sąd powszechny, organ do którego podanie wniesiono, zwraca je wnoszącemu.

[4] Z. Kmieciak, *Mediacja i koncyliacja w prawie administracyjnym*, Wyd. Zakamycze 2004, s. zaznaczył J. Kurczewski.

[5] J.w., s. 17.

[6] Z. Kmieciak, *Mediacja i koncyliacja w prawie administracyjnym*, Wyd. Zakamycze 2004, s. 15.

przytaczanie stosownych argumentacji, zgłaszanie dowodów i wniosków dowodowych oraz wysuwanie innych żądań procesowych.

Obok wskazanego wyróżnia się jeszcze trzy, uchodzące za najbardziej znaczące, typy działań, których celem jest rozwiązanie sporu. Są to:

1) typ kontraktowy, dla którego charakterystyczne jest dążenie stron do osiągnięcia porozumienia i nadanie mu instytucjonalnej postaci (np. zawarcie umowy),
2) typ mediacyjno-koncyliacyjny[7], właściwy dla sytuacji, w których w rozstrzygnięciu sporu pośredniczy osoba trzecia nie dysponująca uprawnieniami władczymi,
3) typ arbitrażowy, w którym strony zachowują wpływ na wybór arbitra, a niekiedy także wybór zasad orzekania i stosowanej procedury, na ogół z zastrzeżeniem związania podjętym rozstrzygnięciem[8].

W sektorze energetycznym występują spory zarówno o charakterze cywilnym *sensu stricto*, podlegające standardowo (do czasu ww. nowelizacji) wyłącznie rozstrzyganiu przez sądy powszechne (np. na tle rozliczeń z tytułu wykonywania umów kompleksowych w zakresie zaopatrzenia w paliwa czy energię, nielegalnego pobierania energii albo paliw), jak też spory enumeratywnie wskazane w przepisach administracyjnych, czyli spory w rozumieniu art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, poddawane kognicji Prezesa URE (np. dotyczące odmowy zawarcia umów o przyłączenie do sieci czy wstrzymania dostarczania paliw lub energii).

Zgodnie z art. 23 ust. 1 w zw. z art. 21 ust. 2 i art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE nie rozstrzyga w sprawach cywilnych, lecz wyłącznie (na wniosek strony) w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania paliw gazowych lub energii.

Właściwość organów rozstrzygających spory, wynikające z relacji podmiotowych w energetyce, porządkuje m.in. w wyroku z 5 czerwca 2008 r. (sygn. akt III SK 35/07) Sąd Najwyższy, który od-

---

[7] Mediacja (*Mediare – „być w środku"*) to szybki, dobrowolny i poufny sposób ugodowego (wypracowanego przez strony) załatwienia spraw spornych. Zob. też art. 36 cyt. ustawy o Inspekcji Handlowej, zgodnie z którym, jeżeli przemawia za tym charakter sprawy, wojewódzki inspektor podejmuje działania mediacyjne w celu polubownego zakończenia sporu cywilnoprawnego między konsumentem a przedsiębiorcą. Postępowanie mediacyjne wszczyna się na wniosek konsumenta lub z urzędu, jeżeli wymaga tego ochrona interesu konsumenta.

W klasycznym, a nie na podstawie ustawy – Prawo energetyczne, postępowaniu administracyjnym, wyznaczonym treścią ustawy z 30 sierpnia 2012 r. – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2012 r. poz. 270, z późn. zm.), na wniosek skarżącego lub organu, złożony przed wyznaczeniem rozprawy, może być przeprowadzone postępowanie mediacyjne, którego celem jest wyjaśnienie i rozważenie okoliczności faktycznych i prawnych sprawy oraz przyjęcie przez strony ustaleń co do sposobu jej załatwienia w granicach obowiązującego prawa. Postępowanie mediacyjne może być prowadzone mimo braku wniosku stron o przeprowadzenie takiego postępowania. Postępowanie mediacyjne prowadzi sędzia lub referendarz sądowy wyznaczony przez przewodniczącego wydziału. Posiedzenie mediacyjne odbywa się z udziałem stron.

Ustawodawca odniósł się do instytucji mediacji także w rozdziale 1 działu II (art. 183^1 i nast. k.p.c.), stanowiąc m.in., że mediacja jest dobrowolna. Prowadzi się mediację na podstawie umowy o mediację albo postanowienia sądu kierującego stronę do mediacji. W umowie o mediację strony określają w szczególności przedmiot mediacji, osobę mediatora albo sposób jego wyboru. Mediatorem może być osoba fizyczna mająca pełną zdolność do czynności prawnych, korzystająca w pełni z praw publicznych. Mediatorem nie może być sędzia (nie dotyczy to sędziów w stanie spoczynku). Organizacje pozarządowe w zakresie swoich zadań statutowych oraz uczelnie mogą prowadzić listy stałych mediatorów i tworzyć ośrodki mediacyjne. Mediator powinien zachować bezstronność przy prowadzeniu mediacji. Postępowanie mediacyjne nie jest jawne. Mediator jest obowiązany zachować w tajemnicy fakty, o których dowiedział się w związku z prowadzeniem mediacji chyba, że strony zwolnią go z tego obowiązku.

8) Z. Kmieciak, *Mediacja i koncyliacja w prawie administracyjnym*, Wyd. Zakamycze 2004, s. 16.

Jednym z sądów arbitrażowych (rozwijającym także działalność w zakresie mediacji), jest Sąd Arbitrażowy ds. Energetyki, działający od 21 października 2009 r. jako stały sąd polubowny. Jest to samodzielna i niezależna w zakresie funkcji jurysdykcyjnej jednostka organizacyjna, funkcjonująca przy Izbie Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii. Utworzenie i działalność tego sądu stanowi odpowiedź na oczekiwania i sygnały płynące z rynku. Strony sporu mogą poddać pod rozstrzygnięcie tego arbitrażu sprawy, o których także mowa w przedmiotowej nowelizacji, czyli o prawa majątkowe związane z działalnością podmiotów na rynku energetycznym, przede wszystkim w zakresie: 1) umów przyłączeniowych; 2) umów sprzedaży paliw i energii; 3) warunków dostawy energii elektrycznej, paliwa gazowego i ciepła; 4) parametrów jakościowych dostarczania paliw i energii; 5) opomiarowania i rozliczeń na tym tle; 6) budowy odnawialnych źródeł energii; 7) lokalizacji i eksploatacji infrastruktury wytwórczej i przesyłowej; 8) własności infrastruktury technicznej z lat 1960–1970; 9) limitów emisji CO_2, SO_2 i NO_x; 10) dostępu osób trzecich do sieci przesyłowej i rozdzielczej; 11) przerw w dostarczaniu energii oraz skutkami z tego wynikającymi (źródło: materiały własne Izby Energetyki Przemysłowej – www.iep.org.pl).

niósł się do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej[9] – i podkreślił, że:

1) „tylko wówczas, gdy między stronami została zawarta umowa i umowa ta obowiązuje, można mówić o uzasadnionym lub nieuzasadnionym wstrzymaniu dostaw energii",
2) strony sporu łączyła umowa, która następnie została rozwiązana przez Przedsiębiorstwo energetyczne, a „wstrzymanie dostaw energii nastąpiło dopiero po upływie okresu wypowiedzenia. Na tej podstawie Prezes URE uznał się za niewłaściwy do rozpoznania sprawy. Rozstrzygnięcie zagadnienia, czy rozwiązanie umowy nastąpiło zgodnie z prawem (postanowieniami umowy i Prawem energetycznym) – jak prawidłowo przyjęły Sądy I i II instancji – nie należy do kognicji Prezesa URE, lecz do właściwości sądu powszechnego. Jednakże Prezes URE nie ma kognicji do oceniania tego, czy umowa została rozwiązana zgodnie z prawem. Nie może zatem umorzyć jako bezprzedmiotowego postępowania w sprawie wniosku odbiorcy, który kwestionuje zasadność wypowiedzenia umowy przez Przedsiębiorstwo energetyczne. W takiej sytuacji, Prezes URE powinien zawiesić postępowanie i wezwać Wnioskodawcę do wytoczenia sprawy przeciwko Przedsiębiorstwu energetycznemu do sądu powszechnego. Dopiero po uzyskaniu prawomocnego orzeczenia sądowego w przedmiocie rozwiązania umowy, Prezes URE będzie mógł umorzyć postępowanie (...) lub rozstrzygnąć spór w przedmiocie zasadności wstrzymania dostaw energii".

Istotną rolę w rozwiązywaniu sporów z udziałem konsumentów – na rynku energii i paliw w kontekście cywilnoprawnym (np. na tle wykonywania umów oraz rozliczeń z tym związanych), wypełniają także rzecznicy konsumentów. Zgodnie z art. 42 ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.), do zadań rzecznika konsumentów w szczególności należy:

1) zapewnienie bezpłatnego poradnictwa konsumenckiego i informacji prawnej w zakresie ochrony interesów konsumentów,
2) występowanie do przedsiębiorców w sprawach ochrony praw i interesów konsumentów; wytaczanie powództwa na rzecz konsumentów oraz występowanie – za ich zgodą – do toczącego się postępowania w sprawach o ochronę interesów konsumentów.

Przedsiębiorca, do którego zwróci się rzecznik konsumentów, obowiązany jest udzielić stosownych wyjaśnień i informacji będących przedmiotem wystąpienia oraz ustosunkować się do uwag i opinii rzecznika.

Wchodząca w życie od 11 września 2013 r. zmiana ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o Inspekcji Handlowej, traktująca o nowym sposobie i organie właściwym do rozstrzygania spraw energetycznych z udziałem konsumentów, prawdopodobnie tylko w niewielkim stopniu wpłynie na ilość wniosków kierowanych do Prezesa URE w zakresie oczekiwania rozstrzygnięcia spraw majątkowych na tle rozliczeń z tytułu wykonywania umów kompleksowych lub umów sprzedaży, czy też umów o przyłączenie do sieci i innych, kwalifikowanych jako sprawy cywilne.

Wkrótce już umowa sprzedaży oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, powinna zawierać informacje o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. Ponadto, na sprzedawcy paliw gazowych lub energii elektrycznej spoczywać będzie obowiązek informowania odbiorcy w gospodarstwie domowym o przysługujących mu prawach, w tym, o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. Jeśli odbiorca paliw gazowych i energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym skorzysta (w trybie prawem przepisanym) z procedury reklamacyjnej w zakresie dostarczania oraz wstrzymania dostarczania paliw i energii, a następnie skieruje wniosek o rozstrzygnięcie sporu do sądu polubownego (gdy reklamacja nie zostanie przez przedsiębiorstwo energetyczne uwzględniona), to wstrzymanie nie będzie wykonane do czasu wydania wyroku przez ten sąd. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie paliw lub energii a odbiorca złożył reklamację na to wstrzymanie, to przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane jest wznowić dostarczanie i kontynuować je do czasu jej rozpatrzenia[10].

• • •

Gabriela Kaczmarek

Główny specjalista
w Środkowozachodnim
Oddziale Terenowym URE
z siedzibą w Łodzi

[9] Wstrzymanie dostaw energii jest zdarzeniem o charakterze wyjątkowym, zaś wznowienie dostaw energii powinno nastąpić tak szybko, jak tylko usunięte zostaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie dostarczania energii, lub w terminie 3 dni od złożenia reklamacji.

[10] Zob. art. 6b ust. 3, art. 6d, art. 6e ustawy – Prawo energetyczne.

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI[1)]

z dnia 28 czerwca 2013 r.

w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi[2) 3)]

Dz. U. z dnia 17 lipca 2013 r. poz. 820

Na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1
Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:
1) kształtowania taryf dla paliw gazowych;
2) kalkulacji cen i stawek opłat;
3) rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:
1) charakterystyka poboru lub zatłaczania paliwa gazowego – określone w umowie lub rzeczywiste wielkości określające w szczególności:
   a) roczną ilość energii zawartej w odbieranym lub w zatłaczanym paliwie gazowym i nierównomierność jego odbioru lub zatłaczania w czasie,
   b) godzinową lub dobową ilość energii zawartej w odbieranym lub w zatłaczanym paliwie gazowym,
   c) ciśnienie w miejscu dostarczania lub zatłaczania paliwa gazowego;
2) grupa przyłączeniowa – grupę w rozumieniu § 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. Nr 133, poz. 891 oraz z 2012 r. poz. 968);
3) grupa taryfowa – grupę odbiorców dostarczających lub odbierających paliwa gazowe z systemu gazowego lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa, dla których określa się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
4) moc odbioru – maksymalną ilość energii zawartej w paliwie gazowym, którą można odebrać w ciągu jednej godziny z instalacji magazynowej;
5) moc przyłączeniowa – moc w rozumieniu § 2 pkt 2 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2;
6) moc umowna – maksymalną ilość energii zawartej w paliwie gazowym, którą w okresie godziny lub doby można dostarczyć do lub odebrać z systemu gazowego lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, określoną w umowie:
   a) sprzedaży paliw,
   b) o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,
   c) o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego,
   d) kompleksowej
   – na dany rok, w przypadku umowy zawartej na czas nieokreślony lub umowy zawartej na czas określony co najmniej jednego roku, albo na czas trwania umowy w przypadku umowy zawartej na okres krótszy niż rok;
7) moc zatłaczania – maksymalną ilość energii zawartej w paliwie gazowym, którą można zatłoczyć w ciągu jednej godziny do instalacji magazynowej;
8) odbiorca – odbiorcę w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
9) okres regulacji – okres, na jaki zostały ustalone wartości współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 9 ust. 1;

[1)] Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 listopada 2011 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 248, poz. 1478).

[2)] Niniejsze rozporządzenie dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 94).

[3)] Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu 21 czerwca 2013 r., pod numerem 2013/0331/PL, zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039 oraz z 2004 r. Nr 65, poz. 597), które wdraża dyrektywę 98/34/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 22 czerwca 1998 r. ustanawiającą procedurę udzielania informacji w dziedzinie norm i przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (Dz. Urz. WE L 204 z 21.07.1998, str. 37, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 13, t. 20, str. 337, z późn. zm.).

10) pojemność czynna – pojemność instalacji magazynowej stanowiącą różnicę między jej całkowitą pojemnością a pojemnością niezbędną dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy instalacji magazynowej oraz minimalnego ciśnienia paliwa gazowego w okresie jego odbioru;
11) pozyskanie paliw gazowych – zakup paliw gazowych, ich wydobywanie, wytwarzanie i przetwarzanie;
12) punkt wejścia – miejsce dostarczania paliw gazowych do sieci przesyłowej, w tym z instalacji magazynowej o określonej lokalizacji fizycznej;
13) punkt wyjścia – miejsce odbioru paliw gazowych z sieci przesyłowej, w tym miejsce dostarczenia paliw gazowych do instalacji magazynowej o określonej lokalizacji fizycznej;
14) punkt wirtualny – punkt w rozumieniu § 2 pkt 10 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2;
15) układ pomiarowy – układ w rozumieniu § 2 pkt 8 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2;
16) umowa krótkoterminowa – umowę, o której mowa w art. 5 ust. 2 lub 3 ustawy określonej w pkt 8, zawartą na okres krótszy niż rok;
17) usługa dystrybucji zwrotnej – usługę świadczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych, polegającą na dystrybucji paliw gazowych w kierunku przeciwnym do fizycznego przepływu paliw gazowych;
18) usługa przesyłania zwrotnego – usługę świadczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, polegającą na przesyłaniu paliw gazowych w kierunku przeciwnym do fizycznego przepływu paliw gazowych;
19) usługa wirtualnej dystrybucji zwrotnej – usługę świadczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych, polegającą na umownym transporcie paliw gazowych z miejsca ich wydobycia lub wytwarzania lub z instalacji skroplonego gazu ziemnego, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej;
20) usługa wirtualnego przesyłania zwrotnego – usługę świadczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, polegającą na umownym przesyłaniu paliw gazowych w kierunku przeciwnym do fizycznego przepływu paliw gazowych w jednokierunkowych fizycznych punktach wejścia lub wyjścia do sieci przesyłowej.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. 1. Określone w taryfie ceny lub stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z dostarczaniem paliw gazowych, z uwzględnieniem eliminowania subsydiowania skrośnego.

2. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należności odpowiadające zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w paliwa gazowe, określonemu w umowie sprzedaży paliw gazowych lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, lub w umowie oświadczenie usług magazynowania paliw gazowych, lub w umowie oświadczenie usług skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, lub w umowie kompleksowej.

§ 4. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych ustala w taryfie:
1) stawki opłat za świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, zwane dalej „stawkami opłat przesyłowych”;
2) sposób ustalania stawek opłat przesyłowych pobieranych:
   a) na podstawie umów krótkoterminowych,
   b) na zasadach przerywanych,
   c) w ramach usługi przesyłania zwrotnego,
   d) w ramach usługi wirtualnego przesyłania zwrotnego;
3) sposób ustalania opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej;
4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych;
5) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych usług przesyłania paliw gazowych;
6) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
7) sposób ustalania opłat za:

a) przekroczenie mocy umownej,
b) nielegalny pobór paliw gazowych;
8) stawkę opłaty za wznowienie dostarczania paliw gazowych, jeżeli wstrzymanie dostarczania spowodowane było przyczynami, o których mowa w art. 6 ust. 3 i 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą";
9) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych ustala w taryfie:
1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
2) stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, zwane dalej „stawkami opłat dystrybucyjnych";
3) sposób ustalania stawek opłat dystrybucyjnych pobieranych:
a) na podstawie umów krótkoterminowych,
b) na zasadach przerywanych,
c) w ramach usługi dystrybucji zwrotnej,
d) w ramach usługi wirtualnej dystrybucji zwrotnej;
4) sposób ustalania opłaty za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień oraz stawki opłat za przyłączenie do sieci niskich, średnich lub podwyższonych średnich ciśnień;
5) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych;
6) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych usług dystrybucji paliw gazowych;
7) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
8) sposób ustalania opłat za:
a) przekroczenie mocy umownej,
b) nielegalny pobór paliw gazowych;
9) stawki opłat za wznowienie dostarczania paliw gazowych, jeżeli wstrzymanie dostarczania spowodowane było przyczynami, o których mowa w art. 6 ust. 3 i 3a ustawy;
10) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorców.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi ustala w taryfie:
1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
2) ceny paliw gazowych;
3) stawki opłat abonamentowych;
4) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi i świadczące usługę kompleksową ustala w taryfie elementy określone w ust. 3 oraz wskazuje taryfę przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji, która ma zastosowanie w rozliczeniach z odbiorcami, którym przedsiębiorstw oświadczy usługę kompleksową.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliwa gazowego ustala w taryfie:
1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
2) stawki opłat za świadczenie usługi magazynowania paliwa gazowego, zwane dalej „stawkami opłat magazynowych";
3) sposób ustalenia stawek opłat magazynowych pobieranych:
a) na podstawie umów krótkoterminowych,
b) na zasadach przerywanych;
4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych usług magazynowania paliw gazowych;
5) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
6) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego ustala w taryfie:
1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
2) stawki opłat za świadczenie usług skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;
3) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych usług skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;
4) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;

5) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

§ 5. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z dostarczaniem paliw gazowych, na podstawie następujących kryteriów:
1) rodzaju paliwa gazowego;
2) charakterystyki technicznej punktów wejścia lub punktów wyjścia;
3) charakterystyki funkcjonalnej punktów wejścia lub punktów wyjścia;
4) wielkości i charakterystyki zatłaczania lub odbioru paliwa gazowego z instalacji magazynowej;
5) wielkości i charakterystyki dostarczania lub odbioru paliwa gazowego w miejscach jego dostarczania lub odbioru;
6) zakresu świadczonych usług;
7) miejsc dostarczania lub odbioru paliwa gazowego;
8) systemu rozliczeń;
9) zużycia paliwa gazowego na potrzeby odbiorców w gospodarstwach domowych;
10) ilości energii zawartej w paliwie gazowym nabywanym w punkcie wirtualnym.

2. Odbiorca, który z sieci gazowej odbiera paliwo gazowe z kilku miejsc, jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc, o ile umowa nie stanowi inaczej.

3. Odbiorca, który z sieci gazowej odbiera paliwo gazowe z jednego miejsca odbioru na podstawie więcej niż jednej umowy, jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie dla każdej z tych umów.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 6. 1. Ceny lub stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy kalendarzowych.

2. Koszty uzasadnione będące podstawą kalkulacji cen lub stawek opłat, o których mowa w ust. 1, dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:
1) przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego – stanowią planowane, dla danego roku, koszty uzasadnione przedsiębiorstwa energetycznego, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą;
2) obrotu paliwami gazowymi – stanowią planowane dla danego roku koszty uzasadnione związane z wykonywaną działalnością gospodarczą oraz marża na uzasadnionym poziomie.

§ 7. 1. Koszty, o których mowa w § 6, ustala się zgodnie z art. 44 i art. 45 ustawy oraz zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości, w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych, planowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej, z uwzględnieniem źródeł tych kosztów.

2. Podstawą ustalania i oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, są porównywalne koszty poniesione przez przedsiębiorstwo energetyczne w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia, określone na podstawie sprawozdań finansowych, o których mowa w art. 44 ust. 2 ustawy.

3. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, mogą być porównywalne koszty działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych wykonujących – w porównywalnych warunkach – działalność gospodarczą tego samego rodzaju.

4. Koszty, o których mowa w § 6, ustala się, przyjmując, dla każdego roku okresu regulacji, ilość energii zawartej w paliwie gazowym planowaną do sprzedaży, przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji, planowane wielkości mocy umownych, mocy zatłaczania i mocy odbioru oraz planowaną liczbę pakietów, układów pomiarowych i zawieranych umów.

5. Podstawą oceny ilości energii zawartej w paliwie gazowym, wielkości mocy umownych, mocy zatłaczania i mocy odbioru, liczby pakietów, układów pomiarowych i zawieranych umów, o których mowa w ust. 4, są odpowiednie dane z roku kalendarzowego poprzedzającego rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

6. W przypadku nowo tworzonych przedsiębiorstw energetycznych lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwa energetyczne nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie dostarczania paliw gazowych wysokość cen i stawek opłat kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów i wielkości sprzedaży dla pierwszego roku prowadzenia nowej działalności gospodarczej. W kalkulacji mogą być uwzględniane analizy porównawcze.

§ 8. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej dzieli się na poszczególne rodzaje wykonywanej działalności gospodarczej i poszczególne grupy taryfowe zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

2. Metoda podziału kosztów, zasady ewidencji kosztów oraz podział odbiorców na grupy taryfowe nie mogą ulec zmianie w okresie regulacji.

§ 9. 1. W celu określenia stopnia poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w okresie regulacji ustala się na poszczególne lata współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „X", w taki sposób, aby spełniony był warunek określony wzorem:

$$K_{wn} \le K_{wn-1} \cdot \left[1 + \frac{(RPI - X_n)}{100\%}\right]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{wn}, K_{wn-1} – uzasadnione koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z wykonywaną przez to przedsiębiorstwo działalnością gospodarczą, uwzględniające zależne od przedsiębiorstwa energetycznego warunki wykonywania tej działalności, wyznaczane w szczególności z zastosowaniem metod porównawczych, o których mowa w art. 47 ust. 2e ustawy, na poszczególne lata okresu regulacji; w pierwszym roku okresu regulacji koszty, oznaczone symbolem „K_{wn-1}", są równe kosztom z roku poprzedzającego rok wyznaczenia współczynników korekcyjnych, oznaczonych symbolem „X",

X_n – współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, ustalane jednorazowo dla poszczególnych lat okresu regulacji, w roku zatwierdzenia taryfy dla pierwszego roku okresu regulacji [w %]; współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji, w zależności od wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uwzględnia się w cenach paliw gazowych albo w stawkach opłat za świadczenie usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa, zawartych w taryfach,

RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia, ogłoszony przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski" w [%].

2. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen lub stawek opłat na dany rok okresu regulacji, będących wynikiem zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa lub poprawy efektywności gospodarowania w przedsiębiorstwie, ustala się, dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „Y", w taki sposób, aby przychody, oznaczone symbolem „P_n", spełniały warunek określony wzorem:

$$P_n \le P_{n-1} \cdot \left[1 + \frac{Y_n}{100}\right]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

P_n, P_{n-1} – przychody dla danego rodzaju działalności gospodarczej, wyznaczone w sposób określony w ust. 3,

Y_n – współczynniki korekcyjne, ustalane corocznie i uwzględniane w cenach paliw gazowych albo w stawkach opłat za świadczenie usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa zawartych w taryfach, określające zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania danego rodzaju działalności gospodarczej, w szczególności zmianę kosztów zakupu paliw gazowych i usług związanych

z zaopatrzeniem odbiorców w te paliwa, wielkości i struktury jego sprzedaży oraz obciążeń podatkowych lub projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Przychody „P_n", o których mowa w ust. 2, w zakresie:

1) przesyłania paliw gazowych – oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania i ilości energii zawartej w paliwie gazowym oraz zamówionych mocy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;
2) dystrybucji paliw gazowych – oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania i ilości energii zawartej w paliwie gazowym, liczby układów pomiarowych oraz zamówionych mocy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;
3) magazynowania paliw gazowych – oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz odpowiednio liczby pakietów, zamówionych pojemności czynnych, mocy zatłaczania i mocy odbioru w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;
4) skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego – oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania i ilości energii zawartej w skroplonym lub zregazyfikowanym gazie ziemnym oraz zamówionych mocy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;
5) obrotu paliwami gazowymi – oblicza się jako iloczyn cen i stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania i ilości energii zawartej w paliwie gazowym oraz liczby układów pomiarowych w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

4. Przychody „P_{n-1}" dla roku poprzedzającego dany rok obowiązywania taryfy, o których mowa w ust. 2, oblicza się odpowiednio w sposób określony w ust. 3, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w obowiązującej taryfie oraz wielkości i struktury sprzedaży paliw gazowych i usług w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

5. Przepis ust. 2 stosuje się w przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uzasadniających zmianę tej taryfy w trakcie okresu jej obowiązywania. W takim przypadku przychody dla danego rodzaju działalności gospodarczej, oznaczone symbolami „P_n" i „P_{n-1}", oznaczają odpowiednio przychody kalkulacyjne ustalone na podstawie cen i stawek opłat po zmianie taryfy (P_n) i przed jej zmianą (P_{n-1}) kalkulowane na podstawie ilości energii zawartej w paliwie gazowym, mocy umownych, mocy zatłaczania i mocy odbioru, liczby pakietów i liczby układów pomiarowych przyjętych do kalkulacji taryfy.

§ 10. 1. Przychody pokrywające koszty uzasadnione, ustalane dla każdego roku okresu regulacji, uwzględniają przychody uzyskane z:

1) cen i stawek opłat;
2) opłat za przekroczenia mocy umownej;
3) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy;
4) tytułu wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 ustawy;
5) opłat za bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

2. Przychody, o których mowa w ust. 1 pkt 4, są pomniejszane o koszty ponoszone w związku z wykonywaniem umowy i czynnościami wynikającymi z decyzji.

3. Przychody uzyskane z opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, uwzględniają przychody osiągnięte z tych opłat w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

4. W przychodach, o których mowa w ust. 1, nie uwzględnia się przychodów:

1) uzyskanych z opłat za:
   a) nielegalny pobór paliw gazowych,
   b) wznowienie dostarczania paliw gazowych, jeżeli wstrzymanie dostarczania było spowodowane przyczynami, o których mowa w art. 6 ust. 3 lub ust. 3a ustawy;
2) stanowiących różnicę między przychodami ze sprzedaży mocy umownych na połączeniach międzysystemowych oferowanych w trybie aukcji a przychodami, które przedsiębiorstwo energetyczne uzyskałoby w przypadku prowadzenia rozliczeń za sprzedane moce umowne na podstawie stawek opłat ustalonych w taryfie.

§ 11. W przypadku nieprzewidzianej istotnej zmiany warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej przedsiębiorstwo to może wystąpić z wnioskiem o korektę cen i stawek opłat ustalonych w taryfie wprowadzonej do stosowania w trybie określonym w art. 47 ustawy, po dokonaniu analizy i oceny skutków ekonomicznych tej zmiany.

§ 12. 1. Stawki opłaty przesyłowej kalkuluje się dla punktów wejścia i punktów wyjścia jako stawki opłaty stałej i stawki opłaty zmiennej.

2. Stawki opłaty stałej ustalone w taryfie dla punktów zlokalizowanych na połączeniach międzysystemowych są stawkami minimalnymi w przypadku oferowania przepustowości w tych punktach w trybie aukcji.

§ 13. 1. Stawki opłaty stałej kalkuluje się dla punktów wejścia i punktów wyjścia na jednostkę mocy umownej na podstawie kosztów stałych ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych.

2. Stawki opłaty zmiennej kalkuluje się dla punktów wyjścia, w których w paliwa gazowe są zaopatrywani odbiorcy końcowi, oraz dla punktów zlokalizowanych na połączeniu systemu przesyłowego z systemem dystrybucyjnym, na jednostkę energii zawartej w przesyłanym paliwie gazowym, na podstawie kosztów zmiennych ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych oraz tej części kosztów stałych, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji stawek opłat stałych.

3. Stawki opłat przesyłowych mogą być różnicowane w zależności od kosztów uzasadnionych określonych dla punktów wejścia lub punktów wyjścia.

§ 14. 1. W przypadku świadczenia usług przesyłania w okresach krótszych niż rok, z wyłączeniem usług określonych w § 16, stawki opłaty stałej za te usługi stanowią iloczyn ustalonych w taryfie stawek opłaty stałej, o których mowa w § 12, oraz współczynnika oznaczonego symbolem „K". Maksymalna wartość współczynnika (K) nie może przekroczyć:

1) 2,0 – dla umów zawieranych na okres co najmniej pięciu miesięcy;
2) 3,2 – dla umów zawieranych na okres od trzech do czterech miesięcy;
3) 3,8 – dla umów zawieranych na okres od jednego do dwóch miesięcy.

2. Dla umów krótkoterminowych zawieranych na okres jednego dnia opłata stała, zależna od zamówionej mocy, nie może przekroczyć 1/20 opłaty za świadczenie usług przesyłania paliwa gazowego ustalonej na okres miesiąca i dotyczącej danego miesiąca.

3. Dla umów krótkoterminowych zawieranych na okres inny niż określony w ust. 1 i 2 opłatę stałą, zależną od zamówionej mocy, ustala się z uwzględnieniem współczynników odpowiadających okresom, o których mowa w ust. 1, oraz opłaty stałej za każdy dzień poza tymi okresami, ustalanej stosownie do ust. 2.

§ 15. 1. W przypadku świadczenia usług przesyłania paliw gazowych na zasadach przerywanych stawki opłaty stałej za te usługi stanowią iloczyn ustalonych w taryfie stawek opłaty stałej, o których mowa w § 12, oraz współczynnika, oznaczonego symbolem „D", obliczanego według wzoru:

$$D = \frac{t - t_o}{t}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

t – liczbę godzin w okresie rozliczeniowym,

t_o – liczbę godzin ograniczenia mocy umownej w okresie rozliczeniowym.

2. W przypadku gdy wartość współczynnika jest mniejsza niż 0,05, przyjmuje się, że jego wartość wynosi 0,05.

§ 16. W przypadku świadczenia usług wirtualnego przesyłania zwrotnego stawki opłaty stałej za te usługi stanowią iloczyn ustalonych w taryfie stawek opłaty stałej, o których mowa w § 12, współczynnika, o którym mowa w § 15, oraz współczynnika, oznaczonego symbolem „R_w", którego wartość wynosi 0,2.

§ 17. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy następujące usługi:

1) wstrzymanie i wznowienie dostarczania paliw gazowych;
2) nawanianie paliw gazowych;
3) badanie jakości dostarczanych paliw gazowych.

2. Zawarte w taryfie stawki opłat za usługi, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych realizacji tych usług.

3. Opłaty za badanie jakości dostarczanych paliw gazowych nie pobiera się w przypadku stwierdzenia niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych.

§ 18. Opłatę za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych:

1) dla punktów wejścia oblicza się według wzoru:
   a) $O_{p(we)} = S_{s(we)} \cdot M_{(we)} \cdot T/100$
   gdzie poszczególne symbole oznaczają:
   $O_{p(we)}$ – opłatę zaświadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wejścia w [zł],
   $S_{s(we)}$ – stawkę opłaty stałej w punkcie wejścia za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [gr/kWh/h],
   $M_{(we)}$ – moc umowną w punkcie wejścia w [kWh/h],
   T – liczbę godzin w okresie rozliczeniowym
   albo
   b) $O_{p(we)} = S_{s(we)} \cdot M_{(we)} \cdot T$
   gdzie poszczególne symbole oznaczają:
   $O_{p(we)}$ – opłatę zaświadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wejścia w [zł],
   $S_{s(we)}$ – stawkę opłaty stałej w punkcie wejścia za każdą dobę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/dobę],
   $M_{(we)}$ – moc umowną w punkcie wejścia w [MWh/dobę],
   T – liczbę dób w okresie rozliczeniowym;
2) dla punktów wyjścia innych niż zlokalizowane na połączeniu systemu przesyłowego z systemem dystrybucyjnym oblicza się według wzoru:
   a) $O_{p(wy)} = S_{s(wy)} \cdot M_{(wy)} \cdot T/100$
   gdzie poszczególne symbole oznaczają:
   $O_{p(wy)}$ – opłatę zaświadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wyjścia [w zł],
   $S_{s(wy)}$ – stawkę opłaty stałej w punkcie wyjścia za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [gr/kWh/h],
   $M_{(wy)}$ – moc umowną w punkcie wyjścia w [kWh/h],
   T – liczbę godzin w okresie rozliczeniowym
   albo
   b) $O_{p(wy)} = S_{s(wy)} \cdot M_{(wy)} \cdot T$
   gdzie poszczególne symbole oznaczają:
   $O_{p(wy)}$ – opłatę zaświadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wyjścia w [zł],
   $S_{s(wy)}$ – stawkę opłaty stałej w punkcie wyjścia za każdą dobę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/dobę],
   $M_{(wy)}$ – moc umowną w punkcie wyjścia w [MWh/dobę],
   T – liczbę dób w okresie rozliczeniowym;
3) dla punktów wyjścia zlokalizowanych na połączeniu systemu przesyłowego z systemem dystrybucyjnym oblicza się według wzoru:
   $O_{p(wy)} = (S_{s(wy)} \cdot M_{(wy)} \cdot T + S_{z(wy)} \cdot Q)/100$
   gdzie poszczególne symbole oznaczają:
   $O_{p(wy)}$ – opłatę zaświadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wyjścia w [zł],
   $S_{s(wy)}$ – stawkę opłaty stałej w punkcie wyjścia za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [gr/kWh/h],
   $M_{(wy)}$ – moc umowną w punkcie wyjścia w [kWh/h],
   T – liczbę godzin w okresie rozliczeniowym,
   $S_{z(wy)}$ – stawkę opłaty zmiennej w punkcie wyjścia w [gr/kWh],
   Q – ilość paliwa gazowego przesłanego w okresie rozliczeniowym w [kWh].

§ 19. 1. Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się jako stawki grupowe.

2. Stawki grupowe kalkuluje się jako stawki opłaty stałej i stawki opłaty zmiennej na podstawie kosztów uzasadnionych świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych odbiorcom zaliczanym do poszczególnych grup taryfowych.

3. Stawki opłaty stałej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej lub na układ pomiarowy w odniesieniu do danej grupy taryfowej, na podstawie kosztów stałych:

1) ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych;
2) regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych instalacjach;

3) zakupu usług przesyłania w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, będących punktami wejścia do systemu dystrybucyjnego tego przedsiębiorstwa, lub zakupu usług dystrybucji od innego przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw.

4. Dla odbiorców, pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h], stawki opłaty stałej dystrybucyjnej różnicuje się ze względu na długość okresu między dwoma kolejnymi odczytami układu pomiarowego.

5. Stawki opłaty zmiennej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę dystrybuowanego paliwa gazowego na podstawie kosztów zmiennych oraz tej części kosztów stałych, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji stawki opłaty stałej dystrybucyjnej:

1) ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych;
2) regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych instalacjach;
3) zakupu usług przesyłania w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, będących punktami wejścia do systemu dystrybucyjnego, lub zakupu usług dystrybucji od innego przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw.

§ 20. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy następujące usługi:

1) wstrzymanie i wznowienie dostarczania paliw gazowych;
2) sprawdzenie prawidłowości wskazań układu pomiarowego;
3) laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości wskazań układu pomiarowego;
4) wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowego;
5) założenie plomby na urządzenia podlegające oplombowaniu, w szczególności po naprawie, konserwacji i remoncie instalacji;
6) wymianę uszkodzonego układu pomiarowego;
7) badanie jakości dostarczanych paliw gazowych;
8) dodatkowy odczyt nie wynikający z harmonogramu odczytowego ustalonego dla danej grupy taryfowej.

2. Stawki opłat za usługi, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów uzasadnionych realizacji tych usług.

3. Opłat za usługi, o których mowa w:

1) ust. 1 pkt 2-6 – nie pobiera się w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego;
2) ust. 1 pkt 7 – nie pobiera się w przypadku stwierdzenia niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych.

§ 21. 1. Opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych dla odbiorców pobierających te paliwa w ilości większej niż 110 [kWh/h] oblicza się według wzoru:

$$O_d = (S_{zd} \cdot Q + S_{sd} \cdot M \cdot T)/100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_d – opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych w [zł],
S_{zd} – stawkę opłaty zmiennej w [gr/kWh],
Q – ilość dystrybuowanego paliwa gazowego w okresie rozliczeniowym w [kWh],
S_{sd} – stawkę opłaty stałej za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [gr/kWh/h],
M – moc umowną w [kWh/h],
T – liczbę godzin w okresie rozliczeniowym.

2. Opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych dla odbiorców pobierających te paliwa w ilości nie większej niż 110 [kWh/h] oblicza się według wzoru:

$$O_d = S_{zd} \cdot Q/100 + S_{sdd} \cdot k$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_d – opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych w [zł],
S_{zd} – stawkę opłaty zmiennej w [gr/kWh],
Q – ilość dystrybuowanego paliwa gazowego w okresie rozliczeniowym w [kWh],
S_{sdd} – stawkę opłaty stałej w [zł/miesiąc],
k – liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym.

§ 22. 1. W przypadku świadczenia usługi dystrybucji paliw gazowych w okresach krótszych niż rok lub na zasadach przerywanych przepisy § 14 i § 15 stosuje się odpowiednio.

2. Opłatę za usługę wirtualnej dystrybucji zwrotnej stanowi iloczyn średniej stawki opłaty dystrybucyjnej ustalonej w taryfie przedsiębiorstwa zajmu-

jącego się dystrybucją paliw gazowych, wyrażonej w [gr/kWh], ilości energii zawartej w paliwie gazowym, która objęta jest tą usługą, i współczynnika, oznaczonego symbolem „R_w", którego wartość wynosi 0,2.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych świadczy usługi w formie pakietu oraz usługi rozdzielonej oraz może świadczyć usługi w formie pakietu elastycznego.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, kalkuluje stawki opłat magazynowych jako stawki opłaty stałej na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych eksploatacji poszczególnych rodzajów instalacji magazynowej, uwzględniających charakterystykę zatłaczania lub odbioru paliwa gazowego z instalacji magazynowej, oraz kosztów zakupu usług przesyłania paliwa gazowego w punktach wejścia do i wyjścia z instalacji magazynowej, dla usług świadczonych w formie:

1) pakietu, w którym moc zatłaczania, pojemność czynna oraz moc odbioru są udostępniane odbiorcy łącznie, a ich wielkości oraz wzajemny stosunek są określone w specyfikacjach technicznych poszczególnych instalacji magazynowych;
2) pakietu elastycznego, w którym pojemność czynna oraz zakres mocy zatłaczania i mocy odbioru są udostępniane odbiorcy łącznie w ramach ustalonych wzajemnych proporcji, których wielkość oraz wzajemny stosunek są określone w specyfikacjach technicznych poszczególnych instalacji magazynowych;
3) usługi rozdzielonej, w której moc zatłaczania, pojemność czynna lub moc odbioru są udostępniane odbiorcy oddzielnie, stosownie do specyfikacji technicznych poszczególnych instalacji magazynowych.

§ 24. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy usługę badania jakości paliw gazowych.

2. Stawkę opłaty za usługę, o której mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych realizacji tej usługi.

3. Za wykonanie usługi, o której mowa w ust. 1, opłaty nie pobiera się w przypadku stwierdzenia niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych magazynowanych paliw gazowych.

§ 25. Opłatę za świadczoną usługę magazynowania paliw gazowych:

1) polegającą na udostępnieniu pakietów oblicza się według wzoru:
$O_m = S_p \cdot N_p \cdot k$
gdzie poszczególne symbole oznaczają:
O_m – opłatę za usługę magazynowania w [zł],
S_p – stawkę opłaty za zamówiony pakiet w [zł/miesiąc],
N_p – liczbę zamówionych pakietów w okresie rozliczeniowym,
k – liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym;
2) polegającą na udostępnieniu pakietów elastycznych oblicza się według wzoru:
$O_m = S_v \cdot V_c \cdot k + S_{mz} \cdot M_z \cdot T + S_{mo} \cdot M_o \cdot T$
gdzie poszczególne symbole oznaczają:
O_m – opłatę za usługę magazynowania w [zł],
S_v – stawkę opłaty za zamówioną pojemność czynną w [zł/MWh],
V_c – zamówioną pojemność czynną w okresie rozliczeniowym w [MWh],
k – liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym,
S_{mz} – stawkę opłaty za zamówioną moc zatłaczania za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/h],
M_z – zamówioną moc zatłaczania w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],
S_{mo} – stawkę opłaty za zamówioną moc odbioru za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/h],
M_o – zamówioną moc odbioru w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],
T – liczbę godzin w okresie rozliczeniowym;
3) świadczoną w formie usługi rozdzielonej oblicza się w zależności od zamówionej:
a) pojemności czynnej w okresie rozliczeniowym albo
b) mocy zatłaczania, albo
c) mocy odbioru
– według wzoru:
$O_m = S_v \cdot V_c \cdot k$ – w przypadku umowy polegającej na udostępnieniu pojemności czynnej,
$O_m = S_{mz} \cdot M_z \cdot T$ – w przypadku umowy polegającej na udostępnieniu mocy zatłaczania,
$O_m = S_{mo} \cdot M_o \cdot T$ – w przypadku umowy polegającej na udostępnieniu mocy odbioru,

gdzie poszczególne symbole oznaczają:
O_m – opłatę za usługę magazynowania w [zł],
S_v – stawkę opłaty za zamówioną pojemność czynną w okresie rozliczeniowym w [zł/MWh],
V_c – zamówioną pojemność czynną w okresie rozliczeniowym w [MWh],
k – liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym,
S_{mz} – stawkę opłaty za zamówioną moc zatłaczania za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/h],
M_z – zamówioną moc zatłaczania w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],
S_{mo} – stawkę opłaty za zamówioną moc odbioru za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/h],
M_o – zamówioną moc odbioru w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],
T – liczbę godzin w okresie rozliczeniowym.

§ 26. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego kalkuluje stawki opłat za usługi skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego jako:
1) stawki opłaty stałej – na podstawie uzasadnionych kosztów stałych zależnych od zamówionej mocy odbioru gazu ziemnego z instalacji skroplonego gazu ziemnego;
2) stawki opłaty zmiennej – na podstawie uzasadnionych kosztów zmiennych zależnych od ilości energii zawartej w skroplonym lub zregazyfikowanym gazie ziemnym w instalacji skroplonego gazu ziemnego.

§ 27. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy następujące usługi:
1) uzdatnianie gazu ziemnego w celu uzyskania pożądanych parametrów jakościowych;
2) badanie jakości skroplonego gazu ziemnego;
3) załadunek oraz przeładunek skroplonego gazu ziemnego;
4) przedłużone procesowe składowanie skroplonego gazu ziemnego.

2. Stawki opłat za usługi, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych realizacji tych usług.

§ 28. Opłatę za świadczoną usługę skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oblicza się według wzoru:

$$O_r = S_{sr} \cdot M_r \cdot T + S_{zr} \cdot Q_r$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:
O_r – opłatę za usługę skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w [zł],
S_{sr} – stawkę opłaty stałej za moc umowną w [zł/kg/h] albo [zł/kg/dobę] lub w [zł/kWh/h] albo [zł/kWh/dobę],
M_r – zamówioną moc umowną instalacji skroplonego gazu ziemnego odpowiednio w [kg/h] albo [kg/dobę] lub w [kWh/h] albo [kWh/dobę],
T – liczbę godzin albo dób w okresie rozliczeniowym,
Q_r – ilość skroplonego lub zregazyfikowanego gazu ziemnego w okresie rozliczeniowym odpowiednio w [kg] albo [kWh],
S_{zr} – stawkę opłaty zmiennej odpowiednio w [zł/kg] albo [zł/kWh].

§ 29. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi kalkuluje:
1) ceny paliw gazowych – na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych, obejmujących w szczególności koszty:
   a) wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem kosztów stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat abonamentowych, o których mowa w pkt 2,
   b) pozyskania paliw gazowych,
   c) zakupu usług skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
   d) zakupu usług przesyłania w punktach wejścia do systemu przesyłowego, z wyłączeniem punktów wejścia z instalacji magazynowej, oraz w punktach wyjścia z systemu przesyłowego zlokalizowanych na połączeniu z innym systemem przesyłowym,
   e) transportu skroplonego gazu ziemnego, w tym transportu kołowego,
   f) tworzenia i utrzymywania zapasów, w tym zapasów obowiązkowych, o których mowa w odrębnych przepisach,
   g) poniesione w związku z niedotrzymaniem zgłoszeń zapotrzebowania na paliwa gazowe w miejscach ich dostarczania, z zastrzeżeniem § 30 ust. 2;
2) stawki opłat abonamentowych – na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych wystawiania i dostarczania faktur, obliczania i pobierania na-

leżności, a także czynności związanych z uzasadnioną kontrolą wskazań układów pomiarowych, z zawieraniem i dotrzymywaniem warunków umów i prawidłowości rozliczeń, obliczane jako iloraz tych kosztów i liczby układów pomiarowych albo liczby zawieranych umów.

2. Stawki opłat abonamentowych kalkuluje się jako stawki miesięczne, w złotych na układ pomiarowy, i różnicuje ze względu na standardową dla danej grupy taryfowej długość okresu rozliczeniowego, określoną w taryfie.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne pobiera opłatę dodatkową w przypadku, gdy na zlecenie odbiorcy dokona dodatkowego, wykraczającego poza standard właściwy dla danej grupy taryfowej, rozliczenia z tytułu sprzedaży lub świadczenia usługi kompleksowej. Stawkę opłaty za dokonane rozliczenie kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych realizacji usługi.

4. Ustalone w taryfie ceny paliw gazowych mają charakter cen maksymalnych. Ceny niższe mogą być stosowane pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych.

§ 30. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi i świadczące usługę kompleksową stosuje w rozliczeniach z odbiorcami w zakresie:

1) obrotu paliwami gazowymi – ceny tych paliw i stawki opłat abonamentowych ustalone zgodnie z § 29;
2) przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych – stawki opłat oraz warunki ich stosowania wynikające z taryfy przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, do którego sieci jest przyłączony dany odbiorca.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę kompleksową odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, którzy zgłosili zapotrzebowania na paliwa gazowe, obciąża tych odbiorców opłatami poniesionymi w związku z niedotrzymaniem przez nich, na skutek ich działania lub zaniechania, zgłoszeń zapotrzebowania na paliwa gazowe w miejscach ich dostarczania, według stawek opłat pobieranych przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

§ 31. 1. W przypadku sprzedaży paliw gazowych przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi opłatę za pobrane paliwo gazowe ustala się według wzoru:

$$O = C \cdot Q/100 + S_a \cdot k$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O – opłatę za pobrane paliwo gazowe w [zł],
C – cenę paliwa gazowego w [gr/kWh],
Q – ilość paliwa gazowego w [kWh],
S_a – stawkę opłaty abonamentowej w [zł/miesiąc],
k – liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym.

2. W przypadku sprzedaży paliw gazowych na podstawie umowy kompleksowej opłatę za świadczoną usługę kompleksową ustala się jako sumę opłaty wynikającej z ust. 1 oraz opłaty za przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych wynikającej z obowiązującej taryfy przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, do którego sieci odbiorca jest przyłączony.

§ 32. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala wysokość opłaty za przyłączenie do sieci gazowej dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej:

1) A – na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;
2) B – na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat kalkulowanych w zależności od:
   a) wielkości mocy przyłączeniowej,
   b) długości odcinka sieci służącego do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie;
3) C – na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

§ 33. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci gazowej podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

2. W nakładach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się w szczególności wydatki ponoszone na:
1) wykonanie prac projektowych oraz geodezyjnych;
2) uzgodnienia dokumentacji;
3) uzyskanie decyzji lokalizacyjnej oraz pozwolenia na budowę;
4) uzyskanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie obiektu budowlanego;
5) roboty budowlano-montażowe wraz z niezbędnymi próbami;
6) opłaty za zajęcie terenu, w tym opłaty publicznoprawne i odszkodowania dla właścicieli nieruchomości, których zajęcie było niezbędne dla budowy odcinka sieci i przyłącza;
7) zakup lub budowę standardowych elementów odcinków sieci oraz przyłączy;
8) zakup i montaż szafki przeznaczonej na kurek główny lub urządzenie pomiarowe;
9) zakup i montaż układu pomiarowego.

3. Do standardowych elementów przyłącza, o których mowa w ust. 2 pkt 7, zalicza się w szczególności układ włączeniowy, rurę przewodową, zawór odcinający, złącze izolacyjne lub połączenia typu polietylen – stal na przyłączu polietylenowym, kurek główny, reduktor ciśnienia gazu oraz rury osłonowe na skrzyżowaniu z innym uzbrojeniem podziemnym.

4. Za elementy sieci gazowej i urządzenia nie wymienione w ust. 3, które są niezbędne do realizacji przyłączenia podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B, pobierane są opłaty w wysokości jednej czwartej nakładów poniesionych na ich zakup i budowę.

§ 34. 1. Opłata za przyłączenie do sieci gazowej podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B, kalkulowana na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci, stanowi sumę:
1) opłaty ryczałtowej za budowę odcinka przyłącza o długości do 15 m;
2) opłaty za budowę odcinka przyłącza o długości powyżej 15 m, stanowiącej iloczyn stawki opłaty za każdy metr przyłącza do sieci gazowej i długości przyłącza powyżej 15 m.

2. Opłatę za przyłączenie do sieci gazowej, o której mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$O_p = O_R + S_P \cdot L_p$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:
O_p – opłatę za przyłączenie do sieci gazowej w [zł],
O_R – opłatę ryczałtową za budowę przyłącza o długości do 15 m w [zł],
S_p – stawkę opłaty za każdy metr przyłącza powyżej 15 m w [zł/m],
L_p – długość przyłącza powyżej 15 m w [m].

§ 35. 1. Sposób wnoszenia opłat za przyłączenie określa umowa.

2. Za wymianę lub przebudowę przyłącza bez zwiększenia dotychczasowej mocy przyłączeniowej, dokonaną na wniosek przyłączonego podmiotu, pobiera się opłatę w wysokości rzeczywistych nakładów poniesionych z tego tytułu.

3. Za wymianę przyłącza, jego przebudowę lub rozbudowę sieci spowodowaną zwiększeniem mocy przyłączeniowej, dokonaną na wniosek przyłączonego podmiotu, pobiera się opłatę w wysokości równej opłacie za przyłączenie do sieci gazowej.

4. Za wymianę układu pomiarowego wynikającą ze zmiany mocy przyłączeniowej lub charakterystyki poboru paliwa gazowego, dokonaną na wniosek przyłączonego podmiotu zaliczonego do grupy przyłączeniowej:
1) A lub B – pobiera się opłatę w wysokości jednej czwartej nakładów poniesionych na jego zakup i montaż;
2) C – pobiera się opłatę w wysokości rzeczywistych nakładów poniesionych na jego zakup i montaż.

Rozdział 4
Szczegółowe zasady rozliczenia z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi

§ 36. 1. W przypadku zmiany sprzedawcy oraz na potrzeby dokonania rozliczeń lub ich korekt w standardowych okresach między kolejnymi odczytami układu pomiarowego przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych przekazuje nieodpłatnie przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub odbiorcy tych paliw dane dotyczące wykonania tej usługi, w szczególności dane dotyczące odczytów układów pomiarowych lub ich korekty.

2. Dane, o których mowa w ust. 1, są przekazywane odpłatnie w przypadkach innych niż określone w ust. 1.

3. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub przyjęcia do rozliczeń błędnych odczytów wskazań tego układu, które spowodowały zawyżenie lub zaniżenie należności za pobrane paliwa gazowe i wykonane usługi związane z jego dostarczeniem, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur.

4. W przypadku braku możliwości ustalenia wielkości korekty na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowego, do wyliczenia korekty przyjmuje się średniodobowe zużycie paliw gazowych, ustalone na podstawie prawidłowo zmierzonego poboru paliw gazowych w porównywalnym okresie, pomnożone przez liczbę dni w okresie, którego dotyczy korekta.

5. W wyliczaniu wielkości korekty uwzględnia się sezonowość poboru paliw gazowych oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość zużycia paliw gazowych.

6. Korekta, o której mowa w ust. 3-5, w przypadku:
1) zawyżenia należności – obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy;
2) zaniżenia należności – obejmuje ostatni okres rozliczeniowy.

§ 37. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie:
1) nie dłuższych niż 12 miesięcy – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h];
2) co miesiąc – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości większej niż 110 [kWh/h].

2. W okresach, o których mowa w ust. 1, mogą być pobierane opłaty za paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z ich dostarczaniem w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tych paliw, wyrażonego w jednostkach energii i wyznaczonego według zasad szczegółowo określonych w taryfie.

3. W prognozach, o których mowa w ust. 2, uwzględnia się zgłoszone przez odbiorcę istotne zmiany w poborze paliw gazowych.

4. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi:
1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu;
2) niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury, wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy.

5. W przypadku braku możliwości dokonania odczytu wskazania układu pomiarowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne ustala wielkość zużycia paliw gazowych na podstawie szacunku wyznaczonego zgodnie z zasadami, o których mowa w § 36 ust. 4 i 5.

§ 38. 1. Rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z ich dostarczaniem dokonuje się na podstawie iloczynu wielkości zużycia tych paliw, ustalonej w jednostkach objętości, oraz współczynnika konwersji, o którym mowa w ust. 2.

2. Współczynnik konwersji stanowi iloraz ciepła spalania 1 m^3 paliw gazowych w warunkach odniesienia ustalonego zgodnie z zasadami określonymi w ust. 3 i 5 i liczby 3,6. Do obliczania ciepła spalania 1 m^3 paliw gazowych przyjmuje się następujące warunki odniesienia dla:
1) objętości – temperatura $T_2(t_2) = 273{,}15$ [K] (0 [°C]), ciśnienie $p_2 = 101{,}325$ [kPa];
2) spalania – temperatura $T_1(t_1) = 298{,}15$ [K] (25 [°C]), ciśnienie $p_1 = 101{,}325$ [kPa].

3. Operator systemu przesyłowego oraz operatorzy systemu dystrybucyjnego publikują na swoich stronach internetowych, dla każdego miesiąca, najpóźniej do godziny 11^{00} trzeciego dnia następnego miesiąca, średnią ważoną wartość ciepła spalania paliw gazowych w systemie przesyłowym lub systemie dystrybucyjnym albo w obszarze określonym w § 40 rozporządzenia, o którym mowa w § 2 pkt 2. Operatorzy ci przechowują przez okres 5 lat i udostępniają nieodpłatnie użytkownikowi systemu lub odbiorcy dane dotyczące średniej ważonej wartości ciepła spalania.

4. W przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości:
1) nie większej niż 110 [kWh/h] – współczynnik konwersji jest ustalany na podstawie średniej arytmetycznej z ostatnio opublikowanych wartości ciepła spalania, o których mowa w ust. 3, z liczby miesięcy odpowiadającej liczbie miesięcy okresu rozliczeniowego;

2) większej niż 110 [kWh/h] – współczynnik konwersji jest ustalany na podstawie wartości ciepła spalania, o której mowa w ust. 3, ustalonej dla okresu rozliczeniowego.

5. W przypadku odbiorców, u których w uzgodnieniu z właściwym operatorem zainstalowano urządzenie umożliwiające określenie ciepła spalania w okresie rozliczeniowym, współczynnik konwersji ustala się na podstawie średniej ważonej wartości tego ciepła spalania.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne, dokonujące rozliczenia z tytułu odebranych paliw gazowych lub wykonanych usług związanych z ich dostarczaniem, podaje odbiorcy, odpowiednio dla rodzaju rozliczeń, następujące informacje:
1) stany wskazań układu pomiarowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego, określone w [m^3] – w przypadku odbiorców, o których mowa w § 37 ust. 1 pkt 1;
2) zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [m^3];
3) wartość współczynnika konwersji, o którym mowa w ust. 2;
4) zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh];
5) czy wskazane zużycie jest zużyciem rzeczywistym, czy prognozowanym.

7. W okresie między dwoma kolejnymi odczytami rzeczywistymi podstawą rozliczenia za paliwa gazowe może być wielkość zużycia tych paliw ustalona na podstawie wskazań urządzenia pomiarowego, zgłoszonych przez odbiorcę osobiście, telefonicznie, faksem lub za pośrednictwem udostępnianych przez przedsiębiorstwo energetyczne elektronicznych kanałów komunikacji.

§ 39. Przedsiębiorstwo energetyczne obniża odbiorcy wysokość opłat za usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliwa gazowego, skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego proporcjonalnie do wielkości faktycznego ograniczenia mocy umownej i liczby godzin trwania przerwy lub zakłócenia, w szczególności w przypadku przerw lub zakłóceń wynikających z:
1) awarii, zagrożenia wybuchem lub wybuchu;
2) zagrożenia pożarem lub pożaru;
3) prowadzenia prac związanych z usuwaniem awarii;
4) wykonywania planowanych prac konserwacyjnych lub remontowych sieci;
5) wykonywania prac związanych z przyłączaniem do sieci gazowej odbiorców;
6) prac związanych ze zmianą rodzaju dostarczanego paliwa gazowego.

§ 40. 1. Odbiorcy przysługują bonifikaty od przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego systemem gazowym w przypadku:
1) ograniczenia ciśnienia dostarczanych paliw gazowych poniżej wielkości gwarantowanych przez operatora systemu przesyłowego lub określonych w umowach o świadczenie usług dystrybucji;
2) niespełniania przez paliwa gazowe parametrów jakościowych określonych w odrębnych przepisach.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, ustala w taryfie wysokość bonifikaty w sposób proporcjonalny do ograniczenia wielkości ciśnienia dostarczonych paliw gazowych oraz liczby godzin trwania tego ograniczenia albo nie spełniania przez paliwo gazowe parametrów jakościowych.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela lub odmawia udzielenia bonifikaty, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku przez odbiorcę.

§ 41. 1. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, o ile umowa nie stanowi inaczej, odbiorcom przysługują bonifikaty:
1) za odmowę udzielenia odbiorcy, na jego żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia przesyłania lub dystrybucji paliwa gazowego, przerwanego z powodu awarii sieci – w wysokości 1/50 przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”;
2) za odmowę udzielenia odbiorcy, na jego żądanie, informacji o przewidywanym terminie likwidacji awarii i usunięcia zakłócenia w pracy instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
3) za nieprzyjęcie zgłoszenia dotyczącego awarii lub zakłócenia w dostarczaniu paliw gazowych – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
4) za nieuzasadnioną zwłokę w likwidacji awarii, która wystąpiła w sieci gazowej lub w instalacji magazynowej lub w instalacji skroplonego gazu ziem-

nego, i usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu paliwa gazowego lub w pracy instalacji magazynowej lub w instalacji skroplonego gazu ziemnego – w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;

5) za niepowiadomienie odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej B podgrupy I, z co najmniej siedmiodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie trwania planowanych przerw w dostarczaniu paliwa gazowego, w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, w inny sposób przyjęty na danym terenie lub w drodze indywidualnych zawiadomień przekazanych na piśmie, telefonicznie bądź za pomocą innego środka telekomunikacji – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
6) za niepowiadomienie odbiorców innych niż określeni w pkt 5, z co najmniej czternastodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie trwania planowanych przerw w dostarczaniu paliwa gazowego, w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, w inny sposób przyjęty na danym terenie lub w drodze indywidualnych zawiadomień przekazanych na piśmie, telefonicznie bądź za pomocą innego środka telekomunikacji – w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
7) w przypadku niepowiadomienia w formie pisemnej, telefonicznej lub za pomocą innego środka telekomunikacji o terminach i czasie trwania planowanych przerw w pracy instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego – w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
8) za niepowiadomienie z tygodniowym wyprzedzeniem odbiorców zasilanych z sieci przesyłowej, w formie, o której mowa w pkt 6, o terminie zamierzonej zmiany ciśnienia i innych parametrów paliwa gazowego mających wpływ na współpracę ruchową z siecią – w wysokości 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
9) za odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci gazowej lub instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci lub instalacji – w wysokości 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
10) za odmowę udzielenia na żądanie odbiorcy informacji o zasadach rozliczeń oraz o aktualnych taryfach – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki – w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1; w przypadku wniosku lub reklamacji wymagających przeprowadzenia kontroli lub dokonania pomiarów termin czternastodniowy jest liczony od dnia zakończenia tych kontroli lub pomiarów;
12) za przedłużenie czternastodniowego terminu sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego, którego przedsiębiorstwo energetyczne jest właścicielem, za każdy dzień zwłoki – w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
13) za przedłużenie siedmiodniowego terminu przekazania układu pomiarowego, którego przedsiębiorstwo energetyczne jest właścicielem, do badania laboratoryjnego, od dnia zgłoszenia takiego żądania przez odbiorcę, za każdy dzień zwłoki – w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
14) za uniemożliwienie wykonania dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowego – w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
15) za niewydanie przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych po zakończeniu jego dostarczania oraz w przypadku wymiany układu pomiarowego w trakcie dostarczania tego paliwa, na wniosek odbiorcy, dokumentu zawierającego dane identyfikujące ten układ lub za nie udostępnienie danych pomiarowych na dzień zakończenia dostarczania tego paliwa lub demontażu układu pomiarowego – w wysokości 1/200 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela lub odmawia udzielenia bonifikaty, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku przez odbiorcę.

§ 42. 1. Odbiorca, który:

1) przekroczył moc umowną w miejscach odbioru paliw gazowych z sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługę przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,

2) nie dostosował się do ograniczenia wprowadzonego przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z prowadzonymi pracami przyłączeniowymi, remontowo-konserwacyjnymi lub związanymi ze zmianą paliwa gazowego bądź usuwaniem awarii

– jest obciążany opłatami, które są obliczane jako iloczyn mocy maksymalnej zarejestrowanej w okresie rozliczeniowym przez układ pomiarowy ponad moc umowną lub moc wynikającą z ograniczenia, liczby godzin w okresie rozliczeniowym i trzykrotnej stałej stawki opłaty przesyłowej lub dystrybucyjnej, określonej w taryfie dla grupy taryfowej, do której odbiorca jest zakwalifikowany.

2. Opłaty za przekroczenie mocy nie są naliczane w przypadku, gdy odbiorca nie został powiadomiony o ograniczeniach wprowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w ust. 1 pkt 2.

3. W przypadku wystąpienia przekroczenia mocy umownej w punktach wyjścia z systemu gazowego na skutek:

1) awarii w sieci dystrybucyjnej lub uszkodzenia tej sieci spowodowanego działaniem strony trzeciej,
2) prac prowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w obrębie sieci dystrybucyjnej, których termin został wcześniej przez strony uzgodniony,
3) udokumentowanego przypadku wystąpienia siły wyższej

– opłaty za przekroczenia mocy nie są naliczane.

§ 43. 1. W przypadku nielegalnego pobierania paliw gazowych przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych może obciążyć odbiorcę lub podmiot nielegalnie pobierający paliwa gazowe opłatami, które są obliczane jako iloczyn trzykrotnej ceny referencyjnej paliwa gazowego obowiązującej w miesiącu stwierdzenia nielegalnego poboru oraz ryczałtowych ilości energii zawartej w tym paliwie, na zasadach określonych w taryfie.

2. Ryczałtowe ilości energii zawartej w paliwie, o których mowa w ust. 1, określane w taryfie są ilościami maksymalnymi i przedsiębiorstwo energetyczne przy ustalaniu opłat może zastosować ilości mniejsze, z uwzględnieniem rzeczywistych możliwości pobierania paliw gazowych przez odbiorcę lub podmiot.

3. Przez cenę referencyjną paliwa gazowego, o której mowa w ust. 1, rozumie się średnioważoną cenę zakupu tego paliwa, podawaną przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego na jego stronie internetowej w miesiącu poprzedzającym miesiąc, w którym cena ta będzie miała zastosowanie.

§ 44. Przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić w taryfie opłaty za wykonywanie następujących czynności związanych ze stwierdzeniem nielegalnego pobierania paliw gazowych:

1) wymianę, montaż lub demontaż uszkodzonego lub zniszczonego przez odbiorcę gazomierza lub innego urządzenia pomiarowego;
2) założenie nowych plomb na urządzeniu mierzącym moc lub innym urządzeniu pomiarowym w miejsce plomb zerwanych przez odbiorcę lub przez niego uszkodzonych;
3) sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowego i założenie nowych plomb na kurku głównym, w układzie pomiarowo-rozliczeniowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu w miejsce plomb zerwanych przez odbiorcę lub przez niego uszkodzonych;
4) poddanie urządzenia pomiarowego ponownej legalizacji z powodu zerwania przez odbiorcę plomb legalizacyjnych lub ich naruszenia;
5) odcięcie dopływu paliw gazowych, gdy odbiorca uniemożliwia dostęp do armatury odcinającej, pomimo pisemnego wezwania do zapewnienia dostępu do niej.

§ 45. Przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku dokonanych przekształceń organizacyjnych, polegających w szczególności na łączeniu, podziale lub wydzieleniu z tego przedsiębiorstwa innego przedsiębiorstwa, zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przedsiębiorstw, które uległy przekształceniom organizacyjnym, przez okres, na jaki taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, lecz nie dłużej niż przez okres 12 miesięcy od dnia dokonania tych przekształceń.

Rozdział 5
Przepisy przejściowe i końcowe

§ 46. 1. Przepisy niniejszego rozporządzenia dotyczące rozliczeń w jednostkach energii stosuje się od pierwszego dnia miesiąca przypadającego po upływie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia.

2. Do czasu wprowadzenia rozliczeń w jednostkach energii, o którym mowa w ust. 1:

1) przepisy § 2 pkt 1, 4, 6 i 7, § 5 ust. 1 pkt 10, § 7 ust. 4 i 5, § 9 ust. 3 pkt 1, 2, 4 i 5 oraz ust. 5, § 13 ust. 2, § 18, § 21, § 22 ust. 2, § 25 pkt 2 i 3, § 26 pkt 2, § 28, § 31 ust. 1, § 37 ust. 2 oraz § 43 ust. 1 i 2 stosuje się, zastępując ilości oraz jednostki energii odpowiednio ilością paliw gazowych lub jednostkami objętości, wyrażonymi w [m^3], przy czym gdy przepisy te używają oznaczenia:
   a) [kWh] [MWh], to zastępuje się je [m^3],
   b) [kWh/h] [MWh/h], to zastępuje się je [m^3/h],
   c) [MWh/dobę], to zastępuje się je [m^3/dobę],
   d) [zł/kWh/h] [zł/kWh/dobę], to zastępuje się je [zł/m^3/h] [zł/m^3/dobę],
   e) [zł/MWh/h] [zł/MWh/dobę], to zastępuje się je [zł/m^3/h] [zł/m^3/dobę],
   f) [zł/MWh], to zastępuje się je [zł/m^3],
   g) [gr/kWh], to zastępuje się je [gr/m^3],
   h) [gr/kWh/h], to zastępuje się je [gr/m^3/h];
2) użyte w § 19 ust. 4, w § 21 oraz w § 37 ust. 1 wyrazy „110 [kWh/h]" zastępuje się wyrazami „10 [m^3/h] gazu ziemnego wysokometanowego lub gazu propan-butan albo 25 [m^3/h] gazu ziemnego zaazotowanego";
3) przepisów § 38 ust. 1-5 oraz ust. 6 pkt 3 i 4 nie stosuje się.

§ 47. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, w tym świadczące usługę kompleksową, informuje swoich odbiorców, w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, w inny sposób przyjęty na danym terenie lub w drodze indywidualnych zawiadomień przekazanych na piśmie, telefonicznie bądź za pomocą innego środka telekomunikacji, o zasadach rozliczeń wynikających z niniejszego rozporządzenia oraz o terminie ich wejścia w życie.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane odbiorcom co najmniej dwukrotnie:

1) pierwszy raz – nie później niż w terminie 2 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia;
2) drugi raz – w terminie między pierwszym dniem 9 miesiąca i ostatnim dniem 11 miesiąca od dnia wejścia w życie rozporządzenia.

3. Koszty przekazania informacji, o których mowa w ust. 1, stanowią koszty uzasadnione działalności, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 2 ustawy.

§ 48. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne w terminie nie dłuższym niż 120 dni od dnia wejścia w życie rozporządzenia występuje do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o zmianę taryfy w zakresie jej dostosowania do zasad określonych w rozporządzeniu.

2. Do spraw wszczętych, a nie zakończonych do dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, stosuje się przepisy tego rozporządzenia.

§ 49. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 28, poz. 165).

§ 50. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 7 dni od dnia ogłoszenia.

• • •

Foto: Archiwum Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

USTAWA

z dnia 26 lipca 2013 r.

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[1), 2)]

Dz. U. z dnia 27 sierpnia 2013 r. poz. 984

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3:

a) pkt 6a otrzymuje brzmienie:

„6a) sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem; sprzedaż ta nie obejmuje derywatu elektroenergetycznego i derywatu gazowego;”,

b) po pkt 10b dodaje się pkt 10c w brzmieniu:

„10c) pojemności magazynowe gazociągów – pojemności umożliwiające magazynowanie gazu ziemnego pod ciśnieniem w sieciach przesyłowych lub w sieciach dystrybucyjnych z wyłączeniem instalacji służących wyłącznie do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego;”,

c) pkt 13b otrzymuje brzmienie:

„13b) odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym – odbiorcę końcowego dokonującego zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym;”,

d) po pkt 13b dodaje się pkt 13c i 13d w brzmieniu:

„13c) odbiorca wrażliwy energii elektrycznej – osobę, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2013 r. poz. 966), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej;

13d) odbiorca wrażliwy paliw gazowych – osobę, której przyznano ryczałt na zakup opału w rozumieniu art. 6 ust. 7 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych, która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży paliw gazowych zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania paliw gazowych;”,

e) pkt 20 otrzymuje brzmienie:

„20) odnawialne źródło energii – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych;”,

---

[1)] Przepisy niniejszej ustawy wdrażają:
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającą dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylającą dyrektywę 93/12/EWG (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 88),
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009 r., str. 16),
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE (Dz. U. UE L z 2009 r. Nr 211, poz. 55),
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L z 2009 r. Nr 211, str. 94).

[2)] Niniejszą ustawą dokonuje się zmiany ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej, ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej, ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym, ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych, ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych, ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi oraz ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

f) po pkt 20a dodaje się pkt 20b-20g w brzmieniu:
„20b) mikroinstalacja – odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW;
20c) mała instalacja – odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW;
20d) transfer statystyczny – przekazanie w danym roku określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii między Rzecząpospolitą Polską a innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej, Konfederacją Szwajcarską lub państwami członkowskimi Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronami umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
20e) odbiorca przemysłowy – odbiorcę końcowego, którego główną działalnością gospodarczą jest działalność w zakresie:
a) wydobywania węgla kamiennego lub rud metali nieżelaznych,
b) produkcji wyrobów z drewna oraz korka z wyłączeniem produkcji mebli,
c) produkcji papieru i wyrobów z papieru,
d) produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych,
e) produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych,
f) produkcji szkła i wyrobów ze szkła,
g) produkcji ceramicznych materiałów budowlanych,
h) produkcji metali,
i) produkcji elektrod węglowych i grafitowych, styków i pozostałych elektrycznych wyrobów węglowych i grafitowych,
j) produkcji żywności;
20f) końcowe zużycie energii brutto – nośniki energii dostarczone do celów energetycznych przemysłowi, sektorowi transportowemu, gospodarstwom domowym, sektorowi usługowemu, w tym świadczącemu usługi publiczne, rolnictwu, leśnictwu i rybołówstwu, łącznie ze zużyciem energii elektrycznej i ciepła przez przemysł energetyczny na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła oraz łącznie ze stratami energii elektrycznej i ciepła powstającymi podczas ich przesyłania lub dystrybucji;
20g) biopłyny – biopaliwa ciekłe lub inne paliwa odnawialne w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.[3)]), wytworzone wyłącznie z biomasy, wykorzystywane w celach energetycznych innych niż w transporcie, w tym do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w instalacjach spełniających wymagania w zakresie emisji gazów do atmosfery, określone w ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070, z późn. zm.[4)]);”,
g) pkt 23 otrzymuje brzmienie:
„23) system gazowy albo elektroenergetyczny – sieci gazowe, instalacje magazynowe lub instalacje skroplonego gazu ziemnego albo sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami;”,
h) w pkt 44 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 45-49 w brzmieniu:
„45) wytwarzanie – produkcję paliw lub energii w procesie energetycznym;
46) przedsiębiorstwo powiązane – jednostkę powiązaną z jednostką w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2013 r. poz. 330 i 613);
47) derywat elektroenergetyczny – instrument finansowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 lit. d-f ustawy z dnia 29 lipca 2005 r.

[3)] Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, z 2010 r. Nr 21, poz. 104, Nr 229, poz. 1496 i Nr 238, poz. 1578 oraz z 2011 r. Nr 153, poz. 902, Nr 205, poz. 1208 i Nr 234, poz. 1392.
[4)] Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2009 r. Nr 215, poz. 1664, z 2010 r. Nr 249, poz. 1657, z 2011 r. Nr 122, poz. 695, z 2012 r. poz. 460 i 951 oraz z 2013 r. poz. 139.

o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2010 r. Nr 211, poz. 1384, z późn. zm.[5)]), który odnosi się do energii elektrycznej;

48) derywat gazowy – instrument finansowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 lit. d-f ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, który odnosi się do paliw gazowych;

49) system gazowy wzajemnie połączony – wzajemnie połączone sieci gazowe, instalacje magazynowe lub instalacje skroplonego gazu ziemnego oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami.";

2) po art. 4e dodaje się art. 4e[1] w brzmieniu:

„Art. 4e[1]. Usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego.";

3) w art. 4i:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na uzasadniony wniosek przedsiębiorstwa energetycznego może, w drodze decyzji, zwolnić, na czas określony, przedsiębiorstwo to z obowiązków świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 i art. 4e ust. 1, przedkładania taryf do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ust. 1, spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a i wydać zgodę na powierzenie przez to przedsiębiorstwo pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 3 pkt 2, gdy świadczenie tych usług będzie się odbywać z wykorzystaniem gazociągu międzysystemowego, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, których budowa nie została ukończona do dnia 4 sierpnia 2003 r. lub została rozpoczęta po tym dniu, zwanych dalej „nową infrastrukturą".",

b) w ust. 2 pkt 5 otrzymuje brzmienie:

„5) zwolnienie, o którym mowa w ust. 1, nie spowoduje pogorszenia warunków konkurencji i efektywności funkcjonowania rynku paliw gazowych w Unii Europejskiej lub systemu gazowego, w którym nowa infrastruktura została lub zostanie zbudowana.",

c) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu:

„3a. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego ubiegającego się o zwolnienie, o którym mowa w ust. 1, lub z urzędu, zasady udostępnienia zdolności przesyłowej nowej infrastruktury lub infrastruktury, o której mowa w ust. 3, uwzględniające sposób:

1) zarządzania i alokacji zdolności przesyłowej tej infrastruktury, w tym podawania do publicznej wiadomości informacji o dostępnej zdolności przesyłowej dla zainteresowanych podmiotów;

2) sprzedaży niewykorzystanej zdolności przesyłowej tej infrastruktury;

3) umożliwienia obrotu zarezerwowanymi zdolnościami przesyłowymi.

3b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wydając decyzję, o której mowa w ust. 1, bierze pod uwagę wyniki udostępnienia zdolności przesyłowej nowej infrastruktury lub infrastruktury, o której mowa w ust. 3, przeprowadzonego zgodnie z zasadami, o których mowa w ust. 3a.",

d) ust. 4 i 5 otrzymują brzmienie:

„4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, rozpatrując wniosek, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę niedyskryminacyjny dostęp do nowej infrastruktury lub infrastruktury, o której mowa w ust. 3, okres, na jaki zawarto umowy o wykorzystanie tej infrastruktury, zwiększenie zdolności przesyłowej, okres planowanej eksploatacji infrastruktury oraz uwarunkowania krajowe w tym zakresie.

5. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy nowej infrastruktury lub infrastruktury, o której mowa w ust. 3, która znajduje się na terytorium więcej niż jednego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zajmuje stanowisko do tego wniosku, po uzgodnieniu z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej, biorąc pod uwagę opinię

[5)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2011 r. Nr 106, poz. 622, Nr 131, poz. 763 i Nr 234, poz. 1391, z 2012 r. poz. 836 i 1385 oraz z 2013 r. poz. 433.

przedłożoną przez Agencję do spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki, zwaną dalej „Agencją”.”,

e) po ust. 5 dodaje się ust. 5a i 5b w brzmieniu:

„5a. W przypadku nie uzgodnienia stanowiska, o którym mowa w ust. 5, w terminie 6 miesięcy od dnia otrzymania wniosku przez właściwe organy zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej lub w przypadku uzgodnienia z tymi organami przekazania wniosku do Agencji w celu jego rozpatrzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje ten wniosek Agencji.

5b. Termin, o którym mowa w ust. 5a, może ulec przedłużeniu o 3 miesiące na wspólny wniosek właściwych organów zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej, za zgodą Agencji.”,

f) ust. 6-9 otrzymują brzmienie:

„6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje Komisji Europejskiej wniosek, o którym mowa w ust. 1, niezwłocznie po jego otrzymaniu. Po rozpatrzeniu tego wniosku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powiadamia Komisję Europejską o zajętym stanowisku; do powiadomienia dołącza informacje dotyczące:

1) powodów zwolnienia z obowiązków wymienionych w ust. 1 wraz z uzasadnieniem, łącznie z danymi finansowymi uzasadniającymi to zwolnienie albo powodów odmowy udzielenia zwolnienia;
2) analizy wpływu zwolnienia z obowiązków wymienionych w ust. 1 na konkurencyjność i sprawne funkcjonowanie rynku paliw gazowych;
3) okresu, na jaki udzielono zwolnienia z obowiązków wymienionych w ust. 1;
4) wielkości udziału zdolności infrastruktury objętej zwolnieniem z obowiązków wymienionych w ust. 1, w odniesieniu do całkowitej zdolności tej infrastruktury;
5) przebiegu i wyników uzgodnień z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej;
6) wpływu nowej infrastruktury lub zmian w infrastrukturze, o której mowa w ust. 3, na dywersyfikację dostaw gazu.

7. W przypadku zgłoszenia przez Komisję Europejską poprawek do stanowiska, o którym mowa w ust. 6, lub wniosku o jego zmianę, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zajmuje stanowisko do poprawek lub wniosku Komisji Europejskiej, w terminie 28 dni od dnia otrzymania poprawek lub wniosku i uzgadnia stanowisko z Komisją Europejską.

8. Uzgodnione z Komisją Europejską stanowisko do wniosku przedsiębiorstwa energetycznego lub decyzja Agencji w przedmiocie rozpatrzenia wniosku, o którym mowa w ust. 5a, stanowią podstawę do wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji, o której mowa w ust. 1.

9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje decyzję, o której mowa w ust. 1, odrębnie dla każdej nowej infrastruktury lub infrastruktury, o której mowa w ust. 3; w decyzji określa się wielkość udziału zdolności przesyłowej infrastruktury objętej zwolnieniem z obowiązków wymienionych w ust. 1 w odniesieniu do całkowitej zdolności przesyłowej tej infrastruktury, zakres zwolnienia, warunki, których spełnienie jest niezbędne do uzyskania zwolnienia oraz okres, na jaki udzielono zwolnienia.”;

4) w art. 4j:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas nieoznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Odbiorca, który wypowiada umowę, jest obowiązany pokryć należności za pobrane paliwo gazowe lub energię oraz świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii.”,

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie.”,

c) dodaje się ust. 6 i 7 w brzmieniu:

„6. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić odbiorcy paliw gazowych lub energii

elektrycznej zmianę sprzedawcy, nie później niż w terminie 21 dni od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą.

7. Dotychczasowy sprzedawca jest obowiązany dokonać rozliczeń z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, nie później niż w okresie 42 dni od dnia dokonania tej zmiany. Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani przekazać dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy dane dotyczące ilości zużytych przez odbiorcę paliw gazowych lub energii elektrycznej, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z odbiorcą.";

5) w art. 5:

a) po ust. 4a dodaje się ust. 4b w brzmieniu:

„4b. Umowa sprzedaży oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, powinny określać strony umowy i zawierać także informacje o:

1) prawach tego odbiorcy, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów;
2) możliwości uzyskania pomocy w przypadku wystąpienia awarii urządzeń, instalacji lub sieci gazowej, lub elektroenergetycznej;
3) miejscu i sposobie zapoznania się, z mającymi zastosowanie, obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu gazowego albo elektroenergetycznego.",

b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Sprzedawca paliw gazowych lub energii powinien powiadomić odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki.",

c) po ust. 6c dodaje się ust. 6d-6f w brzmieniu:

„6d. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej informuje odbiorcę tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym o jego prawach, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów.

6e. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarcza odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym kopię zbioru praw konsumenta energii oraz zapewnia jego publiczny dostęp. Przez zbiór praw konsumenta energii rozumie się dokument sporządzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki we współpracy z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej w konsultacji z krajowymi organami regulacyjnymi, organizacjami konsumentów, partnerami społecznymi, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz innymi zainteresowanymi stronami, zawierający praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych.

6f. Kopię zbioru praw konsumenta energii, o którym mowa w ust. 6e, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.",

d) dodaje się ust. 8-13 w brzmieniu:

„8. Sprzedawca energii elektrycznej jest obowiązany przechowywać dane o umowach zawartych z operatorem systemu przesyłowego oraz dane o derywatach elektroenergetycznych i umowach sprzedaży energii elektrycznej zawartych z przedsiębiorstwami energetycznymi wykonującymi działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, przez okres co najmniej 5 lat, od dnia zawarcia tych umów.

9. Sprzedawca paliw gazowych jest obowiązany przechowywać dane o umowach zawartych z operatorem systemu przesyłowego, operatorem systemu dystrybucyjnego, operatorem systemu magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego oraz dane o derywatach gazowych i umowach sprzedaży paliw gazowych zawartych z przedsiębiorstwami energetycznymi wykonującymi działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, przez okres co najmniej 5 lat, od dnia zawarcia tych umów.

10. Dane, o których mowa w ust. 8 i 9, zawierają w szczególności informacje dotyczące:

1) podmiotu, z którym zawarto umowę;
2) okresu, na jaki umowa została zawarta;
3) ilości sprzedanych paliw gazowych lub energii elektrycznej;
4) zasad rozliczeń;
5) terminu realizacji umowy;

6) nierozliczonych umów, derywatów elektroenergetycznych i derywatów gazowych.

11. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej przekazuje niezwłocznie dane, o których mowa w ust. 8 i 9, Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, na ich wniosek, w związku z zadaniami wykonywanymi przez te organy.

12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek zainteresowanego podmiotu, może udostępnić informacje, o których mowa w ust. 8 i 9, z wyjątkiem danych stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ust. 4 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1503, z późn. zm.[6)]).

13. Przepisu ust. 12 nie stosuje się do informacji o instrumentach finansowych, o których mowa w art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.";

6) po art. 5b dodaje się art. 5c-5g w brzmieniu:

„Art. 5c. 1. Odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej przysługuje zryczałtowany dodatek energetyczny.

2. Dodatek energetyczny wynosi rocznie nie więcej niż 30% iloczynu limitu zużycia energii elektrycznej oraz średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, ogłaszanej na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d.

3. Wysokość limitu, o którym mowa w ust. 2, wynosi:

1) 900 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego prowadzonego przez osobę samotną;
2) 1250 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego składającego się z 2 do 4 osób;
3) 1500 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego składającego się z co najmniej 5 osób.

4. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza, w terminie do dnia 30 kwietnia każdego roku, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski", wysokość dodatku energetycznego na kolejne 12 miesięcy, biorąc pod uwagę środki przewidziane na ten cel w ustawie budżetowej.

Art. 5d. Dodatek energetyczny przyznaje wójt, burmistrz lub prezydent miasta, w drodze decyzji, na wniosek odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej. Do wniosku dołącza się kopię umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Art. 5e. 1. Dodatek energetyczny wypłaca się odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej do dnia 10 każdego miesiąca z góry, z wyjątkiem miesiąca stycznia, w którym dodatek energetyczny wypłaca się do dnia 30 stycznia danego roku.

2. Dodatek energetyczny wynosi miesięcznie 1/12 kwoty rocznej dodatku energetycznego ogłaszanej przez ministra właściwego do spraw gospodarki, na podstawie art. 5c ust. 4.

Art. 5f. 1. Wypłata dodatku energetycznego jest zadaniem z zakresu administracji rządowej. Dodatek energetyczny wypłacają gminy.

2. Gminy otrzymują dotacje celowe z budżetu państwa na finansowanie wypłat dodatku energetycznego, w granicach kwot określonych na ten cel w ustawie budżetowej.

3. Przy ustalaniu wysokości dotacji celowej na realizację wypłat dodatku energetycznego, uwzględnia się koszty wypłacania odbiorcom wrażliwym energii elektrycznej dodatku energetycznego, w wysokości 2% łącznej kwoty dotacji wypłaconych w gminie.

Art. 5g. 1. Wojewodowie przekazują dotacje gminom w granicach kwot określonych na ten cel w budżecie państwa.

2. Gmina składa wojewodzie wniosek o przyznanie dotacji co kwartał, w terminie do 15 dnia miesiąca poprzedzającego dany kwartał.

3. Wojewoda przedstawia ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych wniosek o zwiększenie budżetu, w terminie do 25 dnia miesiąca poprzedzającego dany kwartał; wniosek na pierwszy kwartał wojewoda przedstawia w terminie do dnia 10 stycznia danego roku.

4. Dotacje na dany kwartał są przekazywane gminom przez wojewodę, na podstawie wniosku, o którym mowa w ust. 2, w miesięcznych ratach.

[6)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2004 r. Nr 96, poz. 959, Nr 162, poz. 1693 i Nr 172, poz. 1804, z 2005 r. Nr 10, poz. 68, z 2007 r. Nr 171, poz. 1206 oraz z 2009 r. Nr 201, poz. 1540.

Nadpłata dotacji za kwartał może być zaliczana na poczet dotacji należnej w kwartale następnym, z wyjątkiem nadpłaty za dany rok, która podlega przekazaniu na rachunek właściwego urzędu wojewódzkiego, w terminie do dnia 20 stycznia następnego roku.

5. Jeżeli w wyniku połączenia lub podziału gmin nastąpiły zmiany w podstawie obliczania kwoty dotacji, wojewoda uwzględnia te zmiany od pierwszego dnia następnego miesiąca po ich wejściu w życie.

6. Gmina przedstawia wojewodzie, w terminie do 15 dnia miesiąca następującego po kwartale, rozliczenie dotacji sporządzone narastająco za okres od dnia 1 stycznia do dnia kończącego dany kwartał, z tym że zapotrzebowanie na dotację ustala się jako sumę tego zapotrzebowania obliczonego odrębnie dla każdego kwartału.

7. Wojewodowie przedstawiają ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych zbiorcze rozliczenie dotacji do końca miesiąca następującego po każdym kwartale.";

7) art. 6 otrzymuje brzmienie:

„Art. 6. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii przeprowadza kontrolę legalności pobierania paliw lub energii, kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń, zwaną dalej „kontrolą".

2. Kontrolę przeprowadzają osoby upoważnione przez przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, zwane dalej „kontrolującymi". Kontrolujący doręcza kontrolowanemu lub osobie przez niego upoważnionej upoważnienie do przeprowadzenia kontroli oraz okazuje legitymację służbową.

3. W razie nieobecności kontrolowanego lub osoby przez niego upoważnionej, upoważnienie do przeprowadzenia kontroli oraz legitymacja służbowa mogą być okazane innemu pracownikowi kontrolowanego, który może być uznany za osobę, o której mowa w art. 97 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93, z późn. zm.[7)]) lub przywołanemu świadkowi. W takim przypadku upoważnienie doręcza się niezwłocznie kontrolowanemu, nie później jednak niż trzeciego dnia od dnia wszczęcia kontroli.

4. Kontrolujący mają prawo:

1) wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie jest przeprowadzana kontrola, o ile przepisy innych ustaw nie stanowią inaczej;
2) przeprowadzać, w ramach kontroli, niezbędne przeglądy urządzeń będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, wykonywać prace związane z ich eksploatacją lub naprawą oraz przeprowadzać ich badania i pomiary;
3) zbierać i zabezpieczać dowody dotyczące nielegalnego pobierania paliw lub energii, a także naruszania przez odbiorcę warunków używania układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz warunków umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym.

5. Przebieg przeprowadzonej kontroli kontrolujący przedstawia w protokole kontroli.

6. Protokół kontroli zawiera w szczególności:

1) wskazanie nazwy albo imienia i nazwiska oraz adresu kontrolowanego;
2) datę rozpoczęcia i zakończenia kontroli;
3) imię, nazwisko i stanowisko służbowe kontrolującego;
4) określenie przedmiotu i zakresu kontroli;
5) opis stanu faktycznego ustalonego w trakcie kontroli;
6) opis załączników;

[7)] Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1971 r. Nr 27, poz. 252, z 1976 r. Nr 19, poz. 122, z 1982 r. Nr 11, poz. 81, Nr 19, poz. 147 i Nr 30, poz. 210, z 1984 r. Nr 45, poz. 242, z 1985 r. Nr 22, poz. 99, z 1989 r. Nr 3, poz. 11, z 1990 r. Nr 34, poz. 198, Nr 55, poz. 321 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 107, poz. 464 i Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 17, poz. 78, z 1994 r. Nr 27, poz. 96, Nr 85, poz. 388 i Nr 105, poz. 509, z 1995 r. Nr 83, poz. 417, z 1996 r. Nr 114, poz. 542, Nr 139, poz. 646 i Nr 149, poz. 703, z 1997 r. Nr 43, poz. 272, Nr 115, poz. 741, Nr 117, poz. 751 i Nr 157, poz. 1040, z 1998 r. Nr 106, poz. 668 i Nr 117, poz. 758, z 1999 r. Nr 52, poz. 532, z 2000 r. Nr 22, poz. 271, Nr 74, poz. 855 i 857, Nr 88, poz. 983 i Nr 114, poz. 1191, z 2001 r. Nr 11, poz. 91, Nr 71, poz. 733, Nr 130, poz. 1450 i Nr 145, poz. 1638, z 2002 r. Nr 113, poz. 984 i Nr 141, poz. 1176, z 2003 r. Nr 49, poz. 408, Nr 60, poz. 535, Nr 64, poz. 592 i Nr 124, poz. 1151, z 2004 r. Nr 91, poz. 870, Nr 96, poz. 959, Nr 162, poz. 1692, Nr 172, poz. 1804 i Nr 281, poz. 2783, z 2005 r. Nr 48, poz. 462, Nr 157, poz. 1316 i Nr 172, poz. 1438, z 2006 r. Nr 133, poz. 935 i Nr 164, poz. 1166, z 2007 r. Nr 80, poz. 538, Nr 82, poz. 557 i Nr 181, poz. 1287, z 2008 r. Nr 116, poz. 731, Nr 163, poz. 1012, Nr 220, poz. 1425 i 1431 i Nr 228, poz. 1506, z 2009 r. Nr 42, poz. 341, Nr 79, poz. 662 i Nr 131, poz. 1075, z 2010 r. Nr 40, poz. 222 i Nr 155, poz. 1037 oraz z 2011 r. Nr 80, poz. 432, Nr 85, poz. 458 i Nr 230, poz. 1370.

7) informację o pouczeniu kontrolowanego o prawie zgłaszania zastrzeżeń do protokołu oraz o prawie odmowy podpisania protokołu.

7. Materiał dowodowy zgromadzony w toku kontroli stanowi załącznik do protokołu kontroli.

8. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy sposób przeprowadzania kontroli, wzory protokołów kontroli i upoważnień do kontroli oraz wzór legitymacji, mając na uwadze sprawne przeprowadzanie kontroli.

9. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 8, powinno określać w szczególności:

1) przedmiot kontroli;
2) szczegółowe uprawnienia kontrolujących;
3) tryb przeprowadzania kontroli.";

8) po art. 6a dodaje się art. 6b-6f w brzmieniu:

„Art. 6b. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii może wstrzymać, z zastrzeżeniem art. 6c, dostarczanie paliw gazowych lub energii, jeżeli:

1) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie paliw lub energii;
2) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na żądanie sprzedawcy paliw gazowych lub energii wstrzymuje, z zastrzeżeniem art. 6c, dostarczanie paliw gazowych lub energii, jeżeli odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobrane paliwo gazowe lub energię, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobrane paliwo gazowe lub energię, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wstrzymuje dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane niezwłocznie wznowić dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła wstrzymanego z powodów, o których mowa w ust. 1, 2 i 4, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie ich dostarczania.

6. Przepisów ust. 1 pkt 2 i ust. 2 nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

Art. 6c. 1. W przypadku, gdy odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 6b ust. 3, reklamację dotyczącą dostarczania paliw gazowych lub energii, nie później niż w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w art. 6b ust. 3, dostarczania paliw gazowych lub energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane rozpatrzyć reklamację, w terminie 14 dni od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.

3. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do stałego polubownego sądu konsumenckiego, o którym mowa w art. 37 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej (Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1219, z późn. zm.[8)]), zwanego dalej „sądem polubownym", z wnioskiem o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, dostarczania paliw gazowych lub energii nie wstrzymuje się do czasu wydania wyroku przez ten sąd.

[8)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2010 r. Nr 182, poz. 1228, z 2011 r. Nr 63, poz. 322, Nr 106, poz. 622 i Nr 153, poz. 903, z 2012 r. poz. 1203 i 1448 oraz z 2013 r. poz. 700.

Art. 6d. 1. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie paliw gazowych lub energii odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania paliw gazowych lub energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie paliw gazowych lub energii w terminie 3 dni od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie paliw gazowych lub energii do czasu jej rozpatrzenia.

2. W przypadku gdy reklamacja, o której mowa w ust. 1, nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w ust. 1, wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane kontynuować dostarczanie paliw gazowych lub energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

3. Przepisów ust. 1 i 2 nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania paliw gazowych lub energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w art. 6b ust. 4, albo wydania przez sąd polubowny wyroku na niekorzyść odbiorcy.

Art. 6e. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w art. 6c ust. 1, z wnioskiem o rozpatrzenia sporu przez sąd polubowny albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 6b ust. 1, może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

Art. 6f. 1. W przypadku gdy odbiorca wrażliwy paliw gazowych lub energii elektrycznej złoży wniosek w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, przedsiębiorstwo to jest obowiązane zainstalować taki układ, w terminie 21 dni od dnia otrzymania wniosku.

2. Koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1.";

9) w art. 7:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej postanowienia określające: termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, harmonogram przyłączenia, warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.",

b) w ust. 8 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem:

a) odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów,

b) mikroinstalacji, za której przyłączenie do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej nie pobiera się opłaty.",

c) ust. 8d otrzymuje brzmienie:

„8d. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot, o którym mowa w ust. 8a, dołącza w szczególności, w przypadku przyłączania do sieci źródeł innych niż mikroinstalacje:

1) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym albo

2) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. Nr 135, poz. 789 oraz z 2012 r. poz. 951), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
3) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2013 r. poz. 934), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim;
4) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim.",

d) po ust. 8d dodaje się ust. $8d^1$-$8d^9$ w brzmieniu:

„$8d^1$. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją.

$8d^2$. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii przedsiębiorstwo energetyczne określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

$8d^3$. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, przedsiębiorstwo to wydaje warunki przyłączenia;
2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, przedsiębiorstwo to odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w ust. 8g, ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

$8d^4$. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

$8d^5$. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. $8d^4$, zawiera w szczególności:

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji;
2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a.

$8d^6$. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. $8d^4$, podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany dołączyć oświadczenie następującej treści: „Świadomy odpo-

wiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.". Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

8d[7]. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej potwierdza złożenie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d[4], odnotowując datę jego złożenia.

8d[8]. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane określić w warunkach przyłączenia przewidywany harmonogram przyłączania odnawialnego źródła energii, uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

8d[9]. Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Szczegółowe warunki przyłączenia, wymagania techniczne oraz warunki współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym określają przepisy wydane na podstawie art. 9 ust. 3.",

e) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci; przepisów ust. 8 pkt 1 i 2 oraz pkt 3 lit. a nie stosuje się.";

10) w art. 9 w ust. 4 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną oraz procedurę zmiany sprzedawcy;";

11) w art. 9a:

a) w ust. 1:

– wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 1a, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, są obowiązani:",

– pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub",

b) ust. 1a otrzymuje brzmienie:

„1a. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 i 8, wykonują:

1) odbiorca przemysłowy, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji, a także złożył oświadczenie, o którym mowa w ust. 1a[1];
2) przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym nie będących odbiorcami przemysłowymi, o których mowa w pkt 1;
3) odbiorca końcowy, inny niż odbiorca przemysłowy, o którym mowa w pkt 1, będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, z późn. zm.[9)]) lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez ten podmiot;
4) towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych, innych niż odbiorcy przemysłowi, o których mowa

[9)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2010 r. Nr 81, poz. 530 i Nr 182, poz. 1228 oraz z 2011 r. Nr 94, poz. 551, Nr 106, poz. 622 i Nr 205, poz. 1208.

w pkt 1, na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.",

c) po ust. 1a dodaje się ust. $1a^1$–$1a^6$ w brzmieniu:

„$1a^1$. Odbiorca przemysłowy, o którym mowa w ust. 1a pkt 1, jest obowiązany złożyć Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki oświadczenie potwierdzające zużycie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 1, w terminie do dnia 30 listopada roku poprzedzającego rok realizacji obowiązku.

$1a^2$. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki sporządza wykaz odbiorców przemysłowych którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w ust. $1a^1$, i ogłasza go w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 31 grudnia roku poprzedzającego rok realizacji obowiązku.

$1a^3$. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 i 8, odbiorcy przemysłowi, o których mowa w ust. la pkt 1, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużyli:

1) nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których koszt energii elektrycznej wyniósł ponad 12% wartości ich produkcji – wykonują w odniesieniu do 20% ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku;
2) nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których koszt energii elektrycznej wyniósł ponad 7% i nie więcej niż 12% wartości ich produkcji – wykonują w odniesieniu do 60% ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku;
3) nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których koszt energii elektrycznej wyniósł nie mniej 3% i nie więcej niż 7%, wartości ich produkcji – wykonują w odniesieniu do 80% ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku.

$1a^4$. Przez wartość produkcji, o której mowa w ust. $1a^3$, rozumie się przychód ze sprzedaży własnych wyrobów, robót i usług (bez podatku od towarów i usług), pomniejszony o podatek akcyzowy i powiększony o kwoty dotacji do produktu.

$1a^5$. Odbiorca przemysłowy, o którym mowa w ust. 1a pkt 1, jest obowiązany do dnia 31 maja roku następującego po roku realizacji obowiązku przekazać Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki:

1) informację o wysokości wykonanego obowiązku, o którym mowa w ust. $1a^3$, oraz ilości zakupionej energii elektrycznej na własny użytek w roku realizacji obowiązku, a także o wysokości kosztu energii elektrycznej oraz wartości swojej produkcji w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku;
2) oświadczenie następującej treści:
„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że:
1) dane zawarte w informacji, o której mowa w art. 9a ust. $1a^5$ ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne są zgodne z prawdą;
2) znane mi są i spełniam warunki uprawnienia określonego w ust. $1a^3$ ustawy, o której mowa w pkt 1.".

Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

$1a^6$. Podmiot, który nie przekazał Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji oraz oświadczenia, o których mowa w ust. $1a^5$, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w ust. $1a^3$, nie spełniając określonych w tym przepisie warunków, nie może skorzystać z uprawnienia, o którym mowa w ust. $1a^3$, przez okres 5 lat liczonych od zakończenia roku, którego dotyczył obowiązek.",

d) w ust. 8 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
„Odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 1a, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, są obowiązani:";

12) w art. 9c:

a) w ust. 1:
– pkt 5 otrzymuje brzmienie:

„5) współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju, w tym współpracę w ramach ENTSO gazu, o którym mowa w art. 4 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005;",

– w pkt 11 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 12 w brzmieniu:

„12) realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005.",

b) po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu:

„2b. Za usługi świadczone przez operatora systemu przesyłowego gazowego oraz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadku, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, właściciel sieci przesyłowej nie pobiera opłat.",

c) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu:

„4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1-3, oraz właściciel sieci przesyłowej są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.

4b. W przypadku zakupu lub sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa powiązane, operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1-3, nie mogą wykorzystywać w niewłaściwy sposób informacji handlowych podlegających ochronie, uzyskanych od osób trzecich w trakcie wykonywanej działalności.",

d) po ust. 5 dodaje się ust. 5a i 5b w brzmieniu:

„5a. Operatorzy systemów dystrybucyjnych instalujący u odbiorców końcowych przyłączonych do ich sieci liczniki zdalnego odczytu są obowiązani chronić dane pomiarowe dotyczące tych odbiorców, na zasadach określonych w ustawie z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2002 r. Nr 101, poz. 926, z późn. zm.[10)]).

5b. Przez liczniki zdalnego odczytu rozumie się zespół urządzeń służących do pozyskiwania danych pomiarowych, umożliwiający dwustronną komunikację z systemem teleinformatycznym.",

e) po ust. 10 dodaje się ust. 10a w brzmieniu:

„10a. Operatorzy systemów przesyłowych współpracują z operatorami systemów przesyłowych innych państw członkowskich Unii Europejskiej w celu stworzenia co najmniej jednego zintegrowanego systemu na poziomie regionalnym dla alokacji zdolności przesyłowych i kontrolowania bezpieczeństwa systemu.";

13) w art. 9d:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z:

1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo

2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.",

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1^1 i 1^2 w brzmieniu:

[10)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2002 r. Nr 153, poz. 1271, z 2004 r. Nr 25, poz. 219 i Nr 33, poz. 285, z 2006 r. Nr 104, poz. 708 i 711, z 2007 r. Nr 165, poz. 1170 i Nr 176, poz. 1238, z 2010 r. Nr 41, poz. 233, Nr 182, poz. 1228 i Nr 229, poz. 1497 oraz z 2011 r. Nr 230, poz. 1371.

„1^1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego, mając na względzie racjonalne wykorzystanie posiadanych środków trwałych, jeżeli warunki techniczne i wymagania bezpieczeństwa na to pozwalają, mogą je udostępniać innym podmiotom, na zasadach równego traktowania, na cele inne niż określone w ust. 1 pkt 1 albo 2, niezwiązane z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

1^2. Udostępnianie, o którym mowa w ust. 11, nie może powodować obniżenia zdolności do wykonywania działalności wymienionych w ust. 1.”,

c) ust. 1a i 1b otrzymują brzmienie:

„1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może:

1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony;
2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną;
3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności:

1) wykonywanie prawa głosu;
2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego;
3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji.”,

d) po ust. 1b dodaje się ust. 1c-1i w brzmieniu:

„1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.[11)]).

1d. Operator systemu dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej.

1e. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie;
2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania;
3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania

[11)] Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2007 r. Nr 99, poz. 660 i Nr 171, poz. 1206, z 2008 r. Nr 157, poz. 976, Nr 223, poz. 1458 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 18, poz. 97 i Nr 157, poz. 1241 oraz z 2011 r. Nr 34, poz. 173.

działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej;

4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

1f. Operator systemu magazynowania, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.

1g. W celu zapewnienia niezależności operatorowi systemu magazynowania należy spełnić łącznie następujące kryteria:

1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania nie mogą uczestniczyć w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi, ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie;
2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania;
3) operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych;
4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu magazynowania poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy lub modernizacji instalacji magazynowej, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działań operatora systemu magazynowania, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

1h. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

1i. Operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu magazynowania, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo są obowiązani zamieścić w statucie lub w umowie spółki postanowienia umożliwiające członkom zarządu podejmowanie niezależnych działań.”,

e) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego mogą świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym gazowym lub w systemie dystrybucyjnym gazowym, a także usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi, niż sieci gazowe.”,

f) ust. 4 i 4a otrzymują brzmienie:

„4. Operatorzy, o których mowa w ust. 1d i 1f, opracowują i są odpowiedzialni za realizację programów, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów.

4a. Operatorzy, o których mowa w ust. 1d i 1f, przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki programy, o których mowa w ust. 4, z własnej inicjatywy lub na jego żądanie.”,

g) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Operatorzy, o których mowa w ust. 1d i 1f, wyznaczają inspektora do spraw zgodności, którego zadaniem jest monitorowanie realizacji programów, o których mowa w ust. 4. Inspektor ten powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do informacji będących w posiadaniu odpowiednio operatora, o którym mowa w ust. 1d albo 1f, oraz jednostek z nim powiązanych, które są niezbędne do wypełnienia jego zadań.”,

h) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:

„5a. Inspektor, o którym mowa w ust. 5, przedstawia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, do dnia 31 marca każdego roku, sprawozdanie zawierające opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów, o których mowa w ust. 4.”,

i) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Przepisów ust. 1d, 1e oraz ust. 1h-6 nie stosuje się do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego:

1) mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa;
2) system dystrybucyjny elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nie przekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych;
3) mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m^3;
4) mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.”;

14) uchyla się art. 9f;

15) w art. 9g:

a) po ust. 8 dodaje się ust. 8a i 8b w brzmieniu:

„8a. Przepisu ust. 8 nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez operatora, o którym mowa w art. 9d ust. 7.

8b. Operator, o którym mowa w art. 9d ust. 7, w terminie 90 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w siedzibie do publicznego wglądu, opracowaną instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.”,

b) ust. 12 otrzymuje brzmienie:

„12. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w instrukcji, o której mowa w ust. 1. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.”;

16) w art. 9h:

a) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego na podstawie ust. 3 pkt 2 jest możliwe wyłącznie, jeżeli system przesyłowy, którego dotyczy powierzenie należał w dniu 3 września 2009 r. do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, albo jeżeli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał zgodę na powierzenie przez właściciela sieci przesyłowej pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego na podstawie art. 4i ust. 1.”,

b) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego może dotyczyć wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji:

1) energii elektrycznej, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, jest nie większa niż sto tysięcy, albo
2) gazu ziemnego, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci gazowej jest nie większa niż sto tysięcy i sprzedaż paliw gazowych nie przekracza 150 mln m^3 w ciągu roku.”,

c) w ust. 5 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) zasady realizacji obowiązków, o których mowa w art. 9c, w szczególności obowiązków powierzonych do wykonywania bezpośrednio operatorowi systemu dystrybucyjnego, lub operatorowi systemu

magazynowania paliw gazowych, lub operatorowi systemu skraplania gazu ziemnego, lub operatorowi systemu połączonego.",

d) ust. 6-8 otrzymują brzmienie:

„6. Właściciel, o którym mowa w ust. 1, występuje z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie:

1) operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, w terminie 30 dni od dnia uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne certyfikatu niezależności, o którym mowa w art. $9h^1$ ust. 1, albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w art. $9h^1$ ust. 6;
2) operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 30 dni od dnia:
   a) doręczenia decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji, albo
   b) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora z przedsiębiorstwem, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, w odniesieniu do sieci lub instalacji będących jego własnością.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatora zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę odpowiednio jego:

1) efektywność ekonomiczną;
2) skuteczność zarządzania systemami gazowymi lub systemami elektroenergetycznymi;
3) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej;
4) spełnianie przez operatora warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2;
5) okres obowiązywania koncesji;
6) zdolność do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 36, z późn. zm.).

8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia wyznaczenia operatorem systemu przesyłowego, operatorem systemu połączonego, operatorem systemu dystrybucyjnego, operatorem systemu magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego przedsiębiorstwo energetyczne określone we wniosku, o którym mowa w ust. 1, jeżeli odpowiednio:

1) przedsiębiorstwo to nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi lub technicznymi;
2) przedsiębiorstwo to nie gwarantuje skutecznego zarządzania systemem;
3) przedsiębiorstwo to nie spełnia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, z zastrzeżeniem art. 9d ust. 7;
4) nie został spełniony warunek, o którym mowa w art. 9k;
5) przedsiębiorstwo to nie wykazało zdolności do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzeń, o których mowa w ust. 7 pkt 6;
6) umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 2, nie zapewnia operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu połączonego możliwości wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9c i w art. 16 ust. 2;
7) właściciel sieci przesyłowej nie wykazał zdolności do realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12.",

e) ust. 11 otrzymuje brzmienie:

„11. Właściciel sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego jest obowiązany udostępniać operatorowi, wyznaczonemu zgodnie z ust. 1 lub 9, informacje oraz dokumenty niezbędne do realizacji zadań operatora oraz współdziałać z tym operatorem.",

f) dodaje się ust. 12 i 13 w brzmieniu:

„12. Właściciel sieci przesyłowej gazowej w przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, jest obowiązany do:

1) uzgodnienia z operatorem zasad finansowania inwestycji związanych z systemem, którego jest właścicielem, określonych w planie, o którym mowa w art. 16 ust. 2;

2) finansowania inwestycji, o których mowa w pkt 1, lub wyrażenia zgody na ich finansowanie przez operatora lub inny podmiot, po uzgodnieniu, o którym mowa w art. 16 ust. 13;
3) przyjęcia na siebie odpowiedzialności związanej z majątkiem zarządzanym przez operatora, z wyłączeniem odpowiedzialności wynikającej z realizacji zadań przez operatora;
4) udzielenia gwarancji niezbędnych do uzyskania finansowania inwestycji, o których mowa w pkt 1, z wyjątkiem tych inwestycji, w których właściciel systemu wyraził zgodę na ich finansowanie przez operatora lub inny podmiot.

13. W przypadku powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na podstawie ust. 3 pkt 2 lub wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na podstawie ust. 9, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli w zakresie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12, w art. 9c oraz w art. 16. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 79 ust. 1 i ust. 4-7 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2013 r. poz. 672, 675 i 983), zwanej dalej „ustawą o swobodzie działalności gospodarczej".";

17) po art. 9h dodaje się art. 9h[1] i art. 9h[2] w brzmieniu:

„Art. 9h[1]. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wyznaczyć operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu połączonego wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, zwany dalej „certyfikatem niezależności", albo w przypadku wskazanym w ust. 6.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznaje certyfikat niezależności:

1) na wniosek właściciela sieci przesyłowej, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 1, albo przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, złożony w terminie 30 dni od dnia:
   a) doręczenia decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji, albo
   b) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora z przedsiębiorstwem energetycznym, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w odniesieniu do sieci lub instalacji będących jego własnością;
2) z urzędu, w przypadku braku wniosku, o którym mowa w pkt 1;
3) na wniosek Komisji Europejskiej.

3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przed przyznaniem certyfikatu niezależności zajmuje stanowisko w sprawie jego przyznania i przekazuje je Komisji Europejskiej wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a.

4. Jeżeli Komisja Europejska nie wyda opinii, o której mowa w ust. 3, w terminie:

1) dwóch miesięcy od dnia wystąpienia o jej wydanie,
2) czterech miesięcy od dnia wystąpienia o jej wydanie – w przypadku zwrócenia się Komisji Europejskiej do Agencji, danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub innego zainteresowanego podmiotu z wnioskiem o zajęcie stanowiska

– przyjmuje się, że opinia Komisji Europejskiej jest pozytywna.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia kryteria niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, przyznaje temu przedsiębiorstwu, w drodze decyzji, certyfikat niezależności, w terminie dwóch miesięcy od dnia wydania opinii, o której mowa w ust. 3, albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4.

6. Jeżeli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie wyda decyzji, o której mowa w ust. 5, w terminie 2 miesięcy od dnia wydania przez Komisję Europejską pozytywnej opinii albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4, przyjmuje się, że certyfikat niezależności został przyznany.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznaje certyfikat niezależności przedsiębiorstwu energetycznemu, z którym właściciel sieci przesyłowej zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego, jeżeli:

1) przedsiębiorstwo to spełnia kryteria niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a;
2) przedsiębiorstwo to wykazało zdolność do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c oraz rozporządzenia, o którym mowa w art. 9h ust. 7 pkt 6, w tym dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi i technicznymi;
3) umowa, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, zapewnia temu przedsiębiorstwu wykonywanie obowiązków, o których mowa w art. 9c i w art. 16 ust. 2;
4) właściciel sieci przesyłowej wykazał zdolność do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9h ust. 11 i 12.

8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o przyznaniu certyfikatu niezależności, o odmowie przyznania certyfikatu niezależności, albo w przypadku wskazanym w ust. 6.

9. Decyzję, o której mowa w ust. 5, wraz z opinią Komisji Europejskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

10. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu przyznano certyfikat niezależności albo w przypadku wskazanym w ust. 6, jest obowiązane poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o planowanych transakcjach lub działaniach, które mogą mieć wpływ na spełnianie przez to przedsiębiorstwo kryteriów niezależności, w terminie 14 dni od dnia podjęcia decyzji lub powzięcia wiadomości o tych transakcjach lub działaniach.

11. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki sprawdza spełnianie przez operatora, o którym mowa w ust. 1, kryteriów niezależności:
1) po przekazaniu przez tego operatora informacji, o której mowa w ust. 10;
2) z urzędu, w przypadku powzięcia uzasadnionych wątpliwości co do spełniania tych kryteriów;
3) na uzasadniony wniosek Komisji Europejskiej.

12. W przypadku odmowy wydania certyfikatu niezależności lub stwierdzenia, po sprawdzeniu, o którym mowa w ust. 11, że operator systemu przesyłowego albo systemu połączonego nie spełnia kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, lub kryteriów o których mowa w ust. 7, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa w drodze decyzji kryteria, które nie są spełnione oraz wyznacza termin na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. W przypadku niepodjęcia działań w wyznaczonym terminie, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może uchylić decyzję o wyznaczeniu tego przedsiębiorstwa operatorem.

Art. 9h^2. 1. W przypadku:
1) gdy o przyznanie certyfikatu niezależności wystąpi właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, na które podmiot z państwa nie będącego państwem członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wywiera decydujący wpływ, o którym mowa w art. 9d ust. 1c,
2) wystąpienia okoliczności, w wyniku których podmiot, o którym mowa w pkt 1, może wywierać decydujący wpływ, o którym mowa w art. 9d ust. 1c, na operatora systemu przesyłowego albo na sieć przesyłową

– Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie czterech miesięcy od dnia złożenia wniosku o przyznanie certyfikatu niezależności lub wystąpienia okoliczności, przekazuje Komisji Europejskiej stanowisko wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne wymagań określonych w art. 9d ust. 1 i 1a oraz wpływu przyznania im certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w Unii Europejskiej.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przed przyznaniem certyfikatu niezależności występuje do ministra właściwego do spraw zagranicznych o opinię dotyczącą:
1) praw i obowiązków Unii Europejskiej wobec państwa, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, wynikających z prawa międzynarodowego, w tym również z umów zawartych pomiędzy Unią Europejską a jednym lub większą liczbą tych państw dotyczących dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej;
2) praw i obowiązków Rzeczypospolitej Polskiej wobec państwa, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, wynikających z umów zawartych z tym państwem, w takim zakresie w jakim są one zgodne z prawem Unii Europejskiej;

3) innych okoliczności mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej, dotyczących państwa, o którym mowa w ust. 1 pkt 1.

3. Minister właściwy do spraw zagranicznych przedstawia opinię, o której mowa w ust. 2, w terminie 21 dni od dnia otrzymania wystąpienia o jej przedstawienie.

4. Jeżeli Komisja Europejska nie wyda opinii, o której mowa w ust. 1, w terminie:

1) dwóch miesięcy od dnia wystąpienia o jej wydanie albo
2) czterech miesięcy od dnia wystąpienia o jej wydanie – w przypadku zwrócenia się Komisji Europejskiej do Agencji, danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub innego zainteresowanego podmiotu z wnioskiem o zajęcie stanowiska

– przyjmuje się, że opinia Komisji Europejskiej jest pozytywna.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia przyznania certyfikatu niezależności w przypadku, gdy nie wykazano, że:

1) właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, spełnia wymagania określone w art. 9d ust. 1 i 1a;
2) przyznanie certyfikatu niezależności nie spowoduje zagrożenia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej.

6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawiając przyznania certyfikatu niezależności w przypadku, o którym mowa w ust. 5 pkt 2, bierze pod uwagę opinię, o której mowa w ust. 2.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, biorąc pod uwagę opinię Komisji Europejskiej, o której mowa w ust. 1, w drodze decyzji, przyznaje albo odmawia przyznania certyfikatu niezależności, w terminie dwóch miesięcy od dnia wydania opinii, o której mowa w ust. 1, albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4, oraz niezwłocznie powiadamia o tej decyzji Komisję Europejską.

8. Decyzję, o której mowa w ust. 7, wraz z opinią Komisji Europejskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

9. Operator systemu przesyłowego niezwłocznie informuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wystąpieniu okoliczności, o których mowa w ust. 1 pkt 2.";

18) w art. 9p ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego jest działalnością regulowaną w rozumieniu przepisów ustawy o swobodzie działalności gospodarczej i wymaga wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego.";

19) po art. 9t dodaje się art. 9u-9x w brzmieniu:

„Art. 9u. Wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji przez osobę fizyczną nie będącą przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, a także sprzedaż tej energii przez tę osobę, nie jest działalnością gospodarczą w rozumieniu tej ustawy.

Art. 9v. Energię elektryczną wytworzoną w mikroinstalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania sprzedawcy z urzędu i oferowaną do sprzedaży przez osobę, o której mowa w art. 9u, jest obowiązany zakupić ten sprzedawca. Zakup tej energii odbywa się po cenie równej 80% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b.

Art. 9w. 1. Osoba, o której mowa w art. 9u, informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania jest przyłączona mikroinstalacja, o zmianie rodzaju mikroinstalacji oraz zainstalowanej mocy elektrycznej w mikroinstalacji, w terminie 14 dni od dnia zaistnienia tej zmiany.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1, oraz posiadanych danych sporządza sprawozdanie półroczne zawierające:

1) wykaz osób fizycznych wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji;
2) dane dotyczące:
   a) ilości energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji,
   b) ilości energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,

c) rodzaju mikroinstalacji, jej lokalizacji oraz zainstalowanej mocy elektrycznej.

3. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 2, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie 30 dni od dnia zakończenia półrocza. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie zamieszcza sprawozdanie w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.

Art. 9x. Przepisy art. 9u-9w stosuje się odpowiednio do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji przez osobę, o której mowa w art. 9u, a także sprzedaży tej energii przez tę osobę.";

20) po rozdziale 2 dodaje się rozdział 2a w brzmieniu:

„Rozdział 2a
Gwarancje pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii

Art. 11g. 1. Gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii, zwana dalej „gwarancją pochodzenia", jest dokumentem stanowiącym potwierdzenie odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub do sieci przesyłowej energii elektrycznej została wytworzona w odnawialnym źródle energii.

2. Z gwarancji pochodzenia nie wynikają prawa majątkowe.

3. Przekazanie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od przeniesienia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia.

Art. 11h. 1. Gwarancję pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia".

2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania zostało przyłączone odnawialne źródło energii, w terminie 7 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.

3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera:

1) oznaczenie wytwórcy energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1;
2) określenie lokalizacji, rodzaju i mocy odnawialnego źródła energii, w którym została wytworzona energia elektryczna w odnawialnym źródle energii;
3) dane dotyczące ilości wytworzonej energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii;
4) określenie okresu, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego, w którym energia elektryczna w odnawialnym źródle energii została wytworzona, ze wskazaniem daty rozpoczęcia i zakończenia wytwarzania tej energii;
5) wskazanie czy odnawialne źródło energii określone we wniosku korzystało z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii;
6) wskazanie daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii.

4. Do wydawania gwarancji pochodzenia oraz innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia stosuje się odpowiednio przepisy ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2013 r. poz. 267) o wydawaniu zaświadczeń.

5. Gwarancje pochodzenia oraz inne dokumenty potwierdzające wydanie gwarancji pochodzenia wydaje się w terminie 30 dni od dnia przekazania wniosku, o którym mowa w ust. 1, Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

6. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonuje weryfikacji danych zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia i w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania, przekazuje ten wniosek Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, wraz z potwierdzeniem ilości wytworzonej energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii, ustalonej na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Art. 11i. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje gwarancję pochodzenia w terminie 30 dni od dnia przekazania przez operatora systemu

dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia.

2. Gwarancja pochodzenia jest wydawana na okres 12 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii objętej wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia.

3. Po upływie okresu określonego w ust. 2 gwarancja pochodzenia wygasa i podlega wykreśleniu z rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 11l ust. 1.

4. Gwarancja pochodzenia jest oznaczona indywidualnym numerem, zawiera dane określone w art. 11h ust. 3 oraz wskazuje datę jej ważności.

5. Gwarancje pochodzenia tracą ważność z chwilą ich przekazania odbiorcy końcowemu.

6. Gwarancję pochodzenia wydaje się za wytworzoną energię elektryczną z dokładnością do 1 MWh.

7. Gwarancja pochodzenia wydawana jest w formie elektronicznej i przekazywana bezpośrednio do rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 11l ust. 1.

Art. 11j. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia wydania gwarancji pochodzenia jeżeli wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, został złożony operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego po upływie terminu, o którym mowa w art. 11h ust. 2.

2. Odmowa wydania gwarancji pochodzenia następuje w drodze postanowienia, na które służy zażalenie.

Art. 11k. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na pisemny wniosek podmiotu, uznaje gwarancje pochodzenia wydane w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może odmówić uznania gwarancji pochodzenia, o której mowa w ust. 1, w przypadku gdy wystąpią uzasadnione wątpliwości co do jej autentyczności lub wiarygodności.

3. Odmowa uznania gwarancji pochodzenia, o której mowa w ust. 2, następuje w drodze postanowienia, na które służy zażalenie.

4. O przyczynie odmowy uznania gwarancji pochodzenia, o której mowa w ust. 2, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie informuje Komisję Europejską, podając przyczynę odmowy.

5. Gwarancja pochodzenia, o której mowa w ust. 1, jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania energii elektrycznej na którą została wydana.

Art. 11l. 1. Rejestr gwarancji pochodzenia prowadzi podmiot prowadzący:

1) giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub
2) na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi

– organizujący obrót gwarancjami pochodzenia.

2. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązany prowadzić rejestr gwarancji pochodzenia w sposób zapewniający identyfikację:

1) wytwórców, którym wydano gwarancję pochodzenia;
2) podmiotów, których gwarancje pochodzenia wydane w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zostały uznane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki;
3) przysługujących gwarancji pochodzenia oraz odpowiadającej im ilości energii elektrycznej.

3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje informacje o wydanych oraz uznanych gwarancjach pochodzenia podmiotowi, o którym mowa w ust. 1.

4. Wytwórca oraz podmiot posiadający konto w rejestrze gwarancji pochodzenia są obowiązani poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz podmiot, o którym mowa w ust. 1, o przekazaniu gwarancji pochodzenia odbiorcy końcowemu w terminie 7 dni od dnia jej przekazania.

5. Informacja, o której mowa w ust. 4, podlega wpisowi do rejestru gwarancji pochodzenia.

6. Przeniesienie gwarancji pochodzenia następuje z chwilą dokonania odpowiedniego wpisu w rejestrze gwarancji pochodzenia.

7. Wpis do rejestru gwarancji pochodzenia oraz zmiany dokonane w tym rejestrze podlegają opłacie w wysokości odzwierciedlającej koszty prowadzenia tego rejestru.

8. Wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii o łącznej mocy elektrycznej nie przekraczającej 5 MW zwalnia się z:
1) opłat, o których mowa w ust. 7;
2) opłaty skarbowej za wydanie gwarancji pochodzenia.

9. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązany wydać podmiotowi posiadającemu konto w rejestrze gwarancji pochodzenia dokument potwierdzający przysługujące temu podmiotowi gwarancje pochodzenia w celu potwierdzenia odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub do sieci przesyłowej została wytworzona w odnawialnym źródle energii.";

21) art. 12a otrzymuje brzmienie:

„Art. 12a. Minister właściwy do spraw gospodarki wykonuje uprawnienia Skarbu Państwa, określone w art. 2 pkt 5 lit. a, art. 5a oraz art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz. U. z 2012 r. poz. 1224) w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu przesyłowego gazowego.";

22) po art. 15e dodaje się art. 15f w brzmieniu:

„Art. 15f. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki oraz Prezes Urzędu Regulacji Energetyki współpracują z organami innych państw członkowskich Unii Europejskiej, w celu stworzenia w pełni konkurencyjnego rynku paliw gazowych i energii elektrycznej w Unii Europejskiej, w szczególności promują i ułatwiają współpracę operatorów systemów przesyłowych w zakresie połączeń transgranicznych.

2. Minister właściwy do spraw gospodarki współpracuje z organami innych państw członkowskich Unii Europejskiej w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i promowania solidarności regionalnej w zakresie zapewnienia tego bezpieczeństwa. Współpraca ta obejmuje w szczególności podejmowanie działań mających na celu zapobieganie powstaniu zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych oraz współdziałanie w przypadku wystąpienia stanów kryzysowych, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE.";

23) art. 16 otrzymuje brzmienie:

„Art. 16. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii sporządza, dla obszaru swojego działania, plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, na okres nie krótszy niż 3 lata, uwzględniając:
1) miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii;
2) ustalenia koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju lub ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw, albo w przypadku braku takiego planu, strategię rozwoju województwa – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii;
3) politykę energetyczną państwa;
4) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2010 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej.

2. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządzają plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną na okres 10 lat. Plan ten w zakresie zapotrzebowania na paliwa gazowe podlega aktualizacji co 2 lata, a w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną – co 3 lata.

3. Operator systemu przesyłowego gazowego wykonujący obowiązki operatora na podstawie umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, aktualizuje corocznie plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe.

4. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego i operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządzają plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną na okres nie krótszy niż 5 lat. Przepis ust. 2 zdanie drugie stosuje się do aktualizacji planu.

5. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządzają prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na okres nie krótszy niż 15 lat.

6. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną sporządzany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego i operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia odpowiednio plan rozwoju sporządzony przez operatora systemu przesyłowego gazowego i operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

7. Plan, o którym mowa w ust. 1, obejmuje w szczególności:

1) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych lub energii;
2) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł paliw gazowych lub energii, w tym odnawialnych źródeł energii;
3) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi albo z systemami elektroenergetycznym innych państw – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej;
4) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu;
5) przewidywany sposób finansowania inwestycji;
6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów;
7) planowany harmonogram realizacji inwestycji.

8. Plan, o którym mowa w ust. 1, w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, opracowywany przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej powinien także określać wielkość zdolności wytwórczych i ich rezerw, preferowane lokalizacje i strukturę nowych źródeł, wielkość zdolności przesyłowych lub dystrybucyjnych w systemie elektroenergetycznym i stopień ich wykorzystania, a także działania i przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej.

9. Operator systemu przesyłowego gazowego albo operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określając w planie, o którym mowa w ust. 2, poziom połączeń międzysystemowych gazowych albo elektroenergetycznych, bierze w szczególności pod uwagę:

1) krajowe, regionalne i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku I do decyzji, o której mowa w art. 15b ust. 5 pkt 4;
2) istniejące połączenia międzysystemowe gazowe albo elektroenergetyczne oraz ich wykorzystanie w sposób najbardziej efektywny;
3) zachowanie właściwych proporcji między kosztami budowy nowych połączeń międzysystemowych gazowych albo elektroenergetycznych, a korzyściami wynikającymi z ich budowy dla odbiorców końcowych.

10. Plan, o którym mowa w ust. 1, powinien zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za dostarczanie paliw gazowych lub energii, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania.

11. W planie, o którym mowa w ust. 1, uwzględnia się także zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

12. W celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, przy sporządzaniu projektu planu, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwa ener-

getyczne są obowiązane współpracować z podmiotami przyłączonymi do sieci oraz z gminami, a w przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej współpracować z samorządem województwa, na którego obszarze przedsiębiorstwo to zamierza realizować przedsięwzięcia inwestycyjne; współpraca powinna polegać w szczególności na:

1) przekazywaniu podmiotom przyłączonym do sieci, na ich wniosek, informacji o planowanych przedsięwzięciach w takim zakresie, w jakim przedsięwzięcia te będą miały wpływ na pracę urządzeń przyłączonych do sieci albo na zmianę warunków przyłączenia lub dostawy paliw gazowych lub energii;
2) zapewnieniu spójności pomiędzy planami przedsiębiorstw energetycznych i założeniami, strategiami oraz planami, o których mowa w art. 19 i art. 20, a w przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej zapewnienie tej spójności dotyczy planów przedsiębiorstw energetycznych i założeń, strategii i planów sporządzanych przez samorząd województwa.

13. Projekt planu, o którym mowa w ust. 1, podlega uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją:

1) paliw gazowych, dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 50 mln m^3 tych paliw;
2) energii elektrycznej, dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 50 GWh tej energii;
3) ciepła.

14. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia projekt planu, o którym mowa w ust. 2 i 4, i jego aktualizację, do dnia 31 marca. W przypadku projektu planu sporządzonego przez operatora systemu przesyłowego, operator ten przedkłada projekt planu, o którym mowa w ust. 2, i jego aktualizację po przeprowadzeniu konsultacji, o których mowa w ust. 15, wraz z wynikami tych konsultacji.

15. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego konsultują projekt planu, o którym mowa w ust. 2, z wyłączeniem informacji, o których mowa w ust. 7 pkt 5 i 6, oraz z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, z zainteresowanymi stronami, zamieszczając projekt ten na swojej stronie internetowej i wyznaczając termin na zgłaszanie uwag. Termin ten nie może być krótszy niż 21 dni.

16. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki konsultuje sposób finansowania inwestycji ujętych w planie opracowanym przez operatora systemu przesyłowego gazowego z właścicielem sieci przesyłowej gazowej.

17. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planu rozwoju, o którym mowa w ust. 1, ustala corocznie plan remontów, który zamieszcza na swojej stronie internetowej.

18. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu, o którym mowa w ust. 1, z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki corocznie, do dnia 30 kwietnia, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie z realizacji tego planu.

19. Samorząd województwa, gminy, przedsiębiorstwa energetyczne lub odbiorcy końcowi paliw gazowych lub energii udostępniają nieodpłatnie przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. 1, informacje, o których mowa w ust. 7 pkt 1-4 i 7, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

20. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

21. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, co 2 lata w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku, aktualizuje prognozy, o których mowa w ust. 20, i informuje o tych aktualizacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci jest przyłączone, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

22. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej przyłączone do sieci przesyłowej przekazują operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacje o strukturze i wielkościach zdolności wytwórczych i dystrybucyjnych przyjętych w planach, o których mowa w ust. 2 i 4, lub prognozach, o których mowa w ust. 20, stosownie do postanowień instrukcji opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego.";

24) po rozdziale 3 dodaje się rozdziały 3a i 3b w brzmieniu:

„Rozdział 3a
Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych oraz monitorowanie rynku energii elektrycznej, ciepła dostarczanego lub odbieranego z odnawialnego źródła energii, biogazu rolniczego, a także rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie

Art. 20a. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki, stosując obiektywne i przejrzyste zasady oraz uwzględniając politykę energetyczną państwa, opracowuje projekt krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do roku 2020, zwany dalej „krajowym planem działania".

2. Krajowy plan działania określa w szczególności:

1) krajowy cel w zakresie udziału energii i paliw pozyskiwanych ze źródeł odnawialnych, zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
2) cele pośrednie, obejmujące dwuletnie okresy, określające model i sposób dojścia do krajowego celu wskazanego w pkt 1;
3) wpływ środków polityki efektywności energetycznej na końcowe zużycie energii brutto oraz działania jakie należy podjąć do osiągnięcia krajowego celu wskazanego w pkt 1;
4) końcowe zużycie energii brutto pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych, w tym w energetyce oraz w transporcie;
5) działania jakie powinny zostać podjęte do osiągnięcia celów pośrednich, niezbędne w poszczególnych latach aż do osiągnięcia krajowego celu wskazanego w pkt 1, w zakresie:
   a) współpracy między jednostkami samorządu terytorialnego a organami administracji rządowej,
   b) współpracy międzynarodowej dotyczącej pozyskiwania energii i paliw ze źródeł odnawialnych oraz projektów energetycznych,
   c) krajowej strategii rozwoju zasobów biomasy, w tym rozwoju jej nowych zasobów.

3. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze uchwały, przyjmuje krajowy plan działania.

4. Przyjęty przez Radę Ministrów krajowy plan działania minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje Komisji Europejskiej.

5. W przypadku:

1) gdy udział energii i paliw pozyskanych ze źródeł odnawialnych, określony w krajowym planie działania, obniży się poniżej orientacyjnego kursu w okresie dwuletnim, bezpośrednio poprzedzającym okres określony w krajowym planie działania albo
2) wydania zalecenia przez Komisję Europejską

– minister właściwy do spraw gospodarki opracowuje i przekazuje Komisji Europejskiej aktualizację krajowego planu działania.

6. Do aktualizacji krajowego planu działania przepisy ust. 2-4 stosuje się odpowiednio.

Art. 20b. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki monitoruje realizację celu krajowego wskazanego w art. 20a ust. 2 pkt 1, w szczególności na podstawie danych przekazanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz wyników badań statystycznych prowadzonych zgodnie z pro-

gramem badań statystycznych statystyki publicznej w rozumieniu art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2012 r. poz. 591 oraz z 2013 r. poz. 2).

2. Minister właściwy do spraw gospodarki, co dwa lata, sporządza i przedstawia Radzie Ministrów sprawozdanie zawierające wyniki monitorowania realizacji celu krajowego, wraz ze wskazaniem postępu w promowaniu wykorzystania energii i paliw ze źródeł odnawialnych.

3. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 2, zawiera informacje dotyczące w szczególności:

1) udziału energii i paliw ze źródeł odnawialnych, zużywanych w energetyce i w transporcie, oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
2) stanu infrastruktury technicznej odnawialnych źródeł energii;
3) wpływu środków polityki efektywności energetycznej na końcowe zużycie energii brutto;
4) działań podejmowanych do realizacji celu krajowego, o którym mowa w art. 20a ust. 2 pkt 1;
5) przewidywanego zapotrzebowania na energię i paliwa pozyskiwane ze źródeł odnawialnych;
6) planowanych i będących w budowie odnawialnych źródeł energii;
7) postępu dokonanego w usprawnianiu procedur administracyjnych oraz usuwaniu barier regulacyjnych i innych w rozwoju wykorzystania energii i paliw pozyskanych ze źródeł odnawialnych.

4. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, przyjmuje sprawozdanie, o którym mowa w ust. 2, do dnia 30 listopada roku, w którym sprawozdanie zostało sporządzone.

5. Przyjęte przez Radę Ministrów sprawozdanie, o którym mowa w ust. 2, minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje Komisji Europejskiej, w terminie do dnia 31 grudnia roku, w którym sprawozdanie zostało sporządzone.

Art. 20c. 1. Zadania związane z funkcjonowaniem rynku energii i paliw pozyskiwanych ze źródeł odnawialnych zużywanych w energetyce i w transporcie, wykonują minister właściwy do spraw gospodarki, minister właściwy do spraw rozwoju wsi, minister właściwy do spraw rynków rolnych, minister właściwy do spraw środowiska, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz Prezes Głównego Urzędu Statystycznego, zwany dalej „Prezesem GUS".

2. Realizacja zadań określonych w ust. 3-8 ma na celu identyfikację kierunku rozwoju odnawialnych źródeł energii, wypracowanie optymalnego i zrównoważonego stopnia wykorzystania poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii, zwiększanie bezpieczeństwa energetycznego, ochronę środowiska oraz osiągnięcie celów wynikających z przyjętych umów międzynarodowych.

3. Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki w zakresie, o którym mowa w ust. 1, obejmują:

1) określanie krajowych środków mających na celu rozwój wykorzystania energii i paliw pozyskiwanych ze źródeł odnawialnych;
2) monitorowanie funkcjonowania instrumentów wspierających wytwarzanie energii i paliw pozyskiwanych ze źródeł odnawialnych oraz działań mających na celu ich wykorzystanie;
3) podejmowanie działań mających na celu usprawnienie procedur administracyjnych związanych z prowadzeniem procesu inwestycyjnego na rzecz pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych oraz usuwanie innych barier mogących ograniczać wzrost pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych;
4) monitorowanie funkcjonowania gwarancji pochodzenia;
5) opracowywanie analiz w zakresie zapotrzebowania na energię i paliwa pozyskane ze źródeł odnawialnych oraz ich nadwyżek.

4. Zadania ministra właściwego do spraw rozwoju wsi w zakresie, o którym mowa w ust. 1, obejmują:

1) promowanie wykorzystania biomasy pochodzenia rolniczego na cele energetyczne z uwzględnieniem potrzeb produkcji żywności;
2) monitorowanie zmian powierzchni gruntów przeznaczanych pod uprawy energetyczne.

5. Zadania ministra właściwego do spraw rynków rolnych w zakresie, o którym mowa w ust. 1, obejmują monitorowanie ilości i rodzajów surowców wykorzystanych do wytwarzania energii z biogazu rolniczego, a także biokomponentów stosowanych w paliwach transportowych.

6. Zadania ministra właściwego do spraw środowiska w zakresie, o którym mowa w ust. 1, obejmują opracowywanie analiz w zakresie określenia:
1) szacunkowego wpływu wytwarzania biokomponentów i biopłynów na zasoby wodne oraz na jakość wody i gleby;
2) szacunkowej wartości ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w związku z pozyskaniem energii i paliw ze źródeł odnawialnych.

7. Zadania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie, o którym mowa w ust. 1, obejmują:
1) przekazywanie informacji dotyczących odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 19, stosownie do zakresu zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki;
2) monitorowanie wykonania obowiązku, przez przedsiębiorstwa energetyczne, w zapewnieniu pierwszeństwa w przesyłaniu lub dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii.

8. Zadania Prezesa GUS w zakresie, o którym mowa w ust. 1, obejmują prowadzenie stałej statystyki dotyczącej udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto, w podziale na sektory elektroenergetyki, ciepłownictwa i chłodnictwa oraz transportu.

9. Zgromadzone w trakcie realizacji zadań, o których mowa w ust. 3-8, informacje z postępu w promowaniu wykorzystania energii i paliw ze źródeł odnawialnych, minister właściwy do spraw gospodarki, minister właściwy do spraw rozwoju wsi, minister właściwy do spraw rynków rolnych, minister właściwy do spraw środowiska, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz Prezes GUS, udostępniają w Biuletynie Informacji Publicznej.

Art. 20d. 1. Udział energii ze źródeł odnawialnych oblicza się jako iloraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych oraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze wszystkich źródeł, wyrażony w procentach.

2. Metodologię i definicje stosowane przy wyliczaniu udziału energii ze źródeł odnawialnych określa rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z dnia 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz. U. L 304 z 14.11.2008, str. 1).

Art. 20e. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki sporządza informacje o zużyciu paliw i energii wytworzonych ze źródeł odnawialnych dotyczące:
1) mocy zainstalowanej poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii objętych koncesją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej,
2) ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, określonego na podstawie wydanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia biogazu, z podziałem na rodzaje odnawialnych źródeł energii,
3) ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, objętego postanowieniami o odmowie wydania świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia z biogazu rolniczego,
4) ilości wydanych gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, z podziałem na rodzaje odnawialnych źródeł energii, na które zostały one wydane

– w terminie 25 dni od zakończenia każdego kwartału.

2. Prezes Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przekazuje ministrowi właściwemu do spraw gospodarki informacje o wysokości uiszczonych opłat zastępczych, według stanu na koniec danego kwartału, w terminie 45 dni od zakończenia kwartału.

3. Minister właściwy do spraw gospodarki na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 i 2, sporządza zbiorczą informację o zużyciu paliw i energii wytworzonych ze źródeł odnawialnych. Informację tę minister właściwy do spraw gospodarki niezwłocznie zamieszcza na swoich stronach internetowych w Biuletynie Informacji Publicznej, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

Art. 20f. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, sposób obliczania:
1) końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych, uwzględniając sumę końcowego zużycia energii:
   a) elektrycznej brutto ze źródeł odnawialnych,
   b) brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz
   c) ze źródeł odnawialnych w transporcie,

2) znormalizowanej ilości energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach wodnych lub w farmach wiatrowych,
3) rzeczywistej ilości ciepła wytworzonego z energii aerotermalnej, geotermalnej lub hydrotermalnej przez pompy ciepła

– biorąc pod uwagę rodzaj działalności gospodarczej, możliwości techniczne i organizacyjne w zakresie wytwarzania energii w odnawialnych źródłach energii.

Art. 20g. Przez energię ze źródeł odnawialnych, o której mowa w niniejszym rozdziale, rozumie się energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, energię fal, prądów i pływów morskich, energię spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.

Rozdział 3b

Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom mikroinstalacji i małych instalacji oraz akredytowania organizatorów szkoleń

Art. 20h. 1. Osoba dokonująca instalacji mikroinstalacji lub małych instalacji, zwana dalej „instalatorem", może wystąpić z pisemnym wnioskiem do Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, zwanego dalej „Prezesem UDT", o wydanie certyfikatu.

2. Certyfikat jest dokumentem potwierdzającym posiadanie przez instalatora kwalifikacji do instalowania następujących rodzajów odnawialnego źródła energii:
1) kotłów i pieców na biomasę lub
2) systemów fotowoltaicznych, lub
3) słonecznych systemów grzewczych, lub
4) pomp ciepła, lub
5) płytkich systemów geotermalnych.

3. Certyfikat może być wydany instalatorowi, który spełnia następujące warunki:
1) posiada:
   a) pełną zdolność do czynności prawnych oraz korzysta z pełni praw publicznych,
   b) dyplom potwierdzający kwalifikacje zawodowe, wydany na podstawie przepisów ustawy z dnia 7 września 1991 r. o systemie oświaty (Dz. U. z 2004 r. Nr 256, poz. 2572, z późn. zm.[12)]) lub inny równoważny dokument potwierdzający kwalifikacje do instalacji urządzeń i instalacji sanitarnych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych lub elektrycznych lub
   c) udokumentowane trzyletnie doświadczenie zawodowe w zakresie instalowania lub modernizacji urządzeń i instalacji: sanitarnych, energetycznych, grzewczych, chłodniczych lub elektrycznych, lub
   d) świadectwo ukończenia co najmniej dwusemestralnych studiów podyplomowych lub równorzędnych, których program dotyczył zagadnień zawartych w zakresie programowym szkoleń określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 20v pkt 2, lub
   e) zaświadczenie o ukończeniu szkolenia u producenta danego rodzaju odnawialnego źródła energii, które w części teoretycznej i praktycznej zawierało zagadnienia w zakresie projektowania, instalowania, konserwacji, modernizacji lub utrzymania w należytym stanie technicznym odnawialnego źródła energii;
2) nie był skazany prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo umyślne przeciwko wiarygodności dokumentów i obrotowi gospodarczemu;
3) ukończył szkolenie podstawowe dla osób ubiegających się o wydanie certyfikatu instalatora mikroinstalacji lub małej instalacji, poświadczone zaświadczeniem, przeprowadzone przez akredytowanego organiza-

[12)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2004 r. Nr 273, poz. 2703 i Nr 281, poz. 2781, z 2005 r. Nr 17, poz. 141, Nr 94, poz. 788, Nr 122, poz. 1020, Nr 131, poz. 1091, Nr 167, poz. 1400 i Nr 249, poz. 2104, z 2006 r. Nr 144, poz. 1043, Nr 208, poz. 1532 i Nr 227, poz. 1658, z 2007 r. Nr 42, poz. 273, Nr 80, poz. 542, Nr 115, poz. 791, Nr 120, poz. 818, Nr 180, poz. 1280 i Nr 181, poz. 1292, z 2008 r. Nr 70, poz. 416, Nr 145, poz. 917, Nr 216, poz. 1370 i Nr 235, poz. 1618, z 2009 r. Nr 6, poz. 33, Nr 31, poz. 206, Nr 56, poz. 458, Nr 157, poz. 1241 i Nr 219, poz. 1705, z 2010 r. Nr 44, poz. 250, Nr 54, poz. 320, Nr 127, poz. 857 i Nr 148, poz. 991, z 2011 r. Nr 106, poz. 622, Nr 112, poz. 654, Nr 139, poz. 814, Nr 149, poz. 887 i Nr 205, poz. 1206, z 2012 r. poz. 941 i 979 oraz z 2013 r. poz. 87 i 827.

tora szkoleń, o którym mowa w art. 20q ust. 1 lub w art. 20w, w zakresie dotyczącym instalowania danego rodzaju odnawialnego źródła energii;
4) złożył z wynikiem pozytywnym egzamin przeprowadzony przez komisję egzaminacyjną, odpowiednio dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia ukończenia szkolenia podstawowego.

4. Instalator, który posiada:
1) dyplom potwierdzający kwalifikacje w zawodzie technik urządzeń i systemów energetyki odnawialnej lub
2) dyplom potwierdzający kwalifikacje zawodowe w zakresie urządzeń i systemów energetyki odnawialnej wydany na podstawie przepisów ustawy o systemie oświaty, lub
3) dyplom ukończenia studiów wyższych na kierunku lub w specjalności w zakresie odnawialnych źródeł energii, albo urządzeń i instalacji sanitarnych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, cieplnych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych wydany na podstawie przepisów ustawy z dnia 27 lipca 2005 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym (Dz. U. z 2012 r. poz. 572, z późn. zm.[13])

– może uzyskać certyfikat, jeżeli spełnia warunki, o których mowa w ust. 3 pkt 1 lit. a oraz w pkt 2.

Art. 20i. 1. Egzamin dla instalatorów ubiegających się o wydanie certyfikatu przeprowadza się co najmniej dwa razy w ciągu roku. Informację o terminie i miejscu egzaminu Prezes UDT ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Dozoru Technicznego, co najmniej na trzydzieści dni przed planowanym terminem egzaminu.

2. Komisję Egzaminacyjną, zwaną dalej „Komisją", przeprowadzającą egzamin dla osób ubiegających się o wydanie certyfikatu uprawniającego do instalowania danego rodzaju odnawialnego źródła energii, powołuje Prezes UDT.

3. Członków Komisji powołuje na 4 lata Prezes UDT spośród osób wskazanych we wnioskach podmiotów, o których mowa w ust. 4, oraz wyznaczonych przez Prezesa UDT.

4. Wniosek o powołanie członka Komisji mogą zgłosić w szczególności:
1) izby gospodarcze i izby rzeczoznawców oraz stowarzyszenia naukowo-techniczne, pod warunkiem że zgodnie ze statutem wykonują działalność w zakresie odnawialnych źródeł energii;
2) jednostki i instytucje o zasięgu regionalnym lub ogólnokrajowym wykonujące działalność w zakresie danego rodzaju odnawialnego źródła energii;
3) producenci oraz przedsiębiorcy wykonujący działalność w zakresie odnawialnego źródła energii;
4) ośrodki szkoleniowe lub szkoły, w których jest prowadzone kształcenie zawodowe z zakresu odnawialnych źródeł energii lub energetyki.

5. W skład Komisji wchodzi co najmniej 7 członków przeprowadzających egzamin dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii określonego w art. 20h ust. 2.

Art. 20j. 1. Wniosek o wydanie certyfikatu zawiera:
1) imię (imiona) i nazwisko wnioskodawcy;
2) datę i miejsce urodzenia wnioskodawcy;
3) adres zamieszkania oraz adres do korespondencji wnioskodawcy;
4) numer PESEL, o ile został nadany, albo rodzaj i numer dokumentu potwierdzającego tożsamość wnioskodawcy;
5) określenie zakresu certyfikatu, ze wskazaniem rodzaju odnawialnego źródła energii;
6) aktualne miejsce pracy lub wykonywania działalności gospodarczej przez wnioskodawcę.

2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, wnioskodawca jest obowiązany dołączyć następujące dokumenty:
1) kopię dokumentów potwierdzających spełnienie wymagań, o których mowa w art. 20h ust. 3 pkt 1 lit. b-e lub w ust. 4;
2) oświadczenie o wyrażeniu zgody albo odmowie ujawnienia w rejestrze, o którym mowa w art. 20zb ust. 1 pkt 1, informacji dotyczących miejsca pracy albo wykonywania działalności gospodarczej przez instalatora.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, wnioskodawca jest obowiązany dołączyć także oświadczenie następującej treści: „Świadomy odpowiedzial-

[13] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2012 r. poz. 742 i 1544 oraz z 2013 r. poz. 675 i 829.

ności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam pełną zdolność do czynności prawnych, korzystam z pełni praw publicznych, nie byłem karany.". Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

4. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, może być złożony za pomocą środków komunikacji elektronicznej, o których mowa w ustawie z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. Nr 144, poz. 1204, z późn. zm.[14)]).

5. Wniosek złożony za pomocą środków komunikacji elektronicznej powinien być opatrzony bezpiecznym podpisem elektronicznym weryfikowanym za pomocą ważnego kwalifikowanego certyfikatu.

Art. 20k. 1. Przed wydaniem certyfikatu Prezes UDT dokonuje sprawdzenia spełnienia przez instalatora ubiegającego się o wydanie certyfikatu wymagań, o których mowa w art. 20h ust. 3 lub 4.

2. Prezes UDT, w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia złożenia wniosku, jest obowiązany do wydania certyfikatu albo zawiadomienia o odmowie wydania certyfikatu.

3. Certyfikat wydaje się na 5 lat.

Art. 20l. Prezes UDT odmawia wydania certyfikatu po stwierdzeniu, że instalator ubiegający się o wydanie certyfikatu nie spełnia któregokolwiek z wymagań określonych w art. 20h ust. 3 lub 4, albo, gdy instalatorowi cofnięto certyfikat, a od cofnięcia certyfikatu nie upłynął rok.

Art. 20m. 1. Prezes UDT cofa wydany certyfikat, w przypadku:

1) ograniczenia lub utraty zdolności do czynności prawnych instalatora;
2) pozbawienia instalatora z mocy prawomocnego wyroku sądowego praw publicznych;
3) skazania instalatora prawomocnym wyrokiem sądu za umyślnie popełnione przestępstwo przeciwko wiarygodności dokumentów i obrotowi gospodarczemu;
4) gdy certyfikat jest wykorzystywany przez instalatora niezgodnie z jego zakresem lub istnieją udokumentowane dowody, że mikroinstalacja albo mała instalacja jest zainstalowana niezgodnie z obowiązującymi przepisami.

2. Instalator, któremu cofnięto certyfikat, może ubiegać się ponownie o wydanie certyfikatu po upływie roku od dnia cofnięcia certyfikatu.

Art. 20n. 1. Prezes UDT, na wniosek instalatora złożony nie później niż na 30 dni przed dniem upływu ważności uprzednio wydanego certyfikatu przedłuża ważność certyfikatu na okres kolejnych 5 lat, pod warunkiem że instalator:

1) złożył oświadczenie, że spełnia warunki, o których mowa w art. 20h ust. 3 lub 4;
2) w terminie 12 miesięcy poprzedzających dzień upływu ważności certyfikatu ukończył szkolenie przypominające, potwierdzone zaświadczeniem, przeprowadzone przez akredytowanego organizatora szkoleń;
3) przedstawi wykaz zainstalowanych, poddanych modernizacji lub utrzymywanych w należytym stanie technicznym minimum pięciu referencyjnych mikroinstalacji lub małych instalacji w celu potwierdzenia ciągłości pracy.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera dane określone w art. 20j ust. 1.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, instalator jest obowiązany dołączyć następujące dokumenty:

1) wykaz, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, zawierający w szczególności:
   a) wskazanie miejsca lub miejsc zainstalowania instalacji,
   b) opis mikroinstalacji albo małej instalacji, w szczególności jej rodzaj i moc zainstalowaną, z określeniem rodzaju wykonanych czynności;
2) oświadczenie o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny (Dz. U. Nr 88, poz. 553, z późn. zm.[15)]) oświadczam, że dane zawarte we wniosku o przedłuże-

[14)] Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2004 r. Nr 96, poz. 959 i Nr 173, oz. 1808, z 2007 r. Nr 50, poz. 331, z 2008 r. Nr 171, poz. 1056 i Nr 216, poz. 1371, z 2009 r. Nr 201, poz. 1540, z 2011 r. Nr 85, poz. 459 i Nr 134, poz. 779 oraz z 2012 r. poz. 1445.

[15)] Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1997 r. Nr 128, poz. 840, z 1999 r. Nr 64, poz. 729 i Nr 83, poz. 931, z 2000 r. Nr 48, poz. 548, Nr 93, poz. 1027 i Nr 116, poz. 1216, z 2001 r. Nr 98, poz. 1071, z 2003 r. Nr 111, poz. 1061, Nr 121, poz. 1142, Nr 179, poz. 1750, ›

nie ważności certyfikatu są zgodne z prawdą.". Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

4. Prezes UDT przed przedłużeniem ważności certyfikatu dokonuje sprawdzenia spełnienia przez instalatora wymagań, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, oraz przyjmuje oświadczenie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1.

5. Prezes UDT odmawia przedłużenia ważności certyfikatu w przypadku, gdy instalator nie spełnia któregokolwiek z wymagań określonych w ust. 1.

Art. 20o. 1. W przypadku utraty lub zniszczenia certyfikatu, na wniosek instalatora, Prezes UDT wydaje wtórnik tego dokumentu.

2. Instalator, który po uzyskaniu wtórnika certyfikatu odzyskał utracony dokument jest obowiązany zwrócić ten dokument Prezesowi UDT.

Art. 20p. 1. Osoby będące obywatelami państwa członkowskiego Unii Europejskiej oraz osoby będące obywatelami innych państw, którym na podstawie umów międzynarodowych lub przepisów prawa Unii Europejskiej przysługuje prawo podjęcia zatrudnienia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, mogą instalować mikroinstalacje lub małe instalacje, jeżeli posiadają:

1) ważny certyfikat lub równoważny dokument wydany w tym państwie zgodnie z kryteriami określonymi w załączniku IV dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i zgłoszą Prezesowi UDT zamiar rozpoczęcia instalacji mikroinstalacji i małej instalacji nie później niż 30 dni przed zamierzonym rozpoczęciem instalacji lub
2) certyfikat wydany na zasadach określonych w niniejszej ustawie.

2. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, powinno zawierać dane określone w art. 20j ust. 1, i stanowi podstawę wpisu do rejestru, o którym mowa w art. 20zb ust. 1 pkt 1. Zgłoszenie powinno również zawierać oświadczenie wnioskującego, że certyfikat lub równoważny dokument wydany w innym państwie, jest ważny i może być stosowany w obrocie.

Art. 20q. 1. Akredytowanym organizatorem szkolenia podstawowego lub przypominającego, o których mowa odpowiednio w art. 20h ust. 3 pkt 3 oraz w art. 20n ust. 1 pkt 2, może być podmiot, który:

1) posiada system zarządzania szkoleniami;
2) posiada warunki lokalowe i wyposażenie gwarantujące prawidłowe przeprowadzenie szkoleń;
3) dysponuje kadrą posiadającą kwalifikacje niezbędne do przeprowadzenia szkolenia;
4) uzyskał akredytację Prezesa UDT, zwaną dalej „akredytacją", w zakresie szkolenia odpowiedniego dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii wymienionego w art. 20h ust. 2.

2. System zarządzania szkoleniami, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, zawiera w szczególności:

1) wskazanie osoby odpowiedzialnej za zarządzanie organizacją szkoleń i za informacje związane ze szkoleniem;
2) procedurę dokumentowania i weryfikacji kompetencji personelu prowadzącego szkolenia oraz zapewnienia ciągłej aktualizacji ich wiedzy;
3) procedurę rejestrowania uczestników szkoleń oraz dokumentowania przebiegu szkoleń wraz z oceną ich efektywności;
4) procedurę nadzoru nad:
   a) aktualizacją i dokonywaniem zmian w programach szkoleń i materiałach szkoleniowych,
   b) stanem urządzeń technicznych, w tym wyposażeniem laboratoryjnym lub innymi urządzeniami do zajęć praktycznych;
5) zasady informowania o:
   a) cenniku opłat za szkolenia oraz trybie ich wnoszenia,
   b) miejscu odbywania, datach i godzinach rozpoczęcia oraz zakończenia szkolenia,

› Nr 199, poz. 1935 i Nr 228, poz. 2255, z 2004 r. Nr 25, poz. 219, Nr 69, poz. 626, Nr 93, poz. 889 i Nr 243, poz. 2426, z 2005 r. Nr 86, poz. 732, Nr 90, poz. 757, Nr 132, poz. 1109, Nr 163, poz. 1363, Nr 178, poz. 1479 i Nr 180, poz. 1493, z 2006 r. Nr 190, poz. 1409, Nr 218, poz. 1592 i Nr 226, poz. 1648, z 2007 r. Nr 89, poz. 589, Nr 123, poz. 850, Nr 124, poz. 859 i Nr 192, poz. 1378, z 2008 r. Nr 90, poz. 560, Nr 122, poz. 782, Nr 171, poz. 1056, Nr 173, poz. 1080 i Nr 214, poz. 1344, z 2009 r. Nr 62, poz. 504, Nr 63, poz. 533, Nr 166, poz. 1317, Nr 168, poz. 1323, Nr 190, poz. 1474, Nr 201, poz. 1540 i Nr 206, poz. 1589, z 2010 r. Nr 7, poz. 46, Nr 40, poz. 227 i 229, Nr 98, poz. 625 i 626, Nr 125, poz. 842, Nr 127, poz. 857, Nr 152, poz. 1018 i 1021, Nr 182, poz. 1228, Nr 225, poz. 1474 i Nr 240, poz. 1602, z 2011 r. Nr 17, poz. 78, Nr 24, poz. 130, Nr 39, poz. 202, Nr 48, poz. 245, Nr 72, poz. 381, Nr 94, poz. 549, Nr 117, poz. 678, Nr 133, poz. 767, Nr 160, poz. 964 i Nr 191, poz. 1135, Nr 217, poz. 1280, Nr 233, poz. 1381 i Nr 240, poz. 1431 oraz z 2013 r. poz. 611, 849 i 905.

c) zakresie programowym szkolenia, w tym przepisach prawnych, normach, specyfikacjach technicznych i innych pomocach niezbędnych do realizacji programu szkolenia,
d) wyposażeniu dostarczanym przez organizatora, w tym środkach ochrony indywidualnej oraz wymaganiach bezpieczeństwa i higieny pracy związanych z miejscami szkolenia

– dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii, przy uwzględnieniu dobrej praktyki szkoleniowej.

Art. 20r. 1. W celu uzyskania akredytacji podmiot składa do Prezesa UDT pisemny wniosek o udzielenie akredytacji odpowiednio do danego typu szkolenia i rodzaju odnawialnego źródła energii, w zakresie, w którym zamierza prowadzić szkolenia.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:

1) oznaczenie firmy organizatora szkolenia, jego siedziby i adresu miejsca wykonywania działalności gospodarczej;
2) numer identyfikacji podatkowej (NIP) organizatora szkolenia oraz numer identyfikacyjny w krajowym rejestrze urzędowym podmiotów gospodarki narodowej (REGON), jeżeli zostały nadane;
3) określenie:
   a) typu przeprowadzanych szkoleń,
   b) rodzaju odnawialnego źródła energii w zakresie, w którym zamierza prowadzić szkolenie,
   c) miejsca lub miejsc prowadzenia szkolenia.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, organizator szkolenia jest obowiązany dołączyć następujące dokumenty:

1) tablicę korelacji zakresu programowego szkolenia prowadzonego przez organizatora z zakresem programowym szkolenia określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 20v,
2) procedury systemu zarządzania szkoleniami, o których mowa w art. 20q ust. 2 pkt 2-4,
3) wykaz szkoleń z określeniem zakresu programowego dla danego typu szkolenia, z podziałem na grupy tematyczne i zagadnienia,
4) wykaz zajęć szkoleniowych oraz liczby godzin edukacyjnych,
5) wykaz urządzeń technicznych, w tym wyposażenia laboratoryjnego lub innych urządzeń do zajęć praktycznych,
6) wykaz osób prowadzących zajęcia teoretyczne i praktyczne wraz z danymi dotyczącymi wykształcenia oraz przebiegu praktyki zawodowej

– dla danego typu szkolenia i rodzaju odnawialnego źródła energii.

4. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, może być złożony za pomocą środków komunikacji elektronicznej, o których mowa w ustawie z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną.

5. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, złożony za pomocą środków komunikacji elektronicznej powinien być opatrzony bezpiecznym podpisem elektronicznym weryfikowanym za pomocą ważnego kwalifikowanego certyfikatu.

Art. 20s. 1. Prezes UDT przed udzieleniem akredytacji dokonuje oceny wniosku oraz dokumentów złożonych przez organizatora szkoleń oraz sprawdzenia spełnienia przez organizatora szkolenia wymagań, o których mowa w art. 20q ust. 1 pkt 1-3.

2. W przypadku stwierdzenia w czasie sprawdzenia, o którym mowa w ust. 1, iż organizator szkolenia nie spełnia któregokolwiek z wymagań, o których mowa w art. 20q ust. 1 pkt 1-3, Prezes UDT wzywa organizatora szkolenia do usunięcia braków w terminie siedmiu dni z pouczeniem, że nie usunięcie tych braków spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania.

3. Prezes UDT, w terminie nie dłuższym niż 60 dni od dnia złożenia wniosku, jest obowiązany do udzielenia akredytacji organizatorowi szkolenia albo zawiadomienia o odmowie udzielenia akredytacji.

4. Akredytacja jest udzielana na 5 lat, od dnia jej udzielenia, i podlega okresowej weryfikacji, nie rzadziej niż raz w czasie ważności udzielonej akredytacji.

Art. 20t. Prezes UDT odmawia udzielenia akredytacji organizatorowi szkoleń, jeżeli organizator szkolenia nie spełnia któregokolwiek z wymagań, o których mowa w art. 20q ust. 1 pkt 1-3.

Art. 20u. Prezes UDT cofa udzieloną akredytację jeżeli wyniki okresowej weryfikacji, o której mowa w art. 20s ust. 4, są negatywne.

Art. 20v. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia:

1) warunki i sposób udzielania akredytacji organizatorowi szkoleń oraz sposób jej okresowej weryfikacji i cofnięcia, wzór wniosku o udzielenie akredytacji, wzór zgłoszenia, o którym mowa w art. 20w ust. 1 pkt 1, oraz wzór zaświadczenia potwierdzającego ukończenie szkolenia,
2) zakres programowy szkoleń podstawowych i przypominających, części teoretycznej i praktycznej, obejmujący minimalny zakres wiedzy i umiejętności odpowiednio dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii wymienionego w art. 20h ust. 2, w przypadku osób ubiegających się o wydanie lub przedłużenie ważności certyfikatu,
3) wymagania kwalifikacyjne dla kandydata na członka Komisji, sposób doskonalenia zawodowego w czasie trwania powołania oraz sposób ich dokumentowania, tryb powoływania, okresowej weryfikacji i odwoływania członków Komisji, sposób działania Komisji oraz wynagradzania jej członków,
4) sposób opracowywania, weryfikacji i przechowywania katalogu pytań egzaminacyjnych,
5) warunki, formę i tryb przeprowadzania egzaminu oraz kryteria jego łącznej oceny,
6) sposób wnoszenia opłat, o których mowa w art. 20za ust. 1,
7) wzory wniosków o wydanie certyfikatu oraz o przedłużenie ważności certyfikatu, wzór graficzny certyfikatu i jego wtórnika oraz wzór zgłoszenia, o którym mowa w art. 20p ust. 1 pkt 1,
8) sposób prowadzenia rejestrów, o których mowa w art. 20zb ust. 1, oraz warunki i sposób przechowywania dokumentacji dotyczącej udzielonej akredytacji i wydania certyfikatu

– mając na uwadze zapewnienie odpowiedniej jakości montażu mikroinstalacji i małych instalacji, bezstronny i niezależny przebieg postępowań w sprawie akredytacji organizatorów szkoleń oraz certyfikacji instalatorów danego rodzaju odnawialnego źródła energii, a także sposób dokumentowania, ewidencjonowania oraz przechowywania dokumentacji dotyczącej postępowań.

Art. 20w. 1. Podmiot prowadzący działalność w państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, może być organizatorem szkolenia podstawowego lub przypominającego, o których mowa w art. 20h ust. 3 pkt 3 oraz w art. 20n ust. 1 pkt 2, jeżeli:

1) posiada ważną akredytację udzieloną przez państwo członkowskie Unii Europejskiej, Konfederację Szwajcarską lub państwo członkowskie Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronę umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, i zgłosi Prezesowi UDT zamiar rozpoczęcia szkoleń nie później niż 60 dni przed zamierzonym rozpoczęciem szkoleń lub
2) posiada akredytację udzieloną na zasadach określonych w niniejszej ustawie.

2. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, powinno zawierać dane określone w art. 20r ust. 2, i stanowi podstawę wpisu do rejestru, o którym mowa w art. 20zb ust. 1 pkt 2. Zgłoszenie powinno również zawierać oświadczenie wnioskującego, że akredytacja udzielona przez inne państwo członkowskie Unii Europejskiej, Konfederację Szwajcarską lub państwo członkowskie Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stronę umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, jest ważna.

Art. 20x. 1. Przy Prezesie UDT działa Komitet Odwoławczy, zwany dalej „Komitetem", który liczy nie więcej niż 10 osób posiadających wiedzę i doświadczenie w zakresie dotyczącym certyfikacji i akredytacji.

2. Do zadań Komitetu należy rozpatrywanie odwołań w sprawach odmowy wydania certyfikatu, cofnięcia certyfikatu, odmowy przedłużenia ważności certyfikatu, odmowy udzielenia akredytacji oraz cofnięcia akredytacji.

3. Kadencja Komitetu trwa 4 lata.

4. W skład Komitetu wchodzą proporcjonalnie, w liczbie zapewniającej brak dominacji którejkolwiek ze stron, osoby reprezentujące organy administracji rządowej, ogólnopolskie stowarzyszenia i organizacje: konsumenckie, pracodawców, gospodarcze i naukowo-techniczne, jeżeli zakres ich działania obejmuje zadania związane z promowaniem wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

5. Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa UDT o zgłoszonych kandydatach, na wniosek organów, stowarzy-

szeń i organizacji, o których mowa w ust. 4, powołuje oraz odwołuje członków Komitetu.

6. Organizację i tryb pracy Komitetu określa regulamin nadany przez Prezesa UDT w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki.

7. Obsługę administracyjno-organizacyjną Komitetu zapewnia Urząd Dozoru Technicznego.

Art. 20y. 1. W przypadku:

1) odmowy wydania certyfikatu, cofnięcia certyfikatu oraz odmowy przedłużenia ważności certyfikatu,
2) odmowy udzielenia akredytacji lub cofnięcia akredytacji

– przysługuje odwołanie.

2. Odwołanie, o którym mowa w ust. 1, wnosi się za pośrednictwem Prezesa UDT do Komitetu w terminie 14 dni od dnia otrzymania zawiadomienia o odmowie wydania certyfikatu, cofnięcia certyfikatu, odmowie przedłużenia ważności certyfikatu, odmowie udzielenia akredytacji lub cofnięcia akredytacji.

3. Odwołanie rozpatruje trzyosobowy zespół, wyznaczony spośród członków Komitetu przez Przewodniczącego Komitetu, w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia doręczenia odwołania.

4. Nadanie pisma z odwołaniem w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. poz. 1529), lub w polskim urzędzie konsularnym jest równoznaczne z wniesieniem go do Komitetu.

Art. 20z. 1. Po rozpatrzeniu odwołania, o którym mowa w art. 20y ust. 1, Komitet:

1) stwierdza zasadność odwołania i przekazuje sprawę Prezesowi UDT do ponownego rozpoznania albo
2) oddala odwołanie.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, osobie lub podmiotowi przysługuje skarga do sądu administracyjnego, za pośrednictwem Komitetu, w terminie 30 dni od dnia doręczenia zawiadomienia o oddaleniu odwołania; w postępowaniu przed sądem stosuje się odpowiednio przepisy o zaskarżaniu do sądu decyzji.

Art. 20za. 1. Mając na względzie bezstronny i niezależny przebieg postępowań w sprawie akredytacji organizatorów szkoleń oraz certyfikacji instalatorów dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii wymienionego w art. 20h ust. 2, a także zapewnienie właściwego dokumentowania, ewidencjonowania i bezpiecznego przechowywania ich dokumentacji, pobiera się opłaty za:

1) przeprowadzenie egzaminu, która nie może być niższa niż 5% i wyższa niż 20% kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa GUS na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych, obowiązującej w dniu ogłoszenia w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Dozoru Technicznego terminu egzaminu;
2) wydanie certyfikatu, która nie może być wyższa niż 5% kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa GUS na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych, obowiązującej w dniu złożenia wniosku o wydanie certyfikatu;
3) przedłużenie ważności certyfikatu, która nie może być niższa niż 5% i wyższa niż 10% kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa GUS na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych, obowiązującej w dniu złożenia wniosku o przedłużenie ważności certyfikatu;
4) wydanie wtórnika certyfikatu, wynoszącą 50 zł za każdy wydany wtórnik;
5) udzielanie akredytacji, wynoszącą 150% kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa GUS na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych, obowiązującej w dniu złożenia wniosku o udzielenie akredytacji.

2. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, wysokość opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 1-3 i 5, uwzględniając w szczególności konieczność zapewnienia pokrycia kosztów przeprowadzania egzaminów, wydawania dokumentów oraz udzielania akredytacji.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 1 pkt 1-3 i 5, nie podlegają zwrotowi w razie odmowy przez Prezesa UDT wydania certyfikatu, przedłużenia ważności certyfikatu, albo udzielenia akredytacji.

4. Opłaty, o których mowa w ust. 1, stanowią przychód Urzędu Dozoru Technicznego.

Art. 20zb. 1. Prezes UDT prowadzi w systemie informatycznym rejestry:

1) certyfikowanych instalatorów, wydanych certyfikatów i ich wtórników;
2) akredytowanych organizatorów szkoleń.

2. Rejestr, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, obejmuje następujące dane:

1) imię (imiona) i nazwisko instalatora;
2) datę i miejsce urodzenia instalatora;
3) numer PESEL – o ile został nadany, albo rodzaj i numer dokumentu potwierdzającego tożsamość instalatora;
4) adres zamieszkania oraz adres do korespondencji;
5) numer zaświadczenia ukończenia szkolenia;
6) numer protokołu z przeprowadzonego egzaminu;
7) numer, datę i miejsce wydania certyfikatu lub jego wtórnika;
8) datę ważności i zakres certyfikatu;
9) miejsce pracy albo wykonywania działalności gospodarczej przez instalatora;
10) datę cofnięcia certyfikatu.

3. Dane, o których mowa w ust. 2 pkt 1, 7 i 8 są jawne. Dodatkowo jawne są dane, o których mowa w ust. 2 pkt 9, w przypadku wyrażenia przez zainteresowanego zgody na ich ujawnienie odpowiednio na warunkach, o których mowa w art. 20j ust. 2 pkt 2.

4. Do rejestru, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, wpisuje się osoby, o których mowa w art. 20p.

5. Rejestr, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, obejmuje dane, o których mowa w art. 20r ust. 2.

6. Rejestr, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest jawny.

7. Do rejestru, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, wpisuje się podmioty, o których mowa w art. 20w.

Art. 20zc. 1. Prezes UDT administruje i przetwarza dane zawarte w rejestrach w trybie i na zasadach określonych w odrębnych przepisach.

2. W przypadku wygaśnięcia ważności certyfikatu lub jego cofnięcia, Prezes UDT po 5 latach od daty wygaśnięcia lub cofnięcia certyfikatu usuwa z rejestru, o którym mowa w art. 20zb ust. 1 pkt 1, dane dotyczące instalatora.

3. W przypadku wygaśnięcia akredytacji organizatora szkoleń lub jej cofnięcia, Prezes UDT po 3 miesiącach od daty wygaśnięcia lub cofnięcia akredytacji usuwa dane organizatora szkoleń z rejestru, o którym mowa w art. 20zb ust. 1 pkt 2.

Art. 20zd. Dokumentacja dotycząca postępowania w sprawie wydania certyfikatów, ich wtórników oraz udzielenia akredytacji jest przechowywana przez Prezesa UDT przez okres 5 lat.";

25) w art. 21:

a) ust. 2a otrzymuje brzmienie:

„2a. Prezesa URE powołuje Prezes Rady Ministrów, spośród osób wyłonionych w drodze otwartego i konkurencyjnego naboru. Prezes Rady Ministrów odwołuje Prezesa URE.",

b) w ust. 2e zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie:

„Nabór na stanowisko Prezesa URE przeprowadza zespół, powołany przez Szefa Kancelarii Prezesa Rady Ministrów z upoważnienia Prezesa Rady Ministrów, liczący co najmniej 3 osoby, których wiedza i doświadczenie dają rękojmię wyłonienia najlepszych kandydatów.",

c) ust. 2h otrzymuje brzmienie:

„2h. W toku naboru zespół wyłania nie więcej niż 3 kandydatów, których przedstawia Szefowi Kancelarii Prezesa Rady Ministrów.",

d) po ust. 2k dodaje się ust. 2l-2o w brzmieniu:

„2l. Prezes URE jest powoływany na pięcioletnią kadencję i może być ponownie powołany tylko raz. Po upływie kadencji Prezes URE pełni swoją funkcję do czasu powołania następcy.

2m. Prezes URE może zostać odwołany, przez Prezesa Rady Ministrów, przed upływem kadencji, na którą został powołany, wyłącznie w przypadku:

1) rażącego naruszenia prawa;
2) skazania prawomocnym wyrokiem sądu za popełnione umyślnie przestępstwo lub przestępstwo skarbowe;

3) orzeczenia zakazu zajmowania kierowniczych stanowisk lub pełnienia funkcji związanych ze szczególną odpowiedzialnością w organach państwa;
4) choroby trwale uniemożliwiającej wykonywanie zadań;
5) złożenia rezygnacji.

2n. Wiceprezes URE tymczasowo, do czasu powołania nowego Prezesa URE, wykonuje obowiązki Prezesa URE w razie:
1) śmierci Prezesa URE;
2) odwołania Prezesa URE przed upływem kadencji;
3) stwierdzenia nieważności powołania Prezesa URE lub innych przyczyn nie objęcia urzędu po dokonaniu powołania.

2o. Osoba wykonująca obowiązki Prezesa URE nie może dokonać zwolnienia, o którym mowa w art. 49 ust. 1.",

e) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Wiceprezesa URE powołuje Prezes URE spośród osób wyłonionych w drodze otwartego i konkurencyjnego naboru. Prezes URE odwołuje wiceprezesa URE.",

f) ust. 5a i 5b otrzymują brzmienie:

„5a. Nabór na stanowisko Wiceprezesa Urzędu Regulacji Energetyki przeprowadza zespół, powołany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, liczący co najmniej 3 osoby, których wiedza i doświadczenie dają rękojmię wyłonienia najlepszych kandydatów. W toku naboru ocenia się doświadczenie zawodowe kandydata, wiedzę niezbędną do wykonywania zadań na stanowisku, na które jest przeprowadzany nabór, oraz kompetencje kierownicze.

5b. Do sposobu przeprowadzania naboru na stanowisko, o którym mowa w ust. 5, stosuje się odpowiednio ust. 2b, 2d, 2f, 2g oraz 2i-2k. Informacje o naborze na stanowisko wiceprezesa Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza się przez umieszczenie ogłoszenia w miejscu powszechnie dostępnym w siedzibie urzędu oraz w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. Do ogłoszenia stosuje się przepisy ust. 2c zdanie drugie.",

g) po ust. 5b dodaje się ust. 5c i 5d w brzmieniu:

„5c. W toku naboru zespół wyłania nie więcej niż 3 kandydatów, których przedstawia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

5d. Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki jest powoływany na pięcioletnią kadencję i może być ponownie powołany tylko raz. Po upływie kadencji Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki pełni swoją funkcję do czasu powołania następcy.",

h) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Prezes Rady Ministrów, w drodze zarządzenia, nadaje statut URE, określający jego organizację wewnętrzną oraz strukturę terenową.";

26) uchyla się art. 22;

27) w art. 23:

a) w ust. 2:

– pkt 4a otrzymuje brzmienie:

„4a) kontrolowanie wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 oraz w art. 49b ust. 1;",

– po pkt 6 dodaje się pkt 6a-6c w brzmieniu:

„6a) przyznawanie certyfikatu niezależności;
6b) kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w niniejszej ustawie oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi;
6c) informowanie Komisji Europejskiej o wyznaczeniu operatorów systemów przesyłowych;",

– pkt 11a otrzymuje brzmienie:

„11a) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego oraz innych uczestników rynku paliw gazowych obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz zatwierdzanie

odpowiednich punktów w systemie przesyłowym, objętych obowiązkiem, o którym mowa w art. 18 tego rozporządzenia;",

– po pkt 11a dodaje się pkt 11b w brzmieniu:

„11b) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005;",

– po pkt 14a dodaje się pkt 14b-14d w brzmieniu:

„14b) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym;

14c) zawieranie umów z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji;

14d) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, o których mowa w pkt 14b, z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności tych decyzji;",

– w pkt 18 w lit. c średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. d w brzmieniu:

„d) średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczanej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych;",

b) w ust. 2a pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3.",

c) dodaje się ust. 5 i 6 w brzmieniu:

„5. Prezes URE uchyla decyzję wydaną w sprawach, o których mowa w ust. 2, jeżeli Komisja Europejska stwierdziła jej niezgodność z przepisami wydanymi na podstawie rozporządzenia (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, w terminie 2 miesięcy od dnia otrzymania informacji od Komisji Europejskiej o konieczności jej uchylenia, i informuje o tym uchyleniu Komisję Europejską.

6. Prezes URE współpracując z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją zapewnia taki sam stopień poufności otrzymanych informacji, jaki jest wymagany od organu udostępniającego informacje.";

28) w art. 24:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prezes URE składa ministrowi właściwemu do spraw gospodarki corocznie, w terminie do dnia 30 kwietnia każdego roku, sprawozdanie ze swojej działalności, w tym ocenę bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej, stosownie do zakresu działania określonego w art. 23 ust. 2, oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności.",

b) uchyla się ust. 2;

29) w art. 32 w ust. 1 w pkt 4 w lit. b kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. c w brzmieniu:

„c) obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną innego, niż określony w lit. b, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające paliwa gazowe lub energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w lit. b.";

30) art. 44 otrzymuje brzmienie:

„Art. 44. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, jest obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

1) dostarczania paliw gazowych lub energii, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi lub energią, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie;

2) niezwiązanym z działalnością wymienioną w pkt 1.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do sporządzania i przechowywania, na zasadach i w trybie określonych w przepisach o rachunkowości, sprawozdania finansowego zawierającego bilans oraz rachunek zysków i strat za okresy sprawozdawcze, odrębnie dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, o których mowa w ust. 1.

3. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 2, podlega badaniu, zgodnie z zasadami określonymi w rozdziale 7 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, także w zakresie zapewnienia równoprawnego traktowania odbiorców oraz eliminowania subsydiowania skrośnego pomiędzy działalnościami, o których mowa w ust. 1 pkt 1.

4. Sprawozdanie finansowe sporządzane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej powinno zawierać informację o przychodach z tytułu wykonywania prawa własności do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej.

5. Przedsiębiorstwa energetyczne dokonujące zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości, o których mowa w art. 4 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, są obowiązane do zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym informacji o tych zmianach wraz z uzasadnieniem; zmiany te muszą gwarantować porównywalność informacji zawartych w sprawozdaniach finansowych sporządzonych przed wprowadzeniem tych zmian oraz po ich wprowadzeniu.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne, które nie jest obowiązane na podstawie odrębnych przepisów do publikowania sprawozdań finansowych, udostępnia te sprawozdania do publicznego wglądu w swojej siedzibie.";

31) po art. 49a dodaje się art. 49b i art. 49c w brzmieniu:

„Art. 49b. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 55% gazu

ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej:
1) w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw lub
2) siecią gazociągów kopalnianych, lub
3) terminalami skroplonego gazu ziemnego
– na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.

2. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy:
1) gazu ziemnego stanowiącego zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2012 r. poz. 1190);
2) gazu ziemnego wyprowadzanego w danym roku z sieci przesyłowej w punktach wyjścia z krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw, w ilości równej ilości gazu ziemnego wprowadzonego do sieci przesyłowej w tym roku;
3) gazu ziemnego sprzedawanego operatorom systemów gazowych w celu realizacji ich zadań określonych w ustawie;
4) gazu ziemnego wykorzystywanego na potrzeby własne.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą, które w danym roku posiadają prawo do przepustowości w punktach wymienionych w ust. 1 pkt 1, w wielkości mniejszej niż 10% sumy przepustowości wszystkich punktów wymienionych w ust. 1 pkt 1, są zwolnione z obowiązku, o którym mowa w ust. 1.

4. Nie podlegają zwolnieniu z obowiązku, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą wchodzące w skład grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, jeżeli łączna wielkość przepustowości w punktach wymienionych w ust. 1 pkt 1, do których przedsiębiorstwa te posiadają prawo, jest większa, niż 10% sumy przepustowości wszystkich punktów wymienionych w ust. 1 pkt 1.

5. Przedsiębiorstwa energetyczne przekazują Prezesowi URE, w terminie do dnia 31 marca roku następnego, sprawozdania z realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 1.

Art. 49c. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą przekazuje Prezesowi URE informacje o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy za ostatni kwartał, w tym o cenach i ilościach zakupionego gazu ziemnego, w terminie 30 dni od dnia zakończenia kwartału.

2. Na podstawie informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, w tym odrębnie dla gazu ziemnego sprowadzonego z państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz dla gazu ziemnego sprowadzanego z innych państw, w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału, biorąc pod uwagę przepisy o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.";

32) po rozdziale 6 dodaje się rozdział 6a w brzmieniu:

„Rozdział 6a
Zasady współpracy międzynarodowej w zakresie wspólnych projektów inwestycyjnych oraz współpracy międzynarodowej w zakresie odnawialnych źródeł energii

Art. 55a. 1. Transfer statystyczny odbywa się na podstawie umowy międzynarodowej, zawartej zgodnie z przepisami ustawy z dnia 14 kwietnia 2000 r. o umowach międzynarodowych (Dz. U. Nr 39, poz. 443, z późn. zm.[16)]), albo na podstawie umowy cywilnoprawnej.

[16)] Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2002 r. Nr 216, poz. 1824, z 2010 r. Nr 213, poz. 1395 oraz z 2011 r. Nr 117, poz. 676.

2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny co najmniej zawierać postanowienia określające:
1) ilość przekazywanej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii;
2) cenę energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1;
3) sposób prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną, o której mowa w pkt 1;
4) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;
5) zobowiązanie stron umowy do przekazywania Komisji Europejskiej informacji o transferze statystycznym określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, w szczególności ilości i ceny przekazywanej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

3. Informację o transferze statystycznym określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii strony umowy przekazują Komisji Europejskiej nie później, niż w terminie 3 miesięcy po zakończeniu każdego roku, w którym dokonano transferu statystycznego.

4. W przypadku nie osiągnięcia przez Rzeczpospolitą Polską krajowego celu, o którym mowa w art. 20a ust. 2 pkt 1, nie dokonuje się, w danym roku kalendarzowym transferów statystycznych.

5. Zawarcie umowy cywilnoprawnej wymaga uzyskania zgody Rady Ministrów.

6. Umowa cywilnoprawna, w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia, jest przekazywana Radzie Ministrów do wiadomości.

Art. 55b. Minister właściwy do spraw gospodarki przesyła Komisji Europejskiej, w terminie 14 dni od dnia zawarcia umowy, o której mowa w art. 55a ust. 1, informacje dotyczące transferu statystycznego, w tym dotyczące określonej ilości i cen energii lub paliw wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, która może zostać uwzględniona w realizacji krajowego celu, o którym mowa w art. 20a ust. 2 pkt 1.

Art. 55c. 1. Transfer statystyczny nie ma wpływu na osiągnięcie krajowego celu, o którym mowa w art. 20a ust. 2 pkt 1.

2. Warunkiem osiągnięcia krajowego celu, wynikającego z krajowego planu działania, jest realizacja zobowiązania stron umowy, o której mowa w art. 55a ust. 1, do przekazywania Komisji Europejskiej informacji o transferze statystycznym.

3. W przypadku przekazania określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w formie transferu statystycznego, należy:
1) przekazaną lub sprzedaną ilość określonej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przez Rzeczpospolitą Polską innym państwom członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwom członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronom umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, odjąć od określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii która jest uwzględniana przy obliczaniu krajowego celu, wynikającego z krajowego planu działania;
2) przyjętą lub zakupioną określoną ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przez Rzeczpospolitą Polską od innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, dodać do określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii która jest uwzględniana przy obliczaniu krajowego celu, wynikającego z krajowego planu działania.

Art. 55d. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej, w terminie do dnia 31 grudnia 2016 r., może przystąpić na warunkach określonych w umowie zawieranej z innymi podmiotami z państw członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, do realizacji wspólnego projektu energetycznego, dotyczącego energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, zwanego dalej „wspólnym projektem energetycznym".

2. Wspólnym projektem energetycznym jest w szczególności budowa nowego odnawialnego źródła energii lub modernizacja istniejącego

odnawialnego źródła energii dokonana po dniu 25 czerwca 2009 r., oraz z której wytworzona określona ilość energii elektrycznej będzie zaliczana do krajowego celu, o którym mowa w art. 20a ust. 2 pkt 1.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, które przystąpiło do wspólnego projektu energetycznego, informuje niezwłocznie ministra właściwego do spraw gospodarki o każdym zrealizowanym etapie wspólnego projektu energetycznego, w szczególności o odnawialnych źródłach energii służących do wytwarzania energii elektrycznej, oraz ilości wytworzonej energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

4. Zakres współfinansowania, termin realizacji wspólnego projektu energetycznego oraz obowiązki stron określi umowa, o której mowa w ust. 1.

Art. 55e. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki, stosując obiektywne i przejrzyste zasady oraz biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, po uzyskaniu opinii ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, w drodze decyzji, wyraża zgodę na przystąpienie przedsiębiorstwa energetycznego do wspólnego projektu energetycznego.

2. Decyzję, o której mowa w ust. 1, wydaje się na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 55d ust. 1.

3. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, zawiera:

1) oznaczenie przedsiębiorstw energetycznych, które zamierzają realizować wspólny projekt energetyczny;
2) opis odnawialnego źródła energii, którego dotyczy wspólny projekt energetyczny;
3) określenie udziału lub ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, która będzie mogła być zaliczana do krajowego celu danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, wynikającego z krajowego planu działania;
4) określenie okresu, w pełnych latach kalendarzowych, w którym wytworzona energia elektryczna będzie mogła być zaliczona do krajowego celu danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, wynikającego z krajowego planu działania;
5) zasady korzystania odnawialnego źródła energii z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii.

4. Minister właściwy do spraw gospodarki wyrażając zgodę, o której mowa w ust. 1, określi udział lub ilość energii elektrycznej, która będzie zaliczona do krajowego celu, o którym mowa w art. 20a ust. 2 pkt 1.

5. Po wyrażeniu zgody, o której mowa w ust. 1, minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje Komisji Europejskiej informację zawierającą:

1) oznaczenie państwa członkowskiego Unii Europejskiej, z którego podmioty będą uczestniczyły we wspólnym projekcie energetycznym;
2) opis odnawialnego źródła energii, którego ma dotyczyć wspólny projekt energetyczny;
3) określenie udziału lub ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, która będzie zaliczana do krajowego celu danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej;
4) określenie okresu, w pełnych latach kalendarzowych, w których wytworzona energia elektryczna będzie mogła być zaliczana do krajowego celu danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej.

6. W przypadku konieczności zmiany wspólnego projektu energetycznego przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało zgodę, o której mowa w ust. 1, jest obowiązane wystąpić do ministra właściwego do spraw gospodarki z wnioskiem o wyrażenie zgody na zmianę wspólnego projektu energetycznego.

7. Do wyrażenia zgody na dokonanie zmian we wspólnym projekcie energetycznym przepisy ust. 1-4 stosuje się odpowiednio.

Art. 55f. Minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje Komisji Europejskiej oraz państwu członkowskiemu z którym realizowany jest wspólny projekt energetyczny, w terminie do dnia 31 marca roku następującego po roku kalendarzowym realizacji wspólnego projektu energetycznego, informację o udziale lub ilości energii elektrycznej wytworzonej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w odnawialnym źródle energii, objętej wspólnym projektem energetycznym:

1) oddanej do eksploatacji po dniu 25 czerwca 2009 r. lub
2) zmodernizowanej po dniu 25 czerwca 2009 r.

– jeżeli energia elektryczna zostanie zaliczona do krajowego celu danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej.

Art. 55g. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki, realizując zobowiązania międzynarodowe, może uwzględnić w krajowym celu, o którym mowa w art. 20a ust. 2 pkt 1, energię elektryczną wytworzoną w odnawialnych źródłach energii zlokalizowanych na terenie państwa nie będącego członkiem Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wyłącznie w przypadku, gdy energia elektryczna wytworzona w odnawialnych źródłach energii zostanie zużyta na obszarze Unii Europejskiej, z uwzględnieniem ust. 2.

2. Energię elektryczną uwzględnia się w krajowym celu, o którym mowa w art. 20a ust. 2 pkt 1, wyłącznie w przypadku, gdy:

1) energia elektryczna zostanie zużyta na obszarze państw członkowskich Unii Europejskiej, z zastrzeżeniem, że:
   a) ilość energii elektrycznej równoważna ilości energii elektrycznej uwzględnianej w obliczeniach jest przypisana do alokowanej mocy połączeń międzysystemowych przez właściwych operatorów systemów przesyłowych w kraju pochodzenia, kraju przeznaczenia i, o ile ma to zastosowanie, w każdym kraju trzecim tranzytu,
   b) ilość energii elektrycznej równoważna ilości energii elektrycznej uwzględnianej do obliczeń została zarejestrowana w wykazie zbilansowania przez właściwego operatora systemu przesyłowego,
   c) przypisana zdolność i wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii odnoszą się do tego samego okresu, o którym mowa w pkt 2;
2) energia elektryczna jest wytwarzana w odnawialnych źródłach energii, które oddano do eksploatacji po dniu 25 czerwca 2009 r., lub w tej części w odnawialnych źródłach energii, którą zmodernizowano po tej dacie;
3) energia elektryczna nie była objęta instrumentami wspierającymi wytwarzanie tej energii w ramach systemu wsparcia obowiązującego w państwie nie będącym członkiem Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub w państwach członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronach umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, z wyłączeniem pomocy inwestycyjnej przyznanej dla tego odnawialnego źródła energii.

3. Minister właściwy do spraw gospodarki, przekazuje Komisji Europejskiej raport w którym określa ilość energii elektrycznej, którą wytworzono w danym roku kalendarzowym, oraz ilość energii elektrycznej zaliczanej do krajowego celu danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku za który raport jest sporządzony.";

33) w art. 56:
   a) w ust. 1:
      – pkt 1c otrzymuje brzmienie:
        „1c) nie przedstawia informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l, art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f, ust. 9-9b, art. 9d ust. 8, art. 11c ust. 3, art. 11e ust. 5 i art. 16 ust. 21 i 22;",
      – po pkt 1f dodaje się pkt 1g w brzmieniu:
        „1g) ustala instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 8b, nie spełniającą wymagań określonych w ustawie;",
      – po pkt 24 dodaje się pkt 24a w brzmieniu:
        „24a) nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;",
      – po pkt 25 dodaje się pkt 25a w brzmieniu:
        „25a) z nieuzasadnionych przyczyn nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem o przyznanie certyfikatu niezależności lub nie dopełnia warunków określonych w decyzji, o której mowa w art. $9h^1$ ust. 12;",
      – pkt 26 otrzymuje brzmienie:
        „26) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 9h ust. 11 i 12;",
      – pkt 31 i 32 otrzymują brzmienie:
        „31) nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5a i art. 16 ust. 18 lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4;

32) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2, art. 49b ust. 1 oraz w art. 49c ust. 1;",

– w pkt 33 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 34 w brzmieniu:

„34) nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 9a ust. 1a[5] pkt 1.",

b) w ust. 2d pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) ust. 1 pkt 28, 30 i 34 wynosi 10 000 zł.".

Art. 2. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623, z późn. zm.[17)]) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 5 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. W nowych budynkach oraz istniejących budynkach poddawanych przebudowie lub przedsięwzięciu służącemu poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu przepisów o efektywności energetycznej, które są użytkowane przez jednostki sektora finansów publicznych w rozumieniu przepisów o finansach publicznych, zaleca się stosowanie urządzeń wykorzystujących energię wytworzoną w odnawialnych źródłach energii, a także technologie mające na celu budowę budynków o wysokiej charakterystyce energetycznej.";

2) w art. 29 w ust. 2 pkt 16 otrzymuje brzmienie:

„16) montażu pomp ciepła, urządzeń fotowoltaicznych o zainstalowanej mocy elektrycznej do 40 kW oraz wolno stojących kolektorów słonecznych;".

Art. 3. W ustawie z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2013 r. poz. 743) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 9 ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Minister właściwy do spraw gospodarki sprawuje nadzór nad Prezesem Głównego Urzędu Miar oraz nad działalnością Urzędu Patentowego Rzeczypospolitej Polskiej.";

2) w art. 33a w ust. 1 w pkt 14 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 15 w brzmieniu:

„15) Urząd Regulacji Energetyki.".

Art. 4. W ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, z późn. zm.[18)]) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2:

a) w pkt 2:

– lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) różne rodzaje energii lub paliwa gazowe w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984),",

– lit. e otrzymuje brzmienie:

„e) nie będące instrumentami finansowymi prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny lub wartości oznaczonych co do gatunku rzeczy, określonych rodzajów energii, paliw gazowych, mierników i limitów wielkości produkcji, emisji zanieczyszczeń lub praw majątkowych, o których mowa w lit. d i f,",

b) pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) transakcji giełdowej – rozumie się przez to umowę dotyczącą towarów giełdowych zawartą na giełdzie towarowej, w tym umowę zawartą w celu realizacji obrotu transgranicznego w ramach łączenia rynków, przez:

a) członków giełdy,

b) zleceniodawców, którzy zawarli umowę ze spółkami handlowymi prowadzącymi działalność maklerską, o której mowa w art. 38 ust. 2 pkt 2, w zakresie obrotu towarami giełdowymi, o których mowa w pkt 2 lit. a,

c) inne podmioty uprawnione do uczestniczenia w obrocie transgranicznym w ramach łączenia rynków;",

[17)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2011 r. Nr 32, poz. 159, Nr 45, poz. 235, Nr 94, poz. 551, Nr 135, poz. 789, Nr 142, poz. 829, Nr 185, poz. 1092 i Nr 232, poz. 1377 oraz z 2012 r. poz. 472, 951 i 1256.

[18)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2010 r. Nr 81, poz. 530 i Nr 182, poz. 1228 oraz z 2011 r. Nr 94, poz. 551, Nr 106, poz. 622 i Nr 205, poz. 1208.

c) w pkt 16 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 17-20 w brzmieniu:

„17) łączeniu rynków – rozumie się przez to tworzony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego gazowego i podmiot prowadzący giełdę towarową transgraniczny mechanizm łączenia rynków krajowych oparty o wspólny algorytm ustalania cen i udostępnione uczestnikom połączonych rynków zdolności przesyłowe na połączeniach z innymi systemami przesyłowymi elektroenergetycznymi lub gazowymi;

18) obrocie transgranicznym – rozumie się przez to obrót energią elektryczną lub paliwami gazowymi dokonywany przez użytkowników systemu z użytkownikami innych systemów przesyłowych elektroenergetycznych lub gazowych na podstawie umów dwustronnych lub transakcji zawieranych w ramach łączenia rynków;

19) derywacie elektroenergetycznym – rozumie się przez to instrument finansowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 lit. d i e ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, który odnosi się do energii elektrycznej;

20) derywacie gazowym – rozumie się przez to instrument finansowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 lit. d i e ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, który odnosi się do gazu ziemnego.";

2) w art. 3 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. O ile przepisy innych ustaw nie stanowią inaczej, proponowanie nabycia lub nabywanie nie będących instrumentami finansowymi praw majątkowych, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny lub wartości oznaczonych co do gatunku rzeczy, określonych rodzajów energii, paliw gazowych, mierników i limitów wielkości produkcji lub emisji zanieczyszczeń, lub od ceny lub wartości praw majątkowych, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d, przy wykorzystaniu środków masowego przekazu, albo w inny sposób, jeżeli propozycja jest skierowana do więcej niż 300 osób albo do nieoznaczonego adresata, z wyjątkiem proponowania nabycia praw w postępowaniu likwidacyjnym, upadłościowym lub egzekucyjnym, może być dokonywane pod warunkiem uprzedniego wprowadzenia tych praw do obrotu giełdowego i wyłącznie za pośrednictwem giełdy.";

3) w art. 5:

a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a-2e w brzmieniu:

„2a. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również dokonywać łączenia rynków w celu umożliwienia członkom giełdy udziału w obrocie transgranicznym.

2b. Spółka, o której mowa w ust. 1, może prowadzić giełdę w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi. Prowadzenie giełdy wymaga zezwolenia wydawanego z zachowaniem trybu określonego w art. 25 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.

2c. Na giełdzie, o której mowa w ust. 2b, może być prowadzony obrót wyłącznie instrumentami finansowymi, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 2 lit. d, e oraz i ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, których instrumentem bazowym jest towar giełdowy dopuszczony do obrotu na giełdzie towarowej, w tym derywatami elektroenergetycznymi i derywatami gazowymi.

2d. Warunku dopuszczenia instrumentu bazowego do obrotu na giełdzie towarowej, o którym mowa w ust. 2c, nie stosuje się do instrumentów pochodnych odnoszących się do uprawnień do emisji, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 2 lit. i ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.

2e. Do spółki, o której mowa w ust. 1, oraz do giełdy, o której mowa w ust. 2b, stosuje się odpowiednio przepisy ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, z wyłączeniem:

1) możliwości organizowania alternatywnego systemu obrotu;

2) art. 21 ust. 3a ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.",

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Spółka, o której mowa w ust. 1, może dokonywać rozliczeń:

1) transakcji giełdowych,

2) transakcji zawartych poza giełdą przez będące jej członkami przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 9 ust. 3 pkt 4, jeżeli ich przedmiotem są określone rodzaje energii, paliwa gazowe, limity wielkości produkcji lub emisji zanieczyszczeń, prawa majątkowe,

o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d i f, albo nie będące instrumentami finansowymi prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny lub wartości energii danego rodzaju lub paliw gazowych, lub praw majątkowych, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d i f

– pod warunkiem, że regulamin giełdy określi zasady dokonywania rozliczeń takich transakcji.",

c) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:

„5a. Minimalna wysokość kapitału zakładowego spółki prowadzącej giełdę, o której mowa w ust. 2b, wynosi 10 000 000 zł.";

4) w art. 9:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Z zastrzeżeniem art. 5 ust. 3a, stronami transakcji giełdowych mogą być wyłącznie podmioty, o których mowa w art. 2 pkt 3, oraz giełdowa izba rozrachunkowa, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., zwany dalej „Krajowym Depozytem", i spółka której Krajowy Depozyt przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, a także spółki prowadzące giełdy towarowe lub giełdowe izby rozrachunkowe poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.",

b) w ust. 3 pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) przedsiębiorstwa energetyczne oraz będący osobami prawnymi odbiorcy uprawnieni do zmiany sprzedawcy w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;",

c) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Podmioty, o których mowa w ust. 3 pkt 4, mogą być wyłącznie stronami zawieranych na własny rachunek transakcji giełdowych, których przedmiotem są towary giełdowe będące określonymi rodzajami energii lub paliwami gazowymi, limitami wielkości produkcji lub emisji zanieczyszczeń, prawami majątkowymi, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d i f, lub nie będącymi instrumentami finansowymi prawami majątkowymi, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny lub wartości energii danego rodzaju lub paliw gazowych, lub praw majątkowych, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d i f, po spełnieniu warunków, o których mowa w art. 50b ust. 1.";

5) w art. 14:

a) po ust. 2b dodaje się ust. 2c w brzmieniu:

„2c. Giełdowa izba rozrachunkowa może także dokonywać obsługi finansowej oraz wykonywać zadania określone w art. 15 ust. 5 i 6 w odniesieniu do transakcji innych, niż transakcje giełdowe, jeżeli ich przedmiotem są określone rodzaje energii, paliwa gazowe, limity wielkości produkcji lub emisji zanieczyszczeń, prawa majątkowe, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d i f albo nie będące instrumentami finansowymi prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny lub wartości danego rodzaju energii lub paliw gazowych lub praw majątkowych, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d i f.",

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Giełdowa izba rozrachunkowa nie może prowadzić działalności innej niż określona w ust. 2, 2b i 2c.";

6) w art. 15 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Członkami giełdowej izby rozrachunkowej mogą być wyłącznie jej akcjonariusze, spółki prowadzące giełdę towarową lub giełdową izbę rozrachunkową z siedzibą w krajach członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub w państwach członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronach umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, towarowe domy maklerskie, domy maklerskie oraz podmioty, o których mowa w art. 9 ust. 3 pkt 4 i w art. 50 ust. 1, o ile są członkami giełdy.";

7) w art. 16 w ust. 2 pkt 1-3 otrzymują brzmienie:

„1) tryb zgłaszania izbie i rejestracji przez izbę wierzytelności członków izby, wynikających z transakcji przez nią obsługiwanych;

2) terminy i sposoby zaspokajania wierzytelności członków izby, wynikających z transakcji przez nią obsługiwanych, w tym w szczególności szczegółowe zasady rozliczania tych transakcji;

3) tryb postępowania przy wykonywaniu innych zleceń przekazanych izbie przez jej członków w związku z obsługiwanymi przez nią transakcjami;";

8) w art. 18 ust. 3 i 4 otrzymują brzmienie:

„3. Do rozliczania przez podmiot, o którym mowa w ust. 1, transakcji giełdowych lub innych transakcji w ramach wykonywania funkcji giełdowej

izby rozrachunkowej stosuje się odpowiednio art. 14 ust. 2 zdanie drugie, ust. 2b i 2c, art. 15 oraz art. 17, a w pozostałym zakresie – przepisy ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.

4. W przypadku gdy funkcję giełdowej izby rozrachunkowej pełni podmiot, o którym mowa w ust. 1, prawa i obowiązki członków giełdowej izby rozrachunkowej oraz zasady rozliczania transakcji giełdowych lub innych transakcji określa odrębny regulamin uchwalony przez radę nadzorczą danego podmiotu, na wniosek jego zarządu. Regulamin ten zawiera w szczególności elementy, o których mowa w art. 16 ust. 2.";

9) art. 24 otrzymuje brzmienie:

„Art. 24. 1. Minister właściwy do spraw instytucji finansowych, na wniosek Komisji, może cofnąć zezwolenie na prowadzenie giełdy, w przypadku gdy spółka prowadząca giełdę:

1) nie rozpoczęła prowadzenia działalności objętej zezwoleniem w terminie wskazanym w decyzji w sprawie udzielenia zezwolenia;
2) przez okres co najmniej 6 miesięcy nie prowadziła działalności objętej zezwoleniem;
3) otrzymała zezwolenie na podstawie fałszywych oświadczeń lub dokumentów zaświadczających nieprawdę;
4) przestała spełniać warunki, które były podstawą udzielenia zezwolenia;
5) prowadzi działalność z naruszeniem przepisów prawa, postanowień regulaminów lub procedur regulujących prowadzenie giełdy;
6) nie przestrzega zasad uczciwego obrotu;
7) narusza interesy uczestników obrotu.

2. W przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 3 lub 5-7, Komisja może:

1) odstąpić od wystąpienia z wnioskiem, o którym mowa w ust. 1 i nałożyć na spółkę prowadzącą giełdę towarową karę pieniężną do wysokości 10% całkowitego przychodu wykazanego w ostatnim zbadanym sprawozdaniu finansowym, a w przypadku braku takiego sprawozdania karę pieniężną do wysokości 10% prognozowanego przychodu określonego w załączonej do wniosku o udzielenie zezwolenia, zgodnie z art. 7 ust. 3, analizie ekonomiczno-finansowej, nie większą jednak niż do wysokości 10 000 000 zł,
2) wystąpić z wnioskiem, o którym mowa w ust. 1 i jednocześnie nałożyć na spółkę prowadzącą giełdę karę pieniężną, o której mowa w pkt 1, do wysokości 10% całkowitego przychodu wykazanego w ostatnim zbadanym sprawozdaniu finansowym, a w przypadku braku takiego sprawozdania karę pieniężną do wysokości 10% prognozowanego przychodu określonego w załączonej do wniosku o udzielenie zezwolenia, zgodnie z art. 7 ust. 3, analizie ekonomiczno-finansowej, nie większą jednak niż do wysokości 10 000 000 zł

– jeżeli uzasadnia to stopień naruszeń, których dopuściła się spółka prowadząca giełdę.";

10) po art. 25 dodaje się art. 25a w brzmieniu:

„Art. 25a. Przepisów niniejszego rozdziału nie stosuje się do sposobu organizowania łączenia rynków w obrocie transgranicznym.";

11) w art. 50b ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Podmioty, o których mowa w art. 9 ust. 3 pkt 4, mogą zawierać na giełdzie, we własnym imieniu, transakcje, których przedmiotem są towary giełdowe będące określonymi rodzajami energii lub paliwami gazowymi, limitami wielkości produkcji i emisji zanieczyszczeń, prawami majątkowymi, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d i f, lub nie będącymi instrumentami finansowymi prawami majątkowymi, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny lub wartości danego rodzaju energii lub paliw gazowych, lub praw majątkowych, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d i f, pod warunkiem zatrudnienia maklera giełd towarowych, w celu reprezentowania tych podmiotów w transakcjach giełdowych, oraz:

1) zawarcia z towarowym domem maklerskim lub domem maklerskim, będącymi członkami giełdowej izby rozrachunkowej, umowy o rozliczanie transakcji, albo
2) uzyskania zezwolenia Komisji na prowadzenie rachunków lub rejestrów tych towarów giełdowych.

2. W przypadku zawarcia umowy o rozliczenie transakcji, o której mowa w ust. 1 pkt 1, transakcje zawierane przez podmioty, o których mowa w art. 9 ust. 3 pkt 4, będą rozliczane przez będący członkiem danej giełdy towarowy dom maklerski lub dom maklerski albo przez będący członkiem giełdowej izby rozrachunkowej towarowy dom maklerski lub dom maklerski, który na podstawie tej umowy będzie gwarantować wywiązywanie się przez te pod-

mioty z wszelkich zobowiązań z tytułu zawieranych transakcji giełdowych lub transakcji zawieranych w obrocie transgranicznym.";

12) w art. 56a ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Kto z naruszeniem art. 3 ust. 1 proponuje nabycie lub nabywa nie będące instrumentami finansowymi prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny lub wartości oznaczonych co do gatunku rzeczy, określonych rodzajów energii, paliw gazowych, mierników i limitów wielkości produkcji lub emisji zanieczyszczeń, lub od ceny lub wartości praw majątkowych, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. d, podlega grzywnie do 1 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności do lat 2, albo obu tym karom łącznie.".

Art. 5. W ustawie z dnia 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej (Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1219, z późn. zm.[19]) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 4 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną lub ciepło, lub prowadzących hurtowy lub detaliczny handel energią elektryczną, paliwami gazowymi lub ciepłem, z zastrzeżeniem art. 37 ust. 3;";

2) w art. 37 ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Sądy rozpatrują spory:

1) o prawa majątkowe wynikłe z umów sprzedaży produktów i świadczenia usług zawartych pomiędzy konsumentami i przedsiębiorcami,

2) wynikłe z umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, ciepłowniczej lub gazowej, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, gazu ziemnego lub umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła, umów sprzedaży oraz umów kompleksowych, w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984), w których jedną ze stron jest konsument

– na podstawie regulaminu.".

[19] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2010 r. Nr 182, poz. 1228, z 2011 r. Nr 63, poz. 322, Nr 106, poz. 622 i Nr 153, poz. 903, z 2012 r. poz. 1203 i 1448 oraz z 2013 r. poz. 700.

Art. 6. W ustawie z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz. U. z 2013 r. poz. 963) w art. 37 w pkt 17 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 18 w brzmieniu:

„18) wykonywanie zadań określonych w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984).".

Art. 7. W ustawie z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2013 r. poz. 966) w art. 3 ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Za dochód uważa się wszelkie przychody po odliczeniu kosztów ich uzyskania oraz po odliczeniu składek na ubezpieczenie emerytalne i rentowe oraz na ubezpieczenie chorobowe, określonych w przepisach o systemie ubezpieczeń społecznych, chyba że zostały już zaliczone do kosztów uzyskania przychodu. Do dochodu nie wlicza się świadczeń pomocy materialnej dla uczniów, dodatków dla sierot zupełnych, jednorazowych zapomóg z tytułu urodzenia się dziecka, dodatku z tytułu urodzenia dziecka, pomocy w zakresie dożywiania, zasiłków pielęgnacyjnych, zasiłków okresowych z pomocy społecznej, jednorazowych świadczeń pieniężnych i świadczeń w naturze z pomocy społecznej, dodatku mieszkaniowego, dodatku energetycznego oraz zapomogi pieniężnej, o której mowa w przepisach o zapomodze pieniężnej dla niektórych emerytów, rencistów i osób pobierających świadczenie przedemerytalne albo zasiłek przedemerytalny w 2007 r.".

Art. 8. W ustawie z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2013 r. poz. 907) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 67 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. Zamawiający może odstąpić od stosowania przepisów art. 27, art. 68 ust. 2, art. 139 w przypadku zamówień udzielanych na podstawie ust. 1 pkt 9.";

2) w art. 138a ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Zamawiający prowadzący działalność, o której mowa w art. 132 ust. 1 pkt 1 i 3, nie stosują ustawy do udzielania zamówień sektorowych na dostawy energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła oraz paliw do wytwarzania energii.".

Art. 9. W ustawie z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2010 r. Nr 211, poz. 1384, z późn. zm.[20)]) w art. 68a po ust. 14 dodaje się ust. 14a w brzmieniu:

„14a. Spółka akcyjna, o której mowa w ust. 14, może być stroną transakcji na giełdzie towarowej w celu dokonania rozliczeń transakcji zawartych przez członków giełdy lub w celu dokonania rozliczenia transakcji zawartych przez członków giełdy i spółkę prowadzącą giełdę realizowanych przy wykorzystaniu udostępnionych zdolności przesyłowych zarządzanych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego gazowego zgodnie z przepisami ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984).".

Art. 10. W ustawie z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2012 r. poz. 1190) w art. 24a w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogą być utrzymywane poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – na terytorium innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego, pod warunkiem, że:".

Art. 11. 1. Umowy o przyłączenie źródeł do sieci zawarte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, na podstawie których nie zrealizowano przyłączenia do sieci do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, należy dostosować do wymagań określonych w art. 7 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. W przypadku niedostosowania umów, o których mowa w ust. 1, do wymagań określonych w art. 7 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie określonym w ust. 1, stronie przysługuje prawo odstąpienia od umowy, chyba że niedostosowanie umowy nastąpiło z powodu okoliczności za które ta strona ponosi odpowiedzialność.

Art. 12. Odbiorca przemysłowy składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 1a[1] ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 14 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki sporządza wykaz odbiorców przemysłowych, którzy złożyli to oświadczenie, i ogłasza ten wykaz w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 13. Operator systemu przesyłowego, operator systemu połączonego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu magazynowania paliw gazowych zapewnią spełnienie kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 14. 1. Właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w art. 9h[1] ust. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, są obowiązani wystąpić z wnioskiem o wydanie certyfikatu niezależności, o którym mowa w art. 9h[1] ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Pozostają w mocy decyzje o wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 15. Do dnia wyłonienia sprzedawcy z urzędu, podmiotem obowiązanym do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w art. 9v ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jest podmiot wykonujący zadania sprzedawcy z urzędu.

[20)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2011 r. Nr 106, poz. 622, Nr 131, poz. 763 i Nr 234, poz. 1391, z 2012 r. poz. 836 i 1385 oraz z 2013 r. poz. 433.

Art. 16. Przepisów art. 9u-9x ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do podmiotów, którym przed dniem wejścia wżycie niniejszej ustawy została udzielona koncesja lub wydana promesa koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Art. 17. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowują plan rozwoju sieci przesyłowej, o którym mowa w art. 16 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, po raz pierwszy, w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 18. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki powołani na podstawie dotychczasowych przepisów pełnią swoją funkcję do czasu wyłonienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i wiceprezesa Urzędu Regulacji Energetyki w drodze otwartego i konkurencyjnego naboru.

2. W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, Prezes Rady Ministrów ogłosi konkurs na stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Art. 19. Z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy dyrektorzy oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki stają się członkami służby cywilnej zajmującymi wyższe stanowiska w służbie cywilnej, a ich stosunek pracy przekształca się w umowę o pracę lub mianowanie w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej (Dz. U. Nr 227, poz. 1505, z późn. zm.[21)]) oraz ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks pracy (Dz. U. z 1998 r. Nr 21, poz. 94, z późn. zm.[22)]).

Art. 20. Oddziały terenowe Urzędu Regulacji Energetyki utworzone na podstawie dotychczasowych przepisów wykonują zadania określone w tych przepisach do czasu utworzenia struktury terenowej Urzędu Regulacji Energetyki zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 21 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 21. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 6 ust. 4 oraz art. 9 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 6 ust. 8 oraz art. 9 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 22. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne, będące w dniu 3 września 2009 r. właścicielami sieci przesyłowej, zachowują prawo do realizacji umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, zawartych przed tym dniem, do czasu ich wygaśnięcia, bez możliwości ich przedłużenia. Czynność prawna mająca na celu przedłużenie terminu obowiązywania tych umów jest nieważna.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne informują Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o umowach, o których mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 23. Do umów o powierzenie wykonywania obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego, zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe, do czasu wygaśnięcia umów, o których mowa w art. 22 niniejszej ustawy.

[21)] Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2009 r. Nr 157, poz. 1241 i Nr 219, poz. 1706, z 2011 r. Nr 82, poz. 451, Nr 185, poz. 1092 i Nr 201, poz. 1183 oraz z 2012 r. poz. 1544.

[22)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1998 r. Nr 106, poz. 668 i Nr 113, poz. 717, z 1999 r. Nr 99, poz. 1152, z 2000 r. Nr 19, poz. 239, Nr 43, poz. 489, Nr 107, poz. 1127 i Nr 120, poz. 1268, z 2001 r. Nr 11, poz. 84, Nr 28, poz. 301, Nr 52, poz. 538, Nr 99, poz. 1075, Nr 111, poz. 1194, Nr 123, poz. 1354, Nr 128, poz. 1405 i Nr 154, poz. 1805, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 135, poz. 1146, Nr 196, poz. 1660, Nr 199, poz. 1673 i Nr 200, poz. 1679, z 2003 r. Nr 166, poz. 1608 i Nr 213, poz. 2081, z 2004 r. Nr 96, poz. 959, Nr 99, poz. 1001, Nr 120, poz. 1252 i Nr 240, poz. 2407, z 2005 r. Nr 10, poz. 71, Nr 68, poz. 610, Nr 86, poz. 732 i Nr 167, poz. 1398, z 2006 r. Nr 104, poz. 708 i 711, Nr 133, poz. 935, Nr 217, poz. 1587 i Nr 221, poz. 1615, z 2007 r. Nr 64, poz. 426, Nr 89, poz. 589, Nr 176, poz. 1239, Nr 181, poz. 1288 i Nr 225, poz. 1672, z 2008 r. Nr 93, poz. 586, Nr 116, poz. 740, Nr 223, poz. 1460 i Nr 237, poz. 1654, z 2009 r. Nr 6, poz. 33, Nr 56, poz. 458, Nr 58, poz. 485, Nr 98, poz. 817, Nr 99, poz. 825, Nr 115, poz. 958, Nr 157, poz. 1241 i Nr 219, poz. 1704, z 2010 r. Nr 105, poz. 655, Nr 135, poz. 912, Nr 182, poz. 1228, Nr 224, poz. 1459, Nr 249, poz. 1655 i Nr 254, poz. 1700, z 2011 r. Nr 36, poz. 181, Nr 63, poz. 322, Nr 80, poz. 432, Nr 144, poz. 855, Nr 149, poz. 887 i Nr 232, poz. 1378, z 2012 r. poz. 908 i 1110 oraz z 2013 r. poz. 2, 675 i 896.

Art. 24. Przepisów art. 4j ust. 3 i 3a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do umów zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 25. Obowiązek, o którym mowa w art. 49b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi realizuje od dnia:
1) wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia 31 grudnia 2013 r. – w ilości nie mniejszej niż 30% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy;
2) 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2014 r. – w ilości nie mniejszej niż 40% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej;
3) 1 stycznia 2015 r. – w ilości nie mniejszej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej.

Art. 26. Gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 11g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, może zostać wydana dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii w okresie nie dłuższym niż 12 miesięcy przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 27. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki obliczy i ogłosi po raz pierwszy, do dnia 30 września 2013 r., średnią cenę energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, na potrzeby ustalania dodatku energetycznego.

Art. 28. Dodatek energetyczny przysługuje odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej od dnia 1 stycznia 2014 r.

Art. 29. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłosi, po raz pierwszy do dnia 30 listopada 2013 r., w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski", wysokość dodatku energetycznego obowiązującą od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 30 kwietnia 2014 r.

Art. 30. 1. Zakres obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla odbiorcy przemysłowego, o którym mowa w art. 9a ust. 1a pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, określa się w 2013 r. na poziomie 12%.

2. Zakres, o którym mowa w ust. 1, określa minimalny udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, lub z uiszczonej opłaty zastępczej, w ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 31. 1. Zakres obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla odbiorcy przemysłowego, o którym mowa w art. 9a ust. 1a pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, określa się w 2013 r. na poziomie 0,9%.

2. Zakres, o którym mowa w ust. 1, określa minimalny udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonej opłaty zastępczej w ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 32. Przepisy art. 9a ust. $1a^3$ ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się od dnia ogłoszenia pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w niniejszej ustawie ze wspólnym rynkiem.

Art. 33. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na dodatki energetyczne wynosi w:
1) 2014 r. – 114 799 948,41 PLN;
2) 2015 r. – 118 817 946,60 PLN;

3) 2016 r. – 122 976 574,73 PLN;
4) 2017 r. – 127 280 754,84 PLN;
5) 2018 r. – 131 608 300,50 PLN;
6) 2019 r. – 136 082 982,71 PLN;
7) 2020 r. – 140 709 804,12 PLN;
8) 2021 r. – 145 493 937,46 PLN;
9) 2022 r. – 150 440 731,33 PLN;
10) 2023 r. – 155 555 716,90 PLN.

2. Minister właściwy do spraw finansów publicznych monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1.

3. W przypadku gdy wykorzystanie środków w pierwszym półroczu roku budżetowego wyniesie więcej niż 60% środków, o których mowa w ust. 1, wysokość wskaźnika procentowego ulega obniżeniu w drugiej połowie tego roku budżetowego zgodnie z ust. 4.

4. Poziom obniżenia wskaźnika procentowego, o którym mowa w ust. 3, oblicza się jako połowę różnicy między faktycznym wykorzystaniem środków, wyrażonym w procentach, w pierwszym półroczu roku budżetowego, a wielkością 60%.

5. Jeżeli poziom wskaźnika procentowego, o którym mowa w ust. 3, ulegnie obniżeniu, minister właściwy do spraw gospodarki ogłosi, w drodze obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski", wysokość dodatku energetycznego.

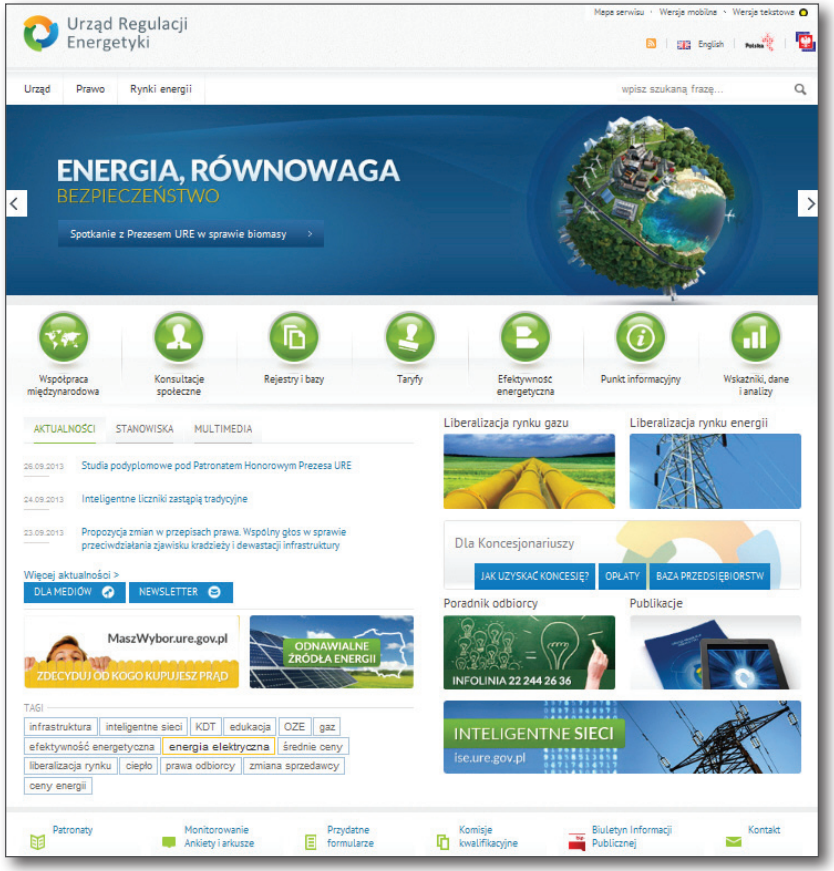
6. W roku budżetowym następującym po roku, w którym limit wydatków, o którym mowa w ust. 1, został przekroczony, kwotę dotacji obniża się o różnicę między kwotą faktycznie wydatkową, a przewidzianą na dany rok zgodnie z ust. 1.

Art. 34. Ustawa wchodzi wżycie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

1) art. 4e[1] ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, który wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia;
2) art. 44 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2014 r.

• • •

www.ure.gov.pl



Warszawa, dnia 5 czerwca 2013 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 16/2013

w sprawie obowiązku opracowania i stosowania procedur zmiany sprzedawcy przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych

Zgodnie z art. 4j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059, j.t.), odbiorcy paliw gazowych mają prawo zakupu paliwa od wybranego przez siebie sprzedawcy. Jednocześnie w myśl art. 4 ust. 2 ww. ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych jest obowiązane zapewniać wszystkim odbiorcom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług dystrybucji paliw, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie. Świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, zgodnie z art. 5 ust. 1 ustawy, odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług zawartej ze sprzedawcami. Żaden z wyżej wymienionych przepisów nie ogranicza wykonania tych obowiązków do operatorów systemu dystrybucyjnych, zatem należy wskazać, że obowiązek zawarcia umowy dystrybucji dotyczy przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na OPG, które może lecz nie musi posiadać statusu operatora systemu dystrybucyjnego. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić Prezesa URE oraz zainteresowany podmiot, podając uzasadnienie odmowy (art. 4g ust. 1 ustawy).

W myśl, natomiast zapisów § 14 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. Nr 133, poz. 891 ze zm.), przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych **udostępnia** procedurę zmiany sprzedawcy w swojej siedzibie i publikuje ją na swojej stronie internetowej.

Oznacza to, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych ma obowiązek opracowania procedur zmiany sprzedawcy niezależnie od kwestii wyznaczania na operatora systemu dystrybucyjnego i posiadania zatwierdzonej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej przez Prezesa URE.

Brak zatwierdzonej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej nie zwalnia również przedsiębiorstwa energetycznego (w tym OSD) z obowiązku świadczenia usług dystrybucyjnych na zasadach wynikających z ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych. Wszelkie szczegółowe zasady świadczenia tych usług powinny zostać uregulowane w umowach dystrybucyjnych pomiędzy stronami tych umów z zastrzeżeniem, iż zasady te – jeżeli wystąpi taka potrzeba – zostaną zastąpione instrukcją ruchu i eksploatacji sieci po jej zatwierdzeniu przez właściwy organ, zgodnie z art. 9g ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne przyznają odbiorcy prawo do zmiany sprzedawcy. W tym celu odbiorca może znaleźć i podpisać umowę ze sprzedawcą paliw gazowych, który przedstawi mu akceptowalną dla niego ofertę. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych, nawet w przypadku braku formalnego wyznaczenia na operatora systemu dystrybucyjnego, jak i braku posiadania zatwierdzonej IRiESD przez Prezesa URE, zobligowane jest realizować obowiązki wynikające z art. 4 ust. 2 i art. 4j ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Warszawa, dnia 13 czerwca 2013 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 17/2013

w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla gazu ziemnego w postaci skroplonej (LNG)

Mając na względzie sytuację w segmencie obrotu gazem LNG, w tym w szczególności, że:

- na rynku gazu ziemnego LNG funkcjonuje ok. 10 podmiotów, w tym 2 podmioty mające największy w nim udział;
- nie ma istotnych ograniczeń infrastrukturalnych w dostępie do źródeł podaży gazu LNG, dodatkowo wraz z uruchomieniem terminalu LNG w Świnoujściu pojawi się nowa możliwość transportu tego paliwa do Polski drogą morską;
- istnieją substytuty gazu LNG, w zależności od jego zastosowania końcowego są to m.in.: gaz ziemny wysokometanowy, gaz propan-butan (LPG), oleje opałowe; bariery dostępu do tych substytutów nie istnieją lub są sukcesywnie ograniczane;

- przepisy ustawy – Prawo energetycznego (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059), gwarantują prawo dostępu stron trzecich do instalacji skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego, co daje odbiorcy końcowemu LNG możliwość zmiany sprzedawcy;
- rynek gazu LNG jest rynkiem międzynarodowym i istnieje wiele źródeł dostępu do informacji na temat rynku LNG w Europie i na świecie;
- funkcjonuje organ antymonopolowy, który wyposażony jest w skuteczne narzędzia do kontroli i przeciwdziałania nadużywaniu pozycji ograniczającej konkurencję na rynku gazu;
- brak jest istotnych barier w dostępie do technologii umożliwiających wykorzystywanie gazu LNG;
- niezbędnym staje się promowanie rozwoju rynku sprzedaży paliw „czystych", w tym gazu LNG, ze względu na ochronę środowiska, a także potrzebę dywersyfikacji rynku paliw gazowych

ocenia się, że zaistniały warunki, które dają możliwość udzielenia zwolnienia przedsiębiorstwom energetycznym posiadającym koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Jednocześnie zwraca się uwagę i przypomina, że dla zapewnienia dostępu stronom trzecim do instalacji skraplania i/lub regazyfikacji gazu ziemnego, w celu realizacji prawa zmiany sprzedawcy, wszystkie **przedsiębiorstwa energetyczne** zajmujące się (faktycznie) skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego przy użyciu instalacji skroplonego gazu ziemnego mają publicznoprawny obowiązek, wynikający z art. 4e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zapewnienia odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenia usług polegających na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, na podstawie umowy o świadczenie tych usług. Obowiązek ten dotyczy przedsiębiorstw energetycznych, a nie tylko operatorów systemu, w tym również zajmujących się skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego, które nie posiadają koncesji na tę działalność, jednak zajmują się skraplaniem lub regazyfikacją na własne potrzeby w ramach prowadzonej działalności dystrybucyjnej lub obrotu.

W przypadku odmowy świadczenia usługi skraplania gazu ziemnego, z powodów określonych w art. 4h ust. 1 ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne powinno niezwłocznie wystąpić z wnioskiem do Prezesa URE o czasowe zwolnienie z obowiązków określonych w art. 4e ust. 1 lub ograniczenie tych obowiązków, podając uzasadnienie odmowy. Natomiast zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 16 ustawy karze pieniężnej podlega ten, kto z nieuzasadnionych powodów nie występuje do Prezesa URE z takim wnioskiem. Należy jednocześnie podkreślić, że sam fakt braku stosownej koncesji na skraplanie i/lub regazyfikację nie stanowi uzasadnionej podstawy do odmowy świadczenia tych usług. Natomiast na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy, w przypadku odmowy świadczenia usługi skraplania gazu ziemnego, podmiot może wystąpić do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego takiej odmowy.

Podejmując decyzję o zwolnieniu z obowiązku taryfowania zostało wzięte pod uwagę nie tylko spełnienie przesłanek określonych w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, ale również cele tej ustawy, tj.: tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, a także zobowiązanie organu regulacyjnego do promowania konkurencji.

Zwolnienie nie dotyczy sprzedaży gazu w postaci innej niż ciekła, tj. gazu po regazyfikacji.

Decyzje indywidualne będą wydawane na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, na ich wniosek.

Warszawa, dnia 12 lipca 2013 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 18/2013

w sprawie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne

Działając na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst. jedn. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059),

informuję,

że średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 tej ustawy, za II kwartał 2013 r. wyniosła **194,77 zł/MWh**.

W obliczeniu ww. ceny uwzględniono dane z realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne

zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązanych do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia. Cenę obliczono na podstawie danych przekazanych przez wytwórców i obejmujących sprzedaż energii elektrycznej w tym okresie o łącznym wolumenie 11,61 TWh, co stanowi ok. 31% produkcji energii elektrycznej brutto w kraju w II kwartale 2013 r.

Warszawa, dnia 15 lipca 2013 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 19/2013

w sprawie średnioważonego kosztu węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane

Działając na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905 z późn. zm.), informuję, iż **w 2012 r.**:

1) średnioważony koszt węgla zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem, z uwzględnieniem kosztów transportu węgla wyniósł **96,84 zł/MWh**;
2) średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem wyniosła **208,23 zł/MWh**.

Średnioważony koszt węgla zużywany przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, z uwzględnieniem kosztów transportu węgla, został obliczony jako średnia z jednostkowych kosztów węgla zużytego na produkcję energii elektrycznej wraz z kosztami jego transportu ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne jednostki wytwórcze centralnie dysponowane. Jednostkowe koszty węgla zużytego na wytworzenie energii elektrycznej wraz z kosztami jego transportu w poszczególnych jednostkach centralnie dysponowanych zostały obliczone jako iloraz kosztów zakupu i transportu węgla zużytego na produkcję energii elektrycznej i wielkości tej produkcji brutto wytworzonej z węgla przez jednostki.

Średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane została obliczona jako średnia z jednostkowych cen wytworzonej energii elektrycznej ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne jednostki wytwórcze centralnie dysponowane. Jednostkowe ceny energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych jednostkach centralnie dysponowanych zostały obliczone jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i wielkości produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez te jednostki.

Warszawa, dnia 18 lipca 2013 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 20/2013

w sprawie wysokości zaktualizowanej na rok 2014 kwoty kosztów osieroconych

Działając na podstawie art. 24 ust. 4 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905, ze zm.) informuję, iż Prezes URE w drodze decyzji administracyjnych zaktualizował na rok 2014 kwotę kosztów osieroconych dla wytwórców wymienionych w załączniku nr 3 do ustawy przy zastosowaniu skumulowanego wskaźnika aktualizacji w wysokości 1,59811615628332.

Kwoty kosztów osieroconych określone w załączniku nr 3 do ustawy dla 6 wytwórców po aktualizacji przedstawia poniższa tabela:

Lp.	Wytwórca	Zaktualizowana kwota kosztów osieroconych na 2014 r. [tys. zł]
1	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	299 354,431
	następca prawny wytwórców:	
	PGE Elektrownia Turów SA	
	PGE Elektrownia Opole SA	
2	ENEA Wytwarzanie SA	34 518,817
3	ZE PAK – Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	113 756,943
4	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	117 744,275
5	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO" Sp. z o.o.	67 861,311
6	Elektrociepłownia „Zielona Góra" SA	43 327,921
7	RAZEM	676 563,697

Warszawa, dnia 18 września 2013 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 24/2013

w sprawie średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczonej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych za 2012 rok

Działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.) oraz art. 27 ustawy z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984)

informuję,

że średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczona na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych za 2012 rok

wyniosła 0,5047 zł/kWh.

Cena zawiera podatek akcyzowy i nie zawiera VAT.

Warszawa, dnia 23 września 2013 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 25/2013

w sprawie korekty końcowej kosztów osieroconych dla spółki TAURON Wytwarzanie SA

Działając na podstawie art. 31 ust. 1 i 2 oraz stosownie do art. 6 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905 ze zm., dalej: ustawa KDT), Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił decyzją z dnia 30 sierpnia 2013 r. wysokość korekty końcowej kosztów osieroconych dla spółki TAURON Wytwarzanie SA z siedzibą w Katowicach w związku z zakończeniem okresu korygowania, trwającym od dnia 1 kwietnia 2008 r. do dnia 31 grudnia 2012 r. Wysokość tej korekty została określona w kwocie **53 966 448 zł**. Decyzja w tej sprawie stała się ostateczna.

Ustawa KDT jest programem pomocy publicznej, który ma ułatwić wytwórcom działanie na konkurencyjnym rynku energii po przedterminowym rozwiązaniu umów długoterminowych zawartych ze spółką b. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Program ten został dopuszczony do stosowania Decyzją Komisji Europejskiej z dnia 25 września 2007 r. *w sprawie POMOCY PAŃSTWA udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej ORAZ POMOCY PAŃSTWA, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej* (Dz. U. UE L 83/1 z dnia 28 marca 2009 r.).

W ramach realizacji tego programu spółka TAURON Wytwarzanie SA (dawniej: Południowy Koncern Energetyczny SA) otrzymała w kolejnych okresach korygowania środki na pokrycie tzw. kosztów osieroconych. Łączna kwota tych środków, wraz z korektą końcową osiągnęła poziom kwoty maksymalnej, określonej w Załączniku nr 2 do ustawy KDT.

• • •

Foto: J. Skrago

Tabele informacyjne – taryfy dla ciepła, koncesje

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby oddziału terenowego URE

(w okresie marzec – sierpień 2013 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Zmiana cen i stawek opłat w stosunku do ostatnio stosowanych [w %]
Warszawa	INTERCELL SA – Ostrołęka	–
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Gostyninie Sp. z o.o. – Gostynin	7,41
	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej RADPEC SA – Radom	1,46
	PGNiG Termika SA – Warszawa (taryfa częściowa ul. Marsa, Warszawa)	4,60
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Wyszków	3,95
	PGNiG Termika SA – Warszawa (taryfa częściowa ul. Chełmżyńska, Warszawa)	-1,32
	PGNiG Termika SA – Warszawa (taryfa częściowa Annopol, Warszawa)	3,89
	Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o. o. – Garwolin	3,52
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Kozienice) – Kozienice	3,66
	PWKC Sp. z o.o. w Pionkach – Pionki	6,07
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Pułtusk	6,89
	Ciepłownia Miejska Sp. z o.o. – Szydłowiec	-3,47
	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA – Płock	19,54
	PGNiG Termika SA – Warszawa	9,32
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Góra Kalwaria) – Góra Kalwaria	3,54
	DALKIA Warszawa SA	4,55
	PGNiG Termika SA – Warszawa (taryfa częściowa ul. Marynarska, Warszawa)	6,39
	PGNiG Termika SA – Warszawa (taryfa częściowa ul. Jana Kazimierza, Warszawa)	9,59
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej „Legionowo" Sp. z o.o. – Legionowo	-1,42
	Zakłady Naprawcze Taboru Kolejowego „Mińsk Mazowiecki" SA – Mińsk Mazowiecki	-11,88
	ZZN WAM Sp. z o. o. Oddział Energetyki Cieplnej – Warszawa – źródła woj. małopolskiego	4,06
	Jędrzejów – Dalkia Polska SA	5,14
	Małogoszcz – Dalkia Polska SA – Małogoszcz	6,71
	Rzeszów – Dalkia Polska SA	3,87
	Kielce (MPO) Dalkia Polska SA – Kielce	8,19
	DAMIS-CENTRUM – Łódź	-0,01
Szczecin	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Stargard Szczeciński	3,92
	Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. (dawniej: Gmina Drawsko Pomorskie) – Drawsko Pomorskie	0,42
	Miejska Energetyka Cieplna w Kołobrzegu Sp. z o.o. – Kołobrzeg	-1,71
	Miejska Energetyka Cieplna Sp. z o.o. – Koszalin	3,75
	PGE GiEK SA – Oddział CEDO z/s w Nowym Czarnowie	9,31
	Miejska Energetyka Cieplna Sp. z o.o. – Szczecinek	-2,81
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Darłowo	0,80
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Dębno	10,53
	KOMUNALNIK Sp. z o.o – Sulęcin	4,05
	Arctic Paper Kostrzyn SA – Kostrzyn n. Odrą	7,98
	Zakład Energoelektryczny ENERGO – STIL Sp. z o.o. – Gorzów Wlkp.	-8,40
	Elektrociepłownia Zielona Góra SA – Zielona Góra	8,31
	Szprotawski Zarząd Nieruchomościami Sp. o.o. – Szprotawa	3,63
	PGE Elektrownia Bełchatów SA Oddział Elektrociepłownia Gorzów – Gorzów Wielkopolski	5,70
Gdańsk	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Gdynia	5,11
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej „EMPEC" Sp. z o.o. – Ustka	-2,39
	ZEC SPEC – PEC Sp. z o.o. – Kartuzy	7,20
	Elektrociepłownie Wybrzeże SA – Gdańsk	9,51
	International Paper – Kwidzyn SA – Kwidzyn	6,86
	Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych i Komunalnych UNIKOM Sp. z o.o. – Gdańsk	3,68
	Grupa Lotos SA – Gdańsk	7,42
	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Gdańsk-Wrzeszcz	6,63
	ENERGOBALTIC Sp. z o.o. – Gdańsk	8,73
	Zakład Energetyki Cieplnej STAR – PEC Sp. z o.o. – Starogard Gdański	3,10
	Elektrociepłownia Starogard Sp. z o.o. – Starogard Gdański	4,46
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Lębork	0,52
	Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Tczew	2,14
	Sydkraft EC Słupsk Sp. z o.o. – Słupsk	-0,20
	Lubawska Spółka Komunalna Sp. z o.o. (poprzednio: Miasto Lubawa) – Lubawa	3,00
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Olsztyn	3,10

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Zmiana cen i stawek opłat w stosunku do ostatnio stosowanych [w %]
Gdańsk	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Ełk	-3,79
	Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Biała Piska	2,47
	Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. – Elbląg	7,94
	ZEC Sp. z o.o. – Orzysz	-2,25
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Olsztynek) – Olsztynek	-4,01
	MICHELIN POLSKA SA – Olsztyn	4,50
	Energetyka Cieplna Sp. z o.o. – Iława	2,09
Poznań	MONDI ŚWIECIE SA – Świecie	10,83
	OPEC Grudziądz Sp. z o.o. – Grudziądz	4,07
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Brodnica	-4,73
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych w Lipnie Sp. z o.o. – Lipno	0,03
	Zakłady Chemiczne ZACHEM – Bydgoszcz	15,10
	OPEC-SYSTEM Sp. z o.o. z siedzibą w Grudziądzu	4,31
	OPEC – INEKO Sp. z o.o. z siedzibą w Grudziądzu	4,51
	PPU WODBAR Sp. z o.o. – Barcin	2,15
	BRUN – POL Pomorze – Kujawy Sp. z o.o. – Toruń	-0,42
	Soda Polska CIECH Sp. z o. o. – Inowrocław	9,40
	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Sępólno Krajeńskie	1,96
	ELANA-ENERGETYKA Sp. z o.o. – Toruń	5,54
	Toruńska Energetyka Cergia SA – Toruń	5,80
	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA – Bełchatów	9,83
	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Bydgoszcz	6,98
	Kopalnia Soli KŁODAWA – Kłodawa	21,03
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Oborniki Wlkp.	-0,04
	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA – Poznań	9,26
	Miejska Energetyka Cieplna Sp. z o.o. (Miasto Chodzież) – Chodzież	4,20
	Dalkia Energy & Technical Services Sp. z o.o. – Poznań	-1,60
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Wronki	15,49
	Zespół Elektrowni Pątnów – Adamów – Konin SA – Konin	7,24
	Miejska Energetyka Cieplna Piła Sp. z o.o. – Piła	1,50
	PRESSTERM Sp. z o.o. – Owińska Bolechowo k. Poznania	-0,37
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Września	4,80
	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA – Ostrów Wielkopolski	7,72
	MEGAWAT Sp. z o.o. – Rogoźno Wlkp.	2,35

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Zmiana cen i stawek opłat w stosunku do ostatnio stosowanych [w %]
Poznań	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej – Konin Sp. z o.o. – Konin	3,38
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Turek	5,77
Lublin	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Sokółce	7,88
	Grupa Azoty „Zakłady Azotowe" Puławy SA	8,28
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Łomży	3,75
	„LUBREM" Sp.j.	-7,55
	Elektrociepłownia Białystok SA	7,66
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Hajnówce	5,53
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej SA w Bielsku Podlaskim	2,14
Łódź	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o. – Konstantynów	0,37
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Sieradz	1,58
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Brzeziny	-10,59
	Energetyka Cieplna Sp. z o.o. – Wieluń	-0,06
	Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów – Rogowiec	-1,13
	Ozorkowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Ozorków	-5,96
	Zakład Energetyki Cieplnej w Żychlinie Sp. z o.o. – Żychlin	8,37
	ECO Kogeneracja Sp. z o.o. – Kutno	–
	Kielecka Spółdzielnia Mieszkaniowa – Kielce	4,83
	Zakład Wyrobów Metalowych (dawniej: Fabryka Samochodów Specjalizowanych) SHL SA – Kielce	42,09
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Sandomierz	3,04
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Włoszczowa	10,16
	Świętokrzyskie Centrum Onkologii w Kielcach Publiczny zakład opieki zdrowotnej – Kielce	10,35
	Zakład Energetyki Cieplnej (Miasto i Gmina Końskie) – Końskie	8,77
	Komunalny Związek Ciepłownictwa PONIDZIE – Busko Zdrój	4,09
	Sędziszowskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Sędziszów	1,55
	Oddział Elektrociepłownia Kielce – Kielce	2,58
	ELPOTERM Sp. z o.o. – Połaniec	-5,45
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplej Sp. z o.o. – Kielce	8,15
	Elektrownia Połaniec SA – Grupa Electrabel – Połaniec	7,24

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Zmiana cen i stawek opłat w stosunku do ostatnio stosowanych [w %]
Wrocław	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Legnicy SA – Legnica	6,24
	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. – Stronie Śląskie	6,13
	NYSAGAZ Sp. z o.o. – Wrocław	2,05
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej SA – Wałbrzych	3,18
	Zespół Elektrociepłowni Wrocław SA – Wrocław	9,17
	Miejski Zakład Energetyki Cieplnej w Świdnicy Sp. z o.o. (dawniej: Miasto Świdnica) – Świdnica	2,62
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Miejskiej Sp. z o.o. – Polkowice	-5,22
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej TERMAL SA – Lubin	16,64
	Miejski Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. (dawniej zakład budżetowy Miasta Oława) – Oława	1,92
	Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Brzeg	4,42
	DUON Sp. z o.o. – Praszka	2,80
	Nyska Energetyka Cieplna – Nysa Sp. z o.o. – Nysa	4,13
	Zakład Energetyki Cieplnej Prudnik Sp. z o.o. – Lubrza	4,88
	GZP Energia Cieplna Sp. z o.o. – Głuchołazy	-1,94
Katowice	POWEN SA – Zabrze	1,57
	Koksownia Przyjaźń – Dąbrowa Górnicza	2,78
	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o. – Gliwice	3,90
	B Zakład Gospodarki Cieplnej Śląskiego Uniwersytetu Medycznego – Katowice	15,30
	Spółka Energetyczna Jastrzębie SA – Jastrzębie Zdrój	8,63
	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO – ENERGIA Sp. z o.o. – Ruda Śląska	4,70
	BUDWEX Sp. z o.o. – Rybnik	5,69
	Południowy Koncern Energetyczny SA – Katowice	6,76
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Ruda Śląska	2,99
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Tarnowskie Góry	6,21
	Elektrociepłownia Zabrze SA – Zabrze	10,33
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej CIEPŁO Sp. z o.o. – Skoczów	2,11
	Przedsiębiorstwo Komunalne THERMA Sp. z o.o. – Bielsko-Biała	1,30
	FENICE Poland Sp. z o.o. – Bielsko-Biała	4,54
	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Piekarach Śląskich – Piekary Śląskie	7,06
	Zakład Produkcji Ciepła „ŻORY" Sp. z o.o. – Żory	7,40
	BUMAR – ŁABĘDY SA – Gliwice	-10,12
Katowice	Elektrociepłownia Będzin SA – Będzin	7,66
	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO" Sp. z o.o. – Chorzów	7,94
Kraków	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Miechów) – Miechów	-4,52
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Nowy Sącz	2,72
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Nowy Targ	1,02
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Tarnów	5,54
	Synthos Dwory 7 Sp. z o.o., Sp. komandytowo-akcyjna (dawniej: „Synthos Dwory" Sp. z o.o.) – Oświęcim	8,34
	Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Wolbrom	2,48
	Usługi Komunalne „TRZEBINIA" Sp. z o.o. – Trzebinia	16,21
	Synthos Dwory 4 Sp. z o.o. – Oświęcim	–
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Jarosław	-0,58
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Nowa Sarzyna) – Nowa Sarzyna	5,51
	Miejski Zakład Komunalny Sp. z o.o. – Leżajsk	5,36
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Krosno	2,98
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Mielec	3,96
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Tarnobrzeg	4,80
	ZTS GAMRAT SA – Jasło	0,93
	PGE Elektrownia Bełchatów SA Oddział EC Rzeszów – Rzeszów	7,69
	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Ustrzyki Dolne	2,69
	Zakład Usług Komunalnych ENERGOKOM Sp. z o.o. (dawniej: EC – Rakszawa) – Rakszawa	1,01

Wykaz przedsiębiorstw, które otrzymały koncesje na wniosek

(stan na 2013.09.13)

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Paweł Dyllus HydroEnergia	00-019 Warszawa, ul. Złota 7 lok. 18	Wee
Synergia Polska Energia Sp. z o.o.	00-030 Warszawa, Plac Powstańców Warszawy 2	Oee
Cryogas M&T Poland Sp. z o.o.	00-078 Warszawa, Plac Piłsudskiego 1	Opg, Ogz

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
WF ENERGY II Sp. z o.o.	00-140 Warszawa, Al. Solidarności 117	Wee
Sagittarius Solutions Sp. z o.o.	00-153 Warszawa, ul. Nowolipki 4/19	Wee
GASPOL SA	00-175 Warszawa, Al. Jana Pawła II 80	Ogz
UTA Polska Sp. z o.o.	00-203 Warszawa, ul. Bonifraterska 17	Opc
TRUCK OIL Sp. z o.o.	00-238 Warszawa, ul. Długa 23/25 lok. 21	Opc
Park Wiatrowy Nowy Staw Sp. z o.o.	00-347 Warszawa, ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 41	Wee
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Ogz
WSEInfoEngine SA	00-498 Warszawa, ul. Książęca 4	Oee
Energy Match Sp. z o.o.	00-499 Warszawa, Plac Trzech Krzyży 18	Oee
ERINA Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 31	Opc
MITAX Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 31	Opc
PETROL-SERVICE Sp. z o.o.	00-514 Warszawa, ul. Marszałkowska 84/92 lok. 117	Opc
Southern Windfarm Sp. z o.o.	00-526 Warszawa, ul. Krucza 16/22	Wee
OPCO Sp. z o.o.	00-546 Warszawa, ul. Piękna 17/19	Oee
Polski Prąd SA	00-640 Warszawa, ul. Mokotowska 1	Oee
PKP Energetyka SA	00-681 Warszawa, ul. Hoża 63/67	Opg
MELTEMI Sp. z o.o.	00-837 Warszawa, ul. Pańska 96 lok. 105	Wee
Polska Energia PRO Sp. z o.o.	00-844 Warszawa, ul. Grzybowska 61 lok. A2102	Oee
NRG Trading Sp. z o.o.	00-844 Warszawa, ul. Grzybowska 87	Oee
LIXOR Sp. z o.o.	01-164 Warszawa, ul. Banderii 4/129	Mpc
PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.	01-224 Warszawa, ul. Marcina Kasprzaka 25	Dpg, Sgz
Auto-Gaz Justyna Jankowska	01-424 Warszawa, ul. Prymasa Tysiąclecia 81 A	Opc
Segura Sp. z o.o.	01-480 Warszawa, ul. Einsteina 11	Opg, Ogz
Firma STEF Stefan Grodzicki	01-813 Warszawa, ul. Marymoncka 34	Opc
RENOMA Sp. z o.o.	01-822 Warszawa, ul. Schroegera 38	Wee
BRIGECO Sp. z o.o.	01-824 Warszawa, ul. Przybyszewskiego 48/54 lok. 34	Opc
BEST Sp. z o.o.	01-824 Warszawa, ul. Przybyszewskiego 48/54 lok. 34	Opc
CONTINO BIAŁOGARD Sp. z o.o.	02-019 Warszawa, ul. Grójecka 1/3	Wee
Zespół Zarządców Nieruchomości WAM Sp. z o.o.	02-097 Warszawa, ul. Wolnej Wszechnicy 5	Wee
AgroElektroGaz Sp. z o.o.	02-201 Warszawa, ul. Opaczewska 43	Wee
EKOMEGAWAT Sp. z o.o.	02-240 Warszawa, al. Solidarności 60/65	Wee
PERKOZ Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Włodarzewska 4 lok. 9	Wee
ALKA Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Włodarzewska 4 lok. 9	Wee
NIDZICA Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Włodarzewska 4/9	Wee
ALBATROS Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Włodarzewska 4/9	Wee
BISTEQ Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Włodarzewska 4/9	Wee

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Natural Gas Trading Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	02-495 Warszawa, ul. Dzieci Warszawy 21E/4	Opg, Ogz
N-ergo Sp. z o.o.	02-583 Warszawa, ul. Wołoska 9	Oee
Elektrix Sp. z o.o.	02-611 Warszawa, ul. Krasickiego 19 lok. 1	Ogz
GESTAMP WIND 10 Sp. z o.o.	02-634 Warszawa, ul. Racławicka 130	Wee
KORSZE WIND FARM Sp. z o.o.	02-676 Warszawa, ul. Postępu 17B	Wee
J&Z WIND FARMS Sp. z o.o.	02-676 Warszawa, ul. Postępu 17B	Wee
Polkomtel Sp. z o.o.	02-676 Warszawa, ul. Postępu 3	Oee
IPE Trading Sp. z o.o.	02-683 Warszawa, ul. Gotarda 9	Oee
Green Lights Sp. z o.o.	02-796 Warszawa, ul. Migdałowa 4/68	Oee
ORIENT Agata Markowska, Krzysztof Rejch Sp.j.	03-044 Warszawa, ul. Płochocińska 93	Opc
SUNAR Sp. z o.o.	03-982 Warszawa, ul. Gen. Stanisława Skalskiego 5/70	Wee
Energoponte Sp. z o.o.	04-866 Warszawa, ul. Wał Miedzeszyński 233/62a	Oee
Grupa Kampinos Sp. z o.o.	05-080 Izabelin C, ul. Sierakowska 6	Wee
ART-RAFIX Sp. z o.o. Sp.kom.	05-080 Izabelin, ul. Leśna 12	Opc
Barton Energia Sp. z o.o.	05-090 Raszyn, Janki, Al. Krakowska 48	Oee
EC Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	05-092 Łomianki, ul. Zielona 6	Wee
Energetyka Nowy Dwór Mazowiecki Sp. z o.o.	05-100 Nowy Dwór Mazowiecki, ul. Zakroczyńska 30 lok. 113	Dee
Adam Grzesiak GAZDAM	05-119 Michałów-Reginów, ul. Nowodworska 18	Opc
Solar Partners Sp. z o.o.	05-123 Chotomów, ul. Kisielewskiego 5H	Wee
Atom Group Marcin Mizgalski	05-123 Chotomów, ul. Kisielewskiego 5H	Wee
EKOpower21 Sp. z o.o.	05-126 Nieporęt, ul. Jana Kazimierza 45	Wee
ADVISOR RADOSŁAW WŁODARCZYK	05-152 Augustówek, ul. Kampinoska 102	Wee
AS. GAZ Andrzej Skowroński	05-180 Pomiechówek, ul. Wspólna 6	Opc
MARKUS-JASO Sp. z o.o.	05-261 Marki, ul. Majora Billa 1	Opc
Krzysztof Śledziewski	05-304 Stanisławów Pustelnik, ul. Warszawska 43	Opc
ZAGŁOBA 2 drewno egzotyczne Jerzy Rogala, Przemysław Rogala	05-311 Dębe Wielkie, ul. XXX-lecia PRL 20	Wee
Usługi Reklamowe Maciejewski Stefan	05-430 Jatne, Jatne 19	Wee
DANFILM Daniel Dubicki	05-530 Góra Kalwaria, Moczydłów 9B	Opc
PILKO Jakub Pyszyński	05-530 Góra Kalwaria, ul. Kard. St. Wyszyńskiego 22	Opc
G&G Sp. z o.o.	05-610 Goszczyn, Broniszew 74	Opc
Marek Kosiacki JJay Mark	05-640 Brzostowiec, Brzostowiec 176	Opc
MLP Energy Sp. z o.o.	05-800 Pruszków, ul. 3-go Maja 8	Oee
Halina Flis ZDG HALGAZ	05-800 Pruszków, ul. Robotnicza 53	Opc
TRANS TECH Sp. z o.o.	05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Traugutta 40 C lok. 11	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
SOLARIS SC	05-830 Nadarzyn, ul. Komorowska 46	Wee
CORRENTE Sp. z o.o.	05-850 Ożarów Mazowiecki, ul. Konotopska 4	Opg
KECMER Kecmer Paweł	06-300 Przasnysz, Karwacz 83	Wee
VIN Sp. z o.o.	07-100 Węgrów, ul. Gdańska 95	Opc
AGROTANK 2 M. Marcinkiewicz Sp.kom.	07-230 Zabrodzie, Gaj, ul. Wyszkowska 1	Opc
FF FRACHT Sp. z o.o.	07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. Biała 1	Opc
Sprzedaż Paliw Płynnych. Firma Usługowo--Handlowa. Kosior Tomasz	07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. Mazowiecka 90B, Ugniewo	Opc
Dariusz Chlubicki DOM-BUD	07-320 Małkinia Górna, Kańkowo 67	Opc
CS ENERGIA Sp. z o.o.	07-323 Zaręby Kościelne, ul. Czyżewska 20	Wee
Stora Enso Poland SA	07-401 Ostrołęka, ul. I Armii Wojska Polskiego 21	Wcc
SPECTRUM Sp. z o.o.	07-410 Ostrołęka, ul. Graniczna 7	Opc
Sławomir Chlewicki ECO – WAT	09-110 Sochocin, Wierzbówiec 27	Wee
GREEN FACTORY LOGISTICS Sp. z o.o. Sp.kom.	09-142 Załuski, Zdunowo 48	Opc
Kuczmarski Tomasz	09-150 Czerwińsk nad Wisłą, ul. Warszawska 15	Opc
Ciepłownia Sierpc Sp. z o.o.	09-200 Sierpc, ul. Przemysłowa 2a	Wee
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo--Usługowe HORSE Sp. z o.o.	09-228 Ligowo, Rokicie 39	Opc
Zakład Handlowo-Usługowy BUTGAZ Adam Szpalerski	09-230 Bielsk, Goślice 31 A	Opc
CHEM-LINE Sp. z o.o.	09-402 Płock, ul. Dworcowa 15	Wpc, Opc
T.B.S. TRANSPORT Stanisław Bronikowski	09-412 Nowe Proboszczewice, Kamionki 57	Opc
A. Strzałkowski, R. Grzegorczyk Sp.j.	09-550 Szczawin Kościelny, Kaleń nr 1 A	Wee
PIO-ELMAR Elżbieta Jachwak	10-180 Olsztyn, ul. Wędkarska 97	Wee
Gaz Płynny Usługi Transportowe Gołębiewski Kazimierz	11-015 Olsztynek, ul. Klikowicza 13	Opc
Powiatowe Centrum Edukacyjne Łęgucki Młyn Sp. z o.o.	11-036 Gietrzwałd, Łęgucki Młyn 1	Wee
Andrzej Rosik PW KAMIRO	11-041 Olsztyn, ul. Poranna 23	Opc
PRIMI BIS Sp. z o.o.	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Żytnia 2	Opc
PKS w Bartoszycach SA	11-200 Bartoszyce, ul. Kętrzyńska 64	Opc
AZET TRANSPORT Jerzy Puchalski	11-700 Mrągowo, ul. Młodkowskiego 36a	Opc
Kamiol Artur Siwik PHU	11-700 Mrągowo, ul. Młodkowskiego 40	Opc
FOTOWOLTAIKA WESOŁOWO Sp. z o.o.	12-160 Wielbark, Wesołowko 7B	Wee
Koch Supply & Trading Sárl	1217 Meyrin, Szwajcaria, Route de Pré-Bois 20	Opg, Ogz
PRZEDSIĘBIORSTWO R-GAS Irena Grygoruk	12-200 Pisz, ul. Mickiewicza 14/14	Opc
Usługi Gazyfikacyjne Monika Sokołowska	12-200 Pisz, ul. Zagłoby 6/22	Ogz
SPATIS Patrycja Wójcik	13-200 Działdowo, ul. Olsztyńska 33	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe WALMAPOL Waldemar Karkocha	13-230 Lidzbark, Cibórz 4	Wee
Tomasz Rutkowski AUTO-EKO-GAZ	13-230 Lidzbark, ul. Zielińska 26	Opc
Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa PASPOL Stanisław Pawlicki	13-300 Nowe Miasto Lubawskie, ul. Jodłowa 20	Wee
Stacja Benzynowa MARIANOWO H., Z. Lewandowscy Sp.j.	13-306 Kurzętnik, ul. Sienkiewicza 5	Opc
HIALURON Instytut Medycyny Estetycznej i Kosmetologii Małgorzata Słowikowska--Ostaszewska	15-073 Białystok, ul. Starobojarska 12 lok. 8U	Opc
E3 AMBER ENERGIA WYTWARZANIE Sp. o.o.	15-094 Białystok, ul. M. C. Skłodowskiej 3/63	Wee
CORAL W. Perkowski, J. Perkowski Sp.j.	15-136 Białystok, ul. Błękitna 1	Wee
Sieńko i Syn Sp. z o.o.	15-168 Białystok, ul. Wysockiego 65	Opc
BARTER SA	15-281 Białystok, ul. Legionowa 28	Ogz
PRZEDSIĘBIORSTWO WIELOBRANŻOWE FOKS Dariusz Muszyński	15-399 Białystok, ul. Handlowa 6H	Opc
Komunalne Przedsiębiorstwo Komunikacji Miejskiej Sp. z o.o.	15-399 Białystok, ul. Składowa 11	Opc
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe OPTIMA Paweł Wyszyński	16-001 Kleosin, ul. Zambrowska 18 lok. 1	Wee
BEST Łukaszuk-Rybiński Sp.j.	16-050 Michałowo, ul. Białostocka 68	Opc
Krzysztof Oberman GAZ-WIOL	16-400 Suwałki, ul. A. Mickiewicza 11	Opc
WIKI POLSKA Sp. z o.o.	16-400 Suwałki, ul. Buczka 183 lok. 5	Opc
PETROGAZ SC Mariusz Martynko, Grzegorz Peza	16-402 Suwałki, Gawrych Ruda 66A	Opc
EC EKO Sp. z o.o.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Kleszczowska 84A/105	Oee
Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	17-300 Siemiatycze, ul. Armii Krajowej 26	Opc
Marcin Gnatowski STACJA PALIW	18-230 Ciechanowiec, Koce-Basie 3a	Opc
ZARĘBA PALIWA Sp. z o.o.	18-300 Zambrów, ul. Papieża Jana Pawła II 26 lok. 9	Opc
PHU Jan Matejko	18-300 Zambrów, Wola Zambrowska 11A	Opc
Miejski Ośrodek Sportu i Rekreacji w Ełku	19-300 Ełk, ul. Piłsudskiego 29	Wee
Jarosław Ptaszek Przedsiębiorstwo Handlowe JAREX	20-076 Lublin, ul. Krakowskie Przedmieście 51	Dpg, Opg
SUN EKO Sp. z o.o.	20-147 Lublin, ul. Spółdzielczości Pracy 26	Wee
ZOMAR SA	20-234 Lublin, ul. Małgiewska 104	Wee
MIDAS POLSKI Sp. z o.o.	20-234 Lublin, ul. Metalurgiczna 15E, 17D	Wee
INKOR Sp. z o.o.	20-262 Lublin, ul. Dobrzańskiego 1 lok. II.9	Opc
ARTEX Artur Samolej	20-445 Lublin, ul. Zemborzycka 57	Opc
KIDYBA ANDRZEJ prof. dr hab. Andrzej Kidyba	20-554 Lublin, ul. Ułanów 9 lok. 38	Wee

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Sigma-Woltaika Sp. z o.o.	20-632 Lublin, ul. Jana Sawy 6 lok. 202	Wee
PMW INVEST Sp. z o.o.	20-703 Lublin, ul. Cisowa 9	Opc
GSG Gawłowski, Skórka Sp.j.	20-704 Lublin, ul. Wojciechowska 7J	Wee
Przedsiębiorstwo Techniczno-Usługowe ELEKTRA Sp. z o.o.	20-704 Lublin, ul. Wojciechowska 7K	Wee
LEGATO LUBLIN Sp. z o.o.	20-882 Lublin, ul. Organowa 5/14	Opc
IRDA Sp. z o.o.	21-030 Motycz, Kozubszczyzna 61	Opc
Stacja Paliw STA-SIN Barbara Łukasiewicz	21-030 Motycz, Stasin 104F	Opc
Gminny Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	21-411 Wojcieszków, ul. Kościelna 38	Opc
OPN 24 Sp. z o.o.	21-500 Biała Podlaska, ul. Sadowa 14 lok. 4	Opc
Przedsiębiorstwo Wykonawstwa Robót Elektrycznych i Telekomunikacyjnych ELTEL Sp. z o.o.	21-500 Biała Podlaska, ul. Sidorska 102A	Wee
Dom Misjonarzy Oblatów Maryi Niepokalanej w Kodniu Dom Pielgrzyma w Kodniu	21-509 Kodeń, ul. Rynek 1	Wee
PAJERO Sp. z o.o.	21-532 Zalesie, Horbów – Kolonia nr 29 C	Opc
Galon Topolski Sp.j.	21-560 Międzyrzec Podlaski, Wysokie, ul. Brzeska 11	Opc
EXOIL PALIWA Sp. z o.o. – Sp.kom.	22-100 Chełm, ul. Okszowska 27	Opc
Tomasz Drożdżyk Caroil	22-170 Rejowiec Fabryczny, Pawłów, ul. Lubelska 39	Opc
Dalkia Wschód Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Hrubieszowska 173	Pcc
TERMOSYSTEMY Sp. z o.o.	22-600 Tomaszów Lubelski, Jezierna, ul. Lwowska 3	Wee
Zieliński Janusz Restauracja ARKADIA	22-600 Tomaszów Lubelski, Łaszczówka-Kolonia 79	Wee
Zakłady Poligraficzne Anny i Janusza Genejów	23-200 Kraśnik, ul. Kolejowa 14	Wee
Handel-Usługi Gorczyca Józef	23-400 Biłgoraj, ul. Janowska 16	Opc
RAFBENZ Sp. z o.o.	25-004 Kielce, ul. Paderewskiego 31 lok. 502	Opc
Erneks Invest s.r.o.	251 01 Cestlice, republika Czeska, Pruhonicka 222	Opc
Józefa Stradomska PHU	25-414 Kielce, ul. Warszawska 428	Opc
FUEL POWER Sp. z o.o.	25-614 Kielce, ul. 1 Maja nr 154 lok. 3	Opc
Marcin Kosiński Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowo-Transportowe	26-065 Piekoszów, ul. Czarnowska 37	Opc
Ceramika Końskie Sp. z o.o.	26-200 Końskie, ul. Ceramiczna 5	Opg
Przedsiębiorstwo Handlowe JOANNA BIS Sp. z o.o.	26-220 Stąporków, ul. Koncecka 2E	Opc
Szczepan Bilski Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlane KON-BUD	26-220 Stąporków, ul. Konecka 2E	Opc
Sławomir Stempień Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe	26-230 Radoszyce, ul. Piaskowa 14	Opc
Sławomir Stempień, Wiesław Chwaściński PRIM Sp.j.	26-230 Radoszyce, ul. Piaskowa 14	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Grzegorz Gwadera Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe AUTO-GAZ	26-333 Sławno, Owadów 24B	Opc
SEBMAR Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Gagarina 9 lok. 32	Opc
Jerzy Strzałkowski Zakład Produkcyjno-Handlowy	26-600 Radom, ul. Klwatecka 33a lok. 1	Opc
Energetyczne Centrum SA	26-604 Radom, ul. Graniczna 17	Opg, Ogz
Zakład Usług Budowlano-Energetycznych MAR Sławomir Grodzki	26-625 Wolanów, ul. Opoczyńska 32	Wee
PUREECO Sp. z o.o.	26-700 Zwoleń, ul. Św. Anny 22	Wee
Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe DOMA Dariusz Domagała	26-713 Kazanów, Kowalków-Kolonia 39 lok. A	Opc
Zakład Elektryczny Usługi i Handel Teresa Kawińska	26-811 Wyśmierzyce, ul. Konopnickiej 31	Opc
Enea Trading Sp. z o.o.	26-900 Kozienice 1, Świerże Górne	Ogz
Lidia Litwinek, Grażyna Parafińczuk, Krzysztof Parafińczuk PHU IRENA SC	27-230 Brody, Krynki, ul. Ostrowiecka 32	Opc
Paweł Jarocha ECOPOL	27-515 Trałów, Bronisławów 41	Wee
DIS-EXPO Sp. z o.o.	27-530 Ożarów, Wyszmontów 124a	Opc
Rafał Socha Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe HORTUS-PLON	27-600 Sandomierz, ul. Przemysłowa	Opc
Robert Kaleta PPUH KARO Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe	28-160 Wiślica, Brzezie 17	Opc
Teresa Baran FUH BARGAZ BIS	28-300 Jędrzejów, Diament 20b	Opc
Nida Media Sp. z o.o	28-400 Pińczów, Leszcze 15	Opg
Robert Ściupider FHU EURO-GAZ	28-500 Kazimierza Wielka, ul. Szkolna 11 lok. 40	Opc
7R Logistic Brzesko Sp. z o.o.	30-331 Kraków, ul. Ludwinowska 7	Wee
7R OZE Sp. z o.o.	30-331 Kraków, ul. Ludwinowska 7	Wee
Krakowskie Zakłady Automatyki SA	30-552 Kraków, ul. Wielicka 28	Wee
DEL ASTA Sp. z o.o.	30-556 Kraków, ul. Wodna 17	Opc
Vitol Gas and Power BV	3062 MB Rotterdam Holandia, KP Van der Mandelelaan 130	Opg, Ogz
Ecoergia Sp. z o.o.	30-701 Kraków, ul. Zabłocie 23	Wee, Oee, Opg
CEMBET STACHNIK Sp.j.	30-741 Kraków, ul. Domagały 2	Opc
The Wind Sp. z o.o.	31-060 Kraków, Plac Wolnica 4/6	Wee
KPPM Doradztwo Sp. z o.o.	31-060 Kraków, ul. Św. Wawrzyńca 15/35	Wee
Petro Mag Sp. z o.o.	31-128 Kraków, ul. Karmelicka 55	Opc
NEWCO LPG Sp. z o.o.	31-358 Kraków, ul. Jasnogórska 1	Wpc, Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
F.R.B. Inter-Bud Sp. z o.o. Sp. Komandytowo--Akcyjna	31-419 Kraków, ul. Rozrywka 24/55	Opc
Super Solar Sp. z o.o.	31-946 Kraków, Os. Teatralne 19	Wee
Piotr Iwulski KRUSZ-BUD Roboty Drogowo--Budowlane	32-007 Zabierzów Bocheński, Wola Batorska 2147	Wee
Stacja Paliw Blitz SC Halina Łach, Kazimierz Łach	32-020 Wieliczka, ul. Dobczycka	Opc
GABMAT Renata Fąfara	32-040 Wrząsowice, ul. Gazdy 11	Opc
GAIN I Sp. z o.o.	32-065 Krzeszowice, ul. Żbicka 41B	Opc
Marcin Gawor Forma U.P.H. Mała Elektrownia Wiatrowa Usługi Koparkami i Spycharkami, Elektrownia Wodna Morawiany	32-130 Koszyce, ul. Przedmieście 19	Wee
Davidex Sp. z o.o.	32-300 Olkusz, ul. Zagaje 2	Opc
Agencja 1 J. Banyś, M. Barczyk, G. Janik Sp.j.	32-340 Wolbrom, ul. Garbarska 41	Opc
Firma Handlowo-Usługowa GAZBUT Grażyna Marzec	32-400 Myślenice, Polanka 144	Opc
LARKIS Sp. z o.o.	32-410 Dobczyce, ul. Obwodowa 4	Wee
Stacja paliw PETROLEX Teresa Wojas Sp.j.	32-420 Gdów, Marszowice 229	Opc
SIGMA Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Kroczymiech 22	Opc
Amax Sp. z o.o. Sp.kom.	32-600 Oświęcim, ul. Kolbego 15	Opc
Miejsko-Przemysłowa Oczyszczalnia Ścieków Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Nadwiślańska 46	Wee
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe LUK--MAR Marian Żmudka, Łukasz Kleszcz SC	32-615 Grojec, ul. Beskidzka b/n (stacja paliw)	Opc
JMM Sp. z o.o.	32-700 Bochnia, ul. Sądecka 27 C	Wee
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe A.S. Sp. z o.o.	32-744 Łapczyca, Gierczyce 127	Opc
ECO-GNOJNIK Sp. z o.o.	32-864 Gnojnik, Gnojnik 363/29	Wee
Centrum Motoryzacji P. Czyżycki Sp.j.	32-864 Gnojnik, Gnojnik 528	Wee
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe MBM Serwis Ogumienia Marian, Bogumiła Mazur Sp.j.	33-100 Tarnów, Al. Jana Pawła II 8a	Opc
Firma Handlowo-Usługowa Rafał Migdał	33-100 Tarnów, ul. Heleny Marusarz 5	Opc
Tarnowski Klaster Przemysłowy SA	33-100 Tarnów, ul. Słowackiego 33-37	Wee
Adam Flaga AEGM	33-156 Skrzyszów, Skrzyszów 448D	Wee
GEORYT Krzysztof Witkowski	33-240 Żabno, Nieciecza 150	Wee
Stacja Paliw KAMI Maria Kapa, Stanisław Kapa Sp.j.	33-240 Żabno, ul. Dąbrowskiego 120	Opc
Auto Części Używane Romantex Roman Trela	33-270 Wietrzychowice, Sikorzyce 65	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
F.H.P.U.T. WAC-WOJ. Sp.j. Lichoń Wacław, Lichoń Wojciech	33-330 Grybów, Sośnie Dolne 18A	Opc
Kopalnia Surowców Skalnych Klęczany Sp. z o.o.	33-394 Klęczany, Klęczany 176	Wee
GLOB – STP Sp. z o.o.	33-395 Chełmiec, Świniarsko 428	Opc
NOWOSTYL 3 E. Herma, M. Ł. Sordyl SC	34-122 Wieprz, Wieprz 222 A	Opc
Piotr Mrugała, Robert Czaja FORCAR Sp.j.	34-400 Nowy Targ, ul. Kolejowa 169	Opc
Stacja Paliw JERZY Sp. z o.o.	34-480 Jabłonka, ul. Kozubek 1	Opc
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Vita Trans Sp. z o.o.	34-511 Kościelisko, ul. Nędzy-Kubińca 253A	Opc
Skorusa Wojciech Józef Firma Handlowo--Usługowo-Budowlana AMERWIT	34-512 Witów, Witów 123	Opc
Jan Wojeński POD GÓRĄ	34-532 Jurgów, Czarna Góra, ul. Podgórska 16	Opc
Szpila Sp.j.	35-350 Bobowa, Wilczyska 64	Opc
Deweloper APKLAN Piotr Kawalec	35-503 Rzeszów, ul. Dębicka 4	Wee
RZESZÓWDIS Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. Rejtana 69	Opc
Multi Group Sp. z o.o.	36-061 Głogów Małopolski, Wysoka Głogowska 301	Opc
Usługowy Zakład Instalacji Wodno--Kanalizacyjnej C.O. i Gaz Kogut Marek	36-062 Zaczernie, Miłocin 218	Opc
Bonette Sp. z o.o.	36-100 Kolbuszowa, ul. Partyzantów 2	Opc
Jan Nowak, Romualda Nowak, Jarosław Nowak Stacja Paliw SC	36-207 Grabownica Starzeńska, Niebocko b/n	Opc
Lider Trading Sp. z o.o. w Warszawie Oddział w Łańcucie	37-100 Łańcut, ul. Pozwierzyniec 78	Opg
Tomasz Machaj FHU	37-200 Przeworsk, ul. Studziańska 1	Opc
Stanisław Adamowicz, Leon Drozd, Stanisław Kornaga STANLES SC Handel, Usługi, Auto-Gaz Stacja Paliw	37-600 Lubaczów, ul. Rzemieślnicza 1	Opc
Beata Bugiera Ośrodek Szkolenia Kierowców	37-700 Przemyśl, ul. Mnisza 3	Opc
Ireneusz Karaś EIRENE	38-246 Szerzyny, Szerzyny 218	Opc
Amelia Sp. z o.o.	38-305 Lipinki, Rozdziele 70	Opc
Wojewódzki Szpital Podkarpacki im. Jana Pawła II w Krośnie	38-400 Krosno, ul. Korczyńska 57	Wee
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo--Usługowe BROSTA Sp. z o.o.	38-480 Rymanów, ul. Bieleckiego 21	Opc
Mieczysław Wojtanowski Ośrodek Wypoczynkowy RANCHO, Hotel EwKa	38-613 Wołkowyja, ul. Słoneczna 37	Opc
Bama Logistics Sp. z o.o.	39-200 Dębica, Kozłów 53B	Opc
Piotr Szczerbiński TRANS-LOGISTIC DĘBICA	39-200 Dębica, ul. Fabryczna 12	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
EC-Energetyka Sp. z o.o.	39-300 Mielec, ul. Wojska Polskiego 3	Wee
Stacja Paliw Wik Sylwia Stala	39-306 Górki, Górki 4a	Opc
Czuchra Wioletta Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa BRUKPOL	39-315 Ruda, Dąbrówka Wisłocka 164	Wee
Marcin Zaworski Sklep Przemysłowy	39-400 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 25	Opc
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Leśna 1	Wcc
Mtrans Sp. z o.o.	40-005 Katowice, ul. Moniuszki 7	Opc
BALTIC-OKTAN Sp. z o.o.	40-013 Katowice, u. Mielęckiego 10/3	Opc
Górnośląskie Przedsiębiorstwo Wodociągów SA	40-026 Katowice, ul. Wojewódzka 19	Wee
Euroil Sp. z o.o.	40-032 Katowice, ul. Jagiellońska 16/7	Opc
Energie2 Sp. z o.o.	40-032 Katowice, ul. Jagiellońska 16/7	Opg
PETRO-POL Sp. z o.o.	40-123 Katowice, ul. Czerwińskiego 6/207	Opc
Petrol Pol Sp. z o.o.	40-123 Katowice, ul. Czerwińskiego 6/207	Opc
Fil-Petrol Sp. z o.o.	40-123 Katowice, ul. Czerwińskiego 6/207	Opc
Fabryki Sprzętu i Narzędzi Górniczych Grupa Kapitałowa Fasing SA	40-142 Katowice, ul. Modelarska 11	Wee
Górnośląski Park Przemysłowy Sp. z o.o.	40-155 Katowice, ul. Konduktorska 39A	Wee
E.ON Global Commodities SE	40221 Düsseldorf, Niemcy, Holzstrase 6	Opg, Ogz
Danstar Trade Sp. z o.o.	40-486 Katowice, ul. Kolista 25/433	Opc
JWM ENERGIA Sp. z o.o.	40-541 Katowice, ul. Rzepakowa 1 A	Oee
Wyższa Szkoła Techniczna w Katowicach	40-555 Katowice, ul. Rolna 43	Wee
Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum Sp. z o.o.	40-568 Katowice, ul. Ligocka 103	Wee
Ceres Sp. z o.o.	40-857 Katowice, ul. Wolnego 14/18	Opc
Silesian Gaz Sp. z o.o.	41-103 Siemianowice Śląskie, ul. Żeromskiego 21	Opc
Vitkovice Milmet SA	41-200 Sosnowiec, ul. Gen. Grota-Roweckiego 130	Opg, Ogz
Parafia Rzymskokatolicka pw. św. Franciszka z Asyżu	41-200 Sosnowiec, ul. Partyzantów 24	Wee
Marek Zrobek PHU ZET	41-253 Czeladź, ul. Rzemieślnicza 1	Opc
Piecexport-Piecbud Sp. z o.o.	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. 3-go Maja 1A	Opc
Fuel Service Sp. z o.o.	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Staszica 2	Opc
Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne Montanex Sp. z o.o.	41-403 Chełm Śląski, ul. Chełmska 69A	Wee
STIVJAN Sp. z o.o.	41-404 Mysłowice, ul. Fabryczna 15	Opc
Konko SA	41-404 Mysłowice, ul. Fabryczna 6	Opc
GALON Sp. z o.o.	41-605 Świętochłowice, ul. Imieli 14	Oee
KMK INVEST Sp. z o.o.	41-709 Ruda Śląska, ul. Hallera 20	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Neva Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Wolności 345 lok. 1003	Opc
Conbelts Bytom SA	41-909 Bytom, ul. Szyby Rycerskie 4	Wee
STAKO Stanisław Kowalczyk i Katarzyna Kowalczyk Sp.j.	42-100 Kłobuck, ul. Wojska Polskiego 14	Wee
Stok Polski Sp. z o.o.	42-100 Kłobuck, ul. Wojska Polskiego 14	Wee
Ravento Sp. z o.o.	42-130 Wręczyca Wielka, Wręczyca Mała, ul. Zamkowa 51	Opc
Energy-Gas Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Dąbrowskiego 20/5	Opc
Invest-Energy Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Łódzka 8/12G	Opc
Oil Market Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Równoległa 63/3	Opc
Gas-Trans Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Szafranowa 18	Opc
Glob-Trans Plus Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Śląska 22/16	Opc
Trans-Eco Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Śląska 22/16	Opc
ARGO Bogusław Łyczba	42-215 Częstochowa, ul. Ludowa 243 A	Wee
Algaz SC Aleksandra Figurska, Kamil Słabosz	42-215 Częstochowa, Wola Kiedrzyńska, ul. Mykanowska 59	Opc
HSP Sp. z o.o.	42-218 Częstochowa, ul. Obrońców Poczty Gdańskiej 2/11	Opc
Virago Sp. z o.o.	42-231 Stary Cykarzew, ul. Południowa 14	Opc
Tom Trans Sp. z o.o.	42-260 Kamienica Polska, Rudnik Wielki, ul. Słoneczna 110	Opc
Urszulex Sp. z o.o.	42-260 Kamienica Polska, Zawisna 50 A	Opc
Silva Sp. z o.o.	42-261 Starcza, Łysiec, ul. Częstochowska 87	Opc
PHU Sonex Sonia Radlak	42-284 Herby, ul. Sportowa 10	Wee
Pak Oil Trans Sp. z o.o.	42-290 Blachownia, Łojki, ul. Marynarska 5	Opc
Logistics-Trade Sp. z o.o.	42-290 Blachownia, ul. 16 Stycznia 6/19	Opc
Firma Wielobranżowa Gaz-Mot Artur Wydrych	42-400 Zawiercie, ul. Szklarska 30	Opc
Maztrans Sp. z o.o.	42-439 Żarnowiec, ul. Warszawska 41 A	Opc
P&M Petrol Sp. z o.o.	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Towarowa 15	Opc
PJ Transport Sp. z o.o.	42-612 Tarnowskie Góry, ul. Saperów 6A	Opc
Przedsiębiorstwo Transportowo-Handlowo-Usługowe Eko-Trans Grażyna Orłowska, Henryk Orłowski Sp.j.	42-672 Wieszowa, ul. Wolności 21	Wee
Zakład Usługowy Rosa Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Towarowa 13	Wee
SPM Poland Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Turyńska 100	Opc
RE ALLOYS Sp. z o.o.	43-170 Łaziska Górne, ul. Cieszyńska 23	Opg, Ogz
Petkom Sp. z o.o.	43-190 Mikołów, ul. Żwirki i Wigury 65/114	Opc
KMD Inwest Sp. z o.o.	43-200 Pszczyna, ul. Bielska 50	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
EHN SA	43-215 Jankowice, Studzienice, ul. Jaskółek 12	Wee
Artur Krywult Przedsiębiorstwo Produkcyjno--Usługowo-Handlowe Artplast	43-300 Bielsko-Biała, ul. Maczka 9	Wee
STP & DIN Chemicals Sp. z o.o. Sp.kom.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Mostowa 5	Opc
STP & DIN Chemicals Sp. z o.o. West Sp.kom.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Mostowa 5	Opc
Alpetrol Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Przybyły 1/3	Opc
IENERGIA Sp. z o.o.	43-316 Bielsko-Biała, Al. Armii Krajowej 220	Opg, Ogz
Zakład Doświadczalny Instytutu Zootechniki Państwowego Instytutu Badawczego w Grodźcu Śląskim Sp. z o.o.	43-386 Świętoszówka, Grodziec Śląski 3	Wee
Abek Fotowoltaika System SC Karina Czogalla, Andrzej Czogalla	43-419 Hażlach, Zamarski, ul. Cieszyńska 30	Wee
Rzymskokatolicka Parafia Najświętszej Maryi Panny Królowej Polski w Pogórzu	43-430 Skoczów, Pogórze, ul. Bielska 148	Wee
Betagaz Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Ligocka 50	Opc
Firma Handlowa Marex Zbigniew Śliwka	44-100 Gliwice, ul. Dojazdowa 1	Opc
Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	44-109 Gliwice, ul. Zawadzkiego 45	Oee
Osin Petroleum Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Północna 5	Opc
Kogen Sp. z o.o.	44-280 Rydułtowy, ul. Mickiewicza 21	Wee
Petrol.Point Group Migrex Sp. z o.o.	44-280 Rydułtowy, ul. Raciborska 275	Opc
Uniwar Sp. z o.o.	44-335 Jastrzębie-Zdrój, ul. Północna 20A	Opc
Esteri Sp. z o.o.	45-011 Opole, ul. Koraszewskiego 7-9	Opc
TRADE-GAS.PL Sp. z o.o.	45-040 Opole, ul. Mikołaja Kopernika 1	Opc
Elektrociepłownia Milicz Sp. z o.o.	45-057 Opole, ul. Ozimska 14-16 lok. nr 213	Dpg
MR LOGISTIC Sp. z o.o.	45-057 Opole, ul. Ozimska 7	Opc
GAS-POLAND Sp. z o. o.	45-061 Opole, ul. Katowicka 39/4A	Opc
Fornet Sp. z o.o.	45-071 Opole, ul. Armii Krajowej 40/1	Opc
RWE Supply & Trading GmbH	45141 Essen, Niemcy, Altenessener Straße 27	Opg, Ogz
MAG-OIL Sp. z o.o.	45-348 Opole, ul. Marii Radziewiczówny 6	Opc
TRADE-GAS Sp. z o.o.	46-200 Kluczbork, ul. Sienkiewicza 22	Opc
DUON Praszka Sp. z o.o.	46-320 Praszka, ul. Mickiewicza 14	Wcc
Sprzedaż Detaliczna Gazu Płynnego i Artykułów Przemysłowych Stacja AUTO-GAZ Anatol Sosnowski	46-325 Rudniki, ul. Handlowa 10	Opc
Unimot Gaz SA	47-120 Zawadzkie, ul. Świerklańska 2A	Opg, Ogz
Mieczysław Dwornik Fotowoltaika	47-240 Bierawa, ul. Polna 33	Wee
Chempest Gościęcin Rafał Grześka	47-270 Gościęcin, ul. Szkolna 27	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Handel, Usługi. Klicki Paweł	47-400 Racibórz, ul. Waryńskiego 18 b/4	Opc
Agnieszka Jamrozowicz Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowo--Transportowe ROTUNDA	48-300 Nysa, ul. Kraszewskiego 2a	Opc
Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej, Szpital Specjalistyczny MSW w Głuchołazach	48-340 Głuchołazy, ul. Karłowicza 40	Wee
PNB Sp. z o.o.	48-364 Kałków, Nadziejów – Kamienna Góra	Wee, Oee
OKTAN TRADE Sp. z o.o.	49-318 Zielęcice, ul. Rzemieślnicza 2	Opc
OIL TANK Sp. z o.o.	49-318 Zielęcice, ul. Rzemieślnicza 2	Opc
EITCOM Sp. z o.o.	49-332 Olszanka, Pogorzela 78	Opc
PETROLOGIC POLAND Sp. z o.o.	50-029 Wrocław, ul. Świdnicka 39	Opc
HELIOS TRAFFIC Sp. z o.o.	50-062 Wrocław, Plac Solny 14/3	Opc
KAISER Sp. z o.o.	50-078 Wrocław, ul. Leszczyńskiego 4	Opc
SELLOIL Sp. z o.o.	50-078 Wrocław, ul. Leszczyńskiego 4/25	Opc
PETROGREGA Sp. z o.o.	50-078 Wrocław, ul. Leszczyńskiego 4/25	Opc
ISAPART Sp. z o.o.	50-078 Wrocław, ul. Leszczyńskiego 4/26	Opc
GAS CENTER Sp. z o.o.	50-078 Wrocław, ul. Leszczyńskiego 4/29	Opc
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	Oee
JS-PETROL Sp. z o.o.	50-227 Wrocław, ul. Kleczkowska 47	Opc
Ronindom Sp. z o.o.	50-413 Wrocław, ul. Walońska 11/1	Opc
Solaris Line Sp. z o.o.	50-428 Wrocław, ul. Krakowska 119	Wee
POLTRANS WEST Sp. z o.o.	50-518 Wrocław, ul. Św. Jerzego 1a	Opc
VADER Sp. z o.o.	50-528 Wrocław, ul. Joannitów 22/4	Opc
GDI-OIL Sp. z o.o.	50-541 Wrocław, ul. Armii Krajowej 4b lok. 5	Opc
ECOTANK Sp. z o.o.	50-950 Wrocław, ul. Wita Stwosza 16	Opc
Agencja Transportowo-Handlowa TRANSHAND	51-128 Wrocław, ul. Poświęcka 14	Opc
NAFTON Sp. z o.o.	51-502 Wrocław, ul. Mydlana 3	Opc
Combustivel.pl Sp. z o.o.	51-520 Wrocław, ul. Wykładowa 55	Opc
Target PL Sp. z o.o.	51-649 Wrocław, ul. Bacciarellego 25/2	Opc
MOC Sp. z o.o. Sp.kom.	52-131 Wrocław, ul. Buforowa 91	Oee
OOO ASTRA Sp. z o.o.	52-231 Wrocław, ul. Antoniego Czechowa 25	Opc
Fuel System Sp. z o.o.	52-241 Wrocław, ul. Zawiszy Czarnego 48	Opc
EWG Taczalin Sp. z o.o.	52-420 Wrocław, ul. Tadeusza Mikulskiego 5	Wee
Energia Odnawialna – Pomiary Witold Szmit	52-433 Wrocław, ul. Sobótki 40	Wee
Solar Park Kostomłoty Sp. z o.o.	53-111 Wrocław, ul. Ślężna 146-148	Wee
YAKIT.PL Sp. z o.o.	53-311 Wrocław, ul. Drukarska 47/85	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
EN-TRADE Sp. z o.o.	54-072 Wrocław, ul. Wielkopolska 72	Opc
Olaf Sp. z o.o.	55-100 Trzebnica, ul. Kwiatowa 1	Opc
Savi Sp. z o.o.	55-120 Oborniki Śląskie, ul. Wołowska 2	Wee
ARKA PL Waldemar Poborski, Jan Lewandowski SC	55-216 Domaniów, Wierzbno 106	Opc
EL-SAN-BUD SC A. Jaskuła i Wspólnicy	55-220 Jelcz-Laskowice, ul. Fabryczna 27-29	Opc
Gazela Eco Sp. z o.o.	55-330 Wilkszyn, ul. Marszowicka 12	Opc
PPHU Karol Piaseczny	56-400 Oleśnica, ul. Armii Krajowej 33	Opc
AUTO-GAZ PIRAT DROGOWY Anna Stolarska	56-416 Twardogóra, Drogoszowice 4 J	Opc
Mieczysław Kret MGŁA	57-312 Jaszkowa Górna, Jaszkowa Dolna 1a	Opc
JUWEMA KOGENERACJA Sp. z o.o.	57-350 Kudowa Zdrój, ul. Fabryczna 12	Wee
Władysław Bartosik AGRO-POL Przedsiębiorstwo Rolne w Wojborzu	57-442 Wojbórz, Wojbórz 220	Opc
AlterJa SA Tomasz Rodzeń	58-100 Świdnica, ul. Towarowa 24	Opc
DRUM Sp. z o.o.	58-260 Bielawa, ul. Gen. Berlinga 44	Opc
PPRHiU AMPEX SC Wojciech Wasilewicz, Lucyna Wasilewicz	58-308 Wałbrzych, Osiedle Górnicze 48	Opc
Megawat Marszewo Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Obrońców Pokoju 2b	Wee
PETRAL DUO Sp. z o.o.	59-220 Legnica, ul. Grunwaldzka 38	Opc
Promogas Sp. z o.o.	59-220 Legnica, ul. Kilińskiego 2	Opc
EnergiaON	59-220 Legnica, ul. Kolbego 18	Oee
Legnickie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji SA	59-220 Legnica, ul. Nowodworska 1	Wee
RoxSellGaz Justyna Olejarz	59-540 Świerzawa, ul. Młyńska 1/27	Opc
Robert Sadowski Usługi Handlowe i Marketingowe	59-550 Wojcieszów, ul. Słoneczna 2	Opc
PHU AGRO-MASZ-BRZEŹNIK SC Małgorzata Karol, Grzegorz Długosz	59-700 Bolesławiec, Brzeźnik 129	Opc
Firma Transportowa MIRKO SC	59-700 Bolesławiec, ul. Kościuszki 51	Opc
VERTO SC Weronika Matejczek, Tomasz Matejczek	59-700 Bolesławiec, ul. Modłowa 8	Opc
PHU MAN Maria Łucja Kotylak	59-700 Bolesławiec, ul. Zgorzelecka 30/1	Wee
GREEN OIL Sp. z o.o. Sp.kom.	59-850 Świeradów Zdrój, ul. Sybiraków 1	Opc
MOBILIS Michał Muniak	59-975 Sulików, ul. Sportowa 9	Opc
Horizon Telecommunication Sp. z o.o.	60-129 Poznań, ul. Sielska 17 a	Oee
Schiever Polska Sp. z o.o.	60-311 Poznań, ul. Grunwaldzka 64	Opc
Roca Trade Sp. z o.o.	60-316 Poznań, ul. Kasztelańska 60	Opc
AFL Sp. z o.o.	60-479 Poznań, ul. Strzeszyńska 31	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Eco Power Plant Sp. z o.o.	60-518 Poznań, ul. Kraszewskiego 2/1	Wee
4 U ENERGIA Sp. z o.o.	60-523 Poznań, ul. Dąbrowskiego 75 lok. 70	Opc
KSW ENERGY Sp. z o.o.	60-702 Poznań, ul. Głogowska 31/33	Opc
GOODOIL Sp. z o.o.	60-702 Poznań, ul. Głogowska 31/33	Opc
PMX Sp. z o.o.	60-810 Poznań, ul. Bukowska 12	Opc
MK-INVEST Sp. z o.o.	60-813 Poznań, ul. Zwierzyniecka 10	Opc
BlueBerryOil Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	61-131 Poznań, ul. Abp. A. Baraniaka 88A	Opc
POLTRANS POLAND Sp. z o.o.	61-569 Poznań, ul. Młyńska 5/9	Opc
Marek Chuchracki METREX Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	61-581 Poznań, ul. ks. Jakuba Wujka 9-11	Wee
POLPETROL Sp. z o.o.	61-683 Poznań, ul. Żniwna 4	Opc
Korporacja Gospodarcza BKS Sp. z o.o.	61-706 Poznań, ul. Libelta 1A	Opc
NIL-OIL Sp. z o.o.	61-706 Poznań, ul. Libelta 1A lok. 2	Opc
CETUS TRADE Sp. z o.o.	61-729 Poznań, ul. Młyńska 5 lok. 9	Opc
FUEL TRADE Sp. z o.o.	61-757 Poznań, ul. Garbary 95 lok. B87	Opc
PEROREZ Sp. z o.o.	61-806 Poznań, ul. Św. Marcin 29/8	Opc
LOGISTIC CENTER POLAND Sp. z o.o.	61-806 Poznań, ul. Św. Marcin 29/8	Opc
JP FAKTORY Sp. z o.o.	61-806 Poznań, ul. Św. Marcin 45	Opc
GRASZOIL Sp. z o.o.	61-851 Poznań, ul. Zielona 8	Opc
ART-BENA Sp. z o.o.	62-020 Swarzędz, ul. Rabowicka 4/5	Opc
ART-BENA Transport Sp. z o.o.	62-020 Swarzędz, ul. Rabowicka 4/5	Opc
GENCO OIL Sp. z o.o.	62-020 Swarzędz, ul. Rabowicka 4/5	Opc
Sylwester Dolata INST.ELEKTR.ODGROMOWE, AUTOMATYKA.PROJEKTOWANIE, WYKONAWSTWO,POMIARY	62-050 Mosina, Krosinko, ul. Malinowa 17	Wee
NAMARO Sp. z o.o.	62-065 Grodzisk Wlkp., Osiedle Wojska Polskiego 18, lok. D	Opc
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Dopiewie	62-070 Dopiewo, ul. Łąkowa 7	Opc
VNG Polska Sp. z o.o.	62-080 Tarnowo Podgórne, ul. Dorczyka 1	Opg, Ogz
G.EN. GAZ Energia SA	62-080 Tarnowo Podgórne, ul. Dorczyka 1	Ogz
Eurowind Polska VI Sp. z o.o.	62-081 Przeźmierowo, ul. Wysogotowska 23	Wee
BP-PETRO Sp. z o.o.	62-090 Rokietnica 17, ul. Topolowa 17	Opc
Małe Elektrownie Wodne, Władysław Malicki	62-090 Rokietnica, Kiekrz, ul. Kierska 55c	Wee
PETROLOOX Sp. z o.o.	62-090 Rokietnica, ul. Topolowa 17	Opc
Firma Handlowo-Usługowa Natalia Kłos	62-095 Murowana Goślina, ul. Gnieźnieńska 40	Opc
Weronika Paszek Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Stacja Paliw KESZ 2	62-105 Łekno, ul. W. Janta-Połczyńskiego 1	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Grzegorz Wucki Dystrybucja Gazu	62-230 Witkowo, ul. Czerniejewska 18	Opc
AMAJ Sp. z o.o.	62-300 Września, ul. Świętokrzyska 83	Opc
GAZ-FAST Henryk Nowak	62-300 Września, ul. Tadeusza Kościuszki 87	Opc
Stanisław Piersiala PHU STANLEJ	62-400 Słupca, ul. Wspólna 1	Opc
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe DRAGON Zawisny Roman	62-500 Konin, ul. Jarosława Dąbrowskiego 4	Opc
PHU EKO-AUTO Wiśniewscy Sp.j.	62-510 Konin, ul. Nowy Dwór 1	Opc
Zbigniew Szczepankiewicz AUTO-SERWIS	62-540 Kleczew, ul. Stodolna 16	Opc
Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	62-561 Ślesin, ul. Spokojna 10	Wee
Sanmic Sp. z o.o.	62-563 Licheń Stary, ul. Klasztorna 4	Wee
PETROKAM Sp. z o.o.	62-600 Koło, ul. Sienkiewicza 39	Opc
Skup Złomu Stalowego i Metali Kolorowych Mariola Augustyniak-Marciniak	62-730 Dobra, ul. Narutowicza 13	Opc
MARBAN Sp. z o.o.	62-800 Kalisz, ul. Mazurska 8/8	Opc
NEST Sp. z o.o.	62-840 Koźminek, Pietrzyków 49	Opc
AGRO-WIND Zbigniew Krzywda	62-874 Brzeziny, Aleksandria 35	Wee
DORTANK Sp. z o.o.	63-000 Środa Wlkp., ul. Dojazd 1	Opc
Gminna Spółdzielnia Samopomoc Chłopska w Dobrzycy	63-330 Dobrzyca, ul. Koźmińska 19	Opc
Trasko Energia Sp. z o.o.	63-500 Ostrzeszów, Al. Wolności 13	Wee
LUX-OIL Sp. z o.o.	63-500 Ostrzeszów, Olszyna 54H	Opc
PPHU CYNA Patrycja Pacyna	63-600 Kępno, Przybyszów 16	Opc
WIND Gabriela Wąsala i Dagmara Jerczyńska SC	63-600 Kępno, ul. Poznańska 6	Wee
Gugała Invest Sp.j.	63-642 Perzów, Turkowy 65A	Wee
Przedsiębiorstwo OCHMAN Adam Ochmann	63-700 Krotoszyn, ul. Rolnicza 3	Opc
Walwind Sp. z o.o.	63-910 Miejska Górka, ul. Kobylińska 35	Wee
PHU MATUZ Sp. z o.o.	64-000 Kościan, ul. Gen. Chłapowskiego 9	Opc
LUSAKA Sp. z o.o.	64-000 Kościan, ul. Śmigielska 55	Opc
Dorota Zygmunt Biuro Handlowe TOPAZ	64-050 Wielichowo, ul. Grodziska 2a	Opc
UTASZ-SPEED Sp. z o.o.	64-100 Leszno, Ogrody 6	Opc
D&G Sp. z o.o.	64-200 Wolsztyn, ul. Przemysłowa 7	Opc
AJT TRADE Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, Boruja Nowa 33	Opc
ISTRA Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, Paproć 111	Wee
EKO-NATAN Sp. z o.o.	64-316 Kuślin, ul. E. Szczanieckiej 2	Opc
Petro-Tank Przedsiębiorstwo Handlowo--Usługowe Smoleń Paweł	64-400 Międzychód-Bielsko, ul. Lecha 14	Opc
Stacja Paliw EL-JOT Leszek Głuchy, Jarosław Brański Sp.j.	64-550 Duszniki, ul. Młynkowska 3	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Elżbieta Kukla, Piotr Kukla Firma HANEX PLUS SC	64-603 Ludomy, Ludomy 52	Opc
FIRMA TIW EKSPORT-IMPORT Ireneusz Wolnowski	64-920 Piła, ul. Kamienna 38	Wee
MAK-FASHION – RESWIND Sławomir Wójcik	64-920 Piła, ul. Rubinowa 87	Wee
APEXIM AB Karolina Baranowska	65-225 Zielona Góra, ul. Lwowska 25	Mpc, Opc
Piotr Fabich	65-364 Zielona Góra, ul. Kożuchowska 30	Opc
Petrotrans Sp. z o.o.	66-300 Międzyrzecz, ul. Rokitniańska 5	Opc
ZAKŁAD BUDOWLANY KRZYWULSKI Damian Krzywulski	66-300 Międzyrzecz, ul. Zakaszewskiego 1 A	Opc
Miejski Zakład Komunikacji w Gorzowie Wielkopolskim Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Kostrzyńska 46	Opc
GRAV-OIL Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Nadbrzeżna 17	Opc
Centrum Standaryzacji Biomasy Sp. z o.o.	66-450 Bogdaniec, Stanowice 29	Wee
PETRO-FUEL Sp. z o.o.	66-470 Kostrzyn nad odrą, ul. Główna 27	Opc
SEC Strzelce Krajeńskie Sp. z o.o.	66-500 Strzelce Krajeńskie, ul. Gorzowska 15	Wcc, Pcc
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe AWIS Sp. z o.o.	67-100 Nowa Sól, ul. Wrocławska 20	Oee
Jerzy Hofman	68-108 Cybinka, ul. Krośnieńska 8A	Opc
Logius Sp. z o.o.	68-200 Żary, Plac Inwalidów 9	Opc
Andrzej Mencel PPHU MENPOL	69-200 Sulęcin, ul. Lipowa 40	Opc
MX Petrol Sp. z o.o.	70-302 Szczecin, ul. Bohaterów Getta Warszawskiego 24/209	Opc
LM BUDMAT Sp. z o.o.	70-304 Szczecin, ul. Małkowskiego 30/1	Opc
Krzysztof Armatys	70-341 Szczecin, ul. Bohaterów Warszawy 97/7	Opc
EV3 TRADING Sp. z o.o.	70-515 Szczecin, ul. Małopolska 43	Oee
Żegluga Północna Sp. z o.o.	70-784 Szczecin, al. Struga 78	Opc
Firma Usługowo-Handlowa ESPADON Jakub Markiewicz	70-786 Szczecin, ul. Wierzyńskiego 19/2	Opc
Dybek Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 150/1	Opc
EW Orneta 2 Sp. z o.o.	71-612 Szczecin, ul. Malczewskiego 26	Wee
SM Maciej Andruszkiewicz	71-738 Szczecin, ul. Gocławska 6	Wee
B10 Sp. z o.o.	71-795 Szczecin, ul. Duńska 82/12	Opc
Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Gama Sp.j. Antoni Grabalski i Wspólnicy	72-344 Śliwin, ul. Słoneczna 1	Opc
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe OAZA Sp. z o.o.	73-108 Motaniec, Motaniec 26	Opc
HDS – TRANS Cezary Kaznowski	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Sportowa 26	Opc
CS WINDPARK Sp. z o.o. & CO. Sp.kom.	73-132 Wapnica, Wapnica 81A	Wee

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Ewa Szulczewska	73-231 Krzęcin, ul. Niepodległości 15	Opc
DALL K., K. Rudyńscy Sp.j.	74-200 Pyrzyce, ul. Lipiańska 30	Opc
Firma Handlowa OIL Marcin Całko	74-400 Dębno, ul. Jesienna 3	Opc
Stacja Paliw FAR-TANK Sp.j. J. Chromicz, M. Rataj	74-520 Cedynia, ul. Chrobrego 28	Opc
Marzena Gacek Salon Meblowy Asti	75-137 Koszalin, ul. Szczecińska 38	Opc
Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o. w Koszalinie	75-736 Koszalin, ul. Gnieźnieńska 9	Opc
ADZ Auto-Gaz Zygmunt Bałaszewicz	76-200 Słupsk, ul. Kotarbińskiego 6/14	Opc
Green Power Pomorze Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Wileńska 35/1	Wee
Młyn Zamkowy SC R. Mikołajczyk, J. Olszewski, K. Stępniak	76-230 Potęgowo, ul. Kościuszki 2b	Wee
BODZIO GAZ Bogdan Jackowski	77-100 Bytów, Świątkowo 10a	Opc
AUTOGAZ Roman Pawłowski	78-100 Kołobrzeg, ul. Sienkiewicza 12	Opc
Blue Line Engineering SA	78-230 Karlino, Krzywopłoty 41	Dpg, Opg, Ogz
Gmina Karlino	78-230 Karlino, Plac Jana Pawła II 6	Wee
Farma Wiatrowa Drawsko Sp. z o.o.	78-320 Połczyn-Zdrój, ul. Graniczna 4	Wee
OPAK Leopold Pączka Sp.j.	78-400 Szczecinek, ul. Harcerska 9	Opc
Spółdzielnia Kółek Rolniczych	78-500 Drawsko Pomorskie, ul. Starogrodzka 33	Opc
Danske Commodities A/S	8000 Aarhus C, Dania, Vaerkmestergade 3,3	Ogz
3 E 1 Sp. z o.o.	80-307 Gdańsk, ul. Abrahama 1A lok. 6.10	Wee
Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	81-213 Gdynia, ul. Opata Hackiego 14	Wee
Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o.	81-311 Gdynia, ul. Witomińska 29	Wee
CTL Północ Sp. z o.o.	81-336 Gdynia, Al. Solidarności 2	Opc
Mazury Energia Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Akacjowa 1	Wee
ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Elektryczna 20a	Wee
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej PEC Sp. z o.o.	82-500 Kwidzyn, ul. Słoneczna 1	Wee
Ruda Sp.j. Tadeusz Sosnowski, Krzysztof Szeląg	82-550 Prabuty, ul. Zamkowa 1	Opc
EL-PRO Sp. z o.o.	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Bolesława Chrobrego 6	Wee
EDON Sp. z o.o.	83-047 Przywidz, Piekło Dolne 39	Oee
Dystrybucja Paliw Sp. z o.o.	83-110 Tczew, Czatkowy 21A	Opc
FHPU ELEKTRO-HAL Grzegorz Kowalski	83-200 Starogard Gdański, ul. Droga Owidzka 1	Wee
Skład Węgla, Olej Opałowy Pranczk Tadeusz	83-340 Sierakowice, ul. Piwna 17	Opc
OKTAN Michał Dułak	83-423 Wielki Klincz, Sarnowy 15	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Krzysztof Lipke Auto-Gaz	84-100 Puck, ul. Wejherowska 14/5	Opc
P.U.BARTEK Bartłomiej Klasa	84-230 Rumia, ul. Derdowskiego 23	Wee
Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe JP Jarosław Pobłocki	84-241 Gościcino, ul. Sójkowa 10	Opc
PW Gejzer Zenon Dzierżawski	85-347 Bydgoszcz, ul. Nakielska 115A/4	Wpc
UP ENERGY Sp. z o.o.	85-461 Bydgoszcz, ul. Ołowiana 15	Opc
MEW Energy Sp. z o.o.	85-689 Bydgoszcz, ul. Armii Krajowej 250	Wee
Ecoprojekt Sp. z o.o.	85-719 Bydgoszcz, ul. Fordyńska 44	Wpc
Inventi SA	85-861 Bydgoszcz, Glinki 144	Oee
HANPLAST Sp. z o.o.	85-862 Bydgoszcz, ul. Władysława Paciorkiewicza 3	Wee
Szelf Sp. z o.o.	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	Wee
JAM POWER Sp. z o.o.	86-070 Dąbrowa Chełmińska, Gzin 11	Wee
JP ENERGY Sp. z o.o.	86-070 Dąbrowa Chełmińska, Gzin 11	Wee
ROZENTALWINDFARM Sp. z o.o.	86-070 Dąbrowa Chełmińska, Gzin 11	Wee
VENTECO Sp. z o.o.	86-200 Chełmno, ul. Przemysłowa 2	Wee
OPEC-INEKO Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7	Wcc, Wee, Oee
OPEC-SYSTEM Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7	Pcc, Occ
Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Dworcowa 47	Opc
GAZTERM Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Bydgoska 1	Opc
Firma Handlowa OKTAN Sp.j. A. Kozieł, Z. Mroczek	87-100 Toruń, ul. Chrobrego 135 lok. 137	Opc
EW DOBIECIN Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Grudziądzka 110-114 lok. 306	Wee
AM PETRO Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	87-100 Toruń, ul. Jana Matejki 42	Opc
Paweł Guziński, Marek Lipiński, Ryszard Małek ECOTOWER SC	87-100 Toruń, ul. Polna 8L/17	Wee
Eko Dixon Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Władysława Broniewskiego 4/14	Opc
Benedykt Litkowski PH BEKRYKS	87-148 Łysomice, ul. Porzeczkowa 12	Opc
Gabriel Ciepliński Usługi Transportowe	87-330 Jabłonowo Pomorskie, ul. Grudziądzka 30/16	Opc
ATA Agata Świątkowska	87-400 Golub-Dobrzyń, Paliwodzizna 110	Wee
Mariusz Rokiciński MIGRO	87-500 Rypin, ul. Brzozowa 1	Opc
JBM Sp. z o.o. Sp.kom.	87-500 Rypin, ul. Mławska 51a	Opc
FHU KRISPOL Krzysztof Kaźmierczak	87-510 Skrwilno, ul. Rypińska 62a	Opc
Obrót Paliwami Płynnymi Mariusz Piotrowski	87-640 Czernikowo, Kijaszkowo 31	Opc
ENERCON Jarosław Kłos	87-720 Ciechocinek, ul. Kopernika 45a	Wee
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe ATS Sp. z o.o.	87-820 Kowal, ul. Kościuszki 52	Wee

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Firma Handlowo-Usługowa ITC Angelika Jabłońska	87-821 Baruchowo, Baruchowo 8A	Wee
PHU AUTOPOL Robert Hankiewicz	87-860 Chodecz, Ruda Lubieniecka 26A	Wee
Zakład Usługowo-Handlowy Wiesław Witkowski	87-880 Brześć Kujawski, ul. Mickiewicza 6	Wee
AGROMET GOPŁO Sp. z o.o.	88-101 Inowrocław, Sikorowo 41	Opc
Elektrownie Wiatrowe Krzysztof Wróbel, Andrzej Kowalczyk, Daniel Kowalczyk, Emanuel Kowalczyk SC	88-170 Pakość, Wojdal 1	Wee
Przemysław Brochocki, Mariusz Witczak ALFMAR SC	88-200 Radziejów, Leonowo 9	Wee
INTEMO SA	88-230 Piotrków Kujawski, ul. Włocławska 33	Wee
Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe CHEMIROL Sp. z o.o.	88-300 Mogilno, ul. Przemysłowa 3	Opc
ART – GAZ Kazimierz Bicki	89-200 Szubin, ul. Sosnowa 5	Opc
Gólcz i Synowie Sp. z o.o.	89-340 Białośliwie, ul. Czecha 7	Wee
Rindipol SA	89-600 Chojnice, ul. Rzemysłowa 13 B	Wee
PETRO GAZ Sp. z o.o.	90-011 Łódź, ul. Kilińskiego 107 lok. 19	Opc
Grzegorz Ciesielski Grant Kancelaria Ubezpieczeniowa	90-430 Łódź, ul. Piotrkowska 121/31	Wee
LOTORS Sp. z o.o.	90-437 Łódź, Al. Kościuszki 80/82 lok. 604	Opc
BERGAN Sp. z o.o.	90-562 Łódź, ul. Łąkowa 7B	Opc
BOTOSPETROSYSTEM Sp. z o.o.	90-612 Łódź, ul. Gdańska 67 lok. 4	Opc
FUELS TRADE Sp. z o.o.	90-613 Łódź, ul. Gdańska 91/93 lok. 47	Opc
TRANSPETROPOL Sp. z o.o.	90-616 Łódź, ul. 6 Sierpnia 33 lok. 5	Opc
Krzysztof Fitał Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe FITCOM	91-149 Łódź, ul. Grabieniec 18 lok. 18	Wee
Radosław Pajor OLE-OIL PPHU	91-341 Łódź, ul. Brukowa 90	Opc
EWE Polska Sp. z o.o.	91-756 Poznań, ul. Małe Garbary 9	Ogz
TRADMIX Sp. z o.o.	92-204 Łódź, ul. Józefa 7 lok. 27	Opc
DTR TRADE Sp. z o.o.	92-208 Łódź, ul. Niciarniana 2/6	Opc
TALMAN Sp. z o.o.	92-403 Łódź, ul. Olechowska 83	Opc
PPH KEW W. Koźmiński Sp.j.	93-441 Łódź, ul. Wiekowa 13	Opc
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe LUKSUS Sp.j. Hubert Zuchora, Rafał Kalinowski	95-015 Głowno, ul. Ostrołęcka 11	Opc
Andrzej Zyga OKTAN-PLUS	95-035 Ozorków, ul. Bema 2A m. 3	Opc
Ertrans-Oil Andrzej Kopeć	95-040 Koluszki, ul. 8 Marca 3	Opc
Emkaoil Sp. z o.o.	95-070 Aleksandrów Łódzki, ul. Piotrkowska 27 lok. 11	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
PPHU MALTEX Artur Maląg	95-082 Dobroń, Chechło Pierwsze, ul. 15 Pułku Piechoty Wilków 10	Wee
Artur Wyrwas INEEA	95-083 Lutomiersk, Zygmuntów 3	Wee
BULA Sp. z o.o.	95-100 Zgierz, ul. Ciosnowska 74E	Opc
Andrzej Zbierski PPHU TOMZA	96-100 Skierniewice, ul. Sułkowskiego 4	Wee
Wojciech Rochalski Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe WOJTPOL	96-130 Głuchów, Michowice 74	Wee
Rolnicze Centrum Paliwowo-Energetyczne Rybno Hanna Wawrzyn	96-514 Rybno, Karolków Szwarocki 9	Wee
NAFTOTRANS Sp. z o.o.	97-425 Zelów, ul. Piotrkowska 30	Opc
Tadeusz Łacisz PHU ŁACISZ	97-500 Radomsko, ul. Krasickiego 164	Wee
MONITO Sp. z o.o.	97-510 Ręczno, Nowinki nr 40	Opc
Kamil Chojka Firma Handlowo-Usługowa APRESTO	97-565 Lgota Wielka, Krzywanice 200	Opc
Sławomir Michalski	98-200 Sieradz, Bogumiłów – Kolonia 3	Opc
SYSTEL Krzysztof Bąk	98-220 Zduńska Wola, ul. Zduńska 13-15	Wee
ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII Jedynak Małgorzata	98-240 Szadek, ul. Łaska 7	Wee
BAM-CAR-OIL Sp. z o.o.	98-300 Wieluń, ul. Fabryczna 7a	Opc
Arkadiusz Kosior Dystrybucja Gazu ZUZ-GAZ	98-330 Pajęczno, ul. Kościuszki 8	Opc
PALTRANS Sp. z o.o.	98-332 Rząśnia, Biała 180A	Opc
Ekopal Sp. z o.o.	98-332 Rząśnia, Rząśnia 54 E	Wee
RAF TRANS Sp. z o.o.	98-335 Pątnów, Grębień nr 1	Opc
PHU AM-EX Maciej Słomian	98-355 Działoszyn, ul. Piłsudskiego 62	Opc
Beata Mielczarek FARMER	98-358 Kiełczygłów, Chruścińskie 26	Opc
WIREX Sp. z o.o.	98-358 Kiełczygłów, ul. Piotrkowska 14	Wee
Teresa Cierpik Przedsiębiorstwo Handlowe i AUTO-GAZ	98-360 Lututów, ul. Ogrodowa 7	Opc
ECONANO Sp. z o.o.	99-100 Łęczyca, ul. Ozorkowskie Przedmieście 38	Wpc
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Daszyna Sp. z o.o.	99-107 Daszyna, Daszyna 34A lok. 6	Dpg
Anna Gołacka FHU GOM-BUD	99-200 Poddębice, ul. Krępa 38A	Opc
Teodor Burski	99-200 Poddębice, ul. Pułaskiego 5	Opc
Wojciech Urbaniak PHU URBANIAK	99-220 Wartkowice, Łążki 27	Opc
Eco Kutno Sp. z o.o.	99-300 Kutno, ul. Metalowa 10	Occ
ECO Kogeneracja Sp. z o.o.	99-300 Kutno, ul. Metalowa 10	Wcc, Wee, Dee, Oee
Stanisław Jujka Elektrownia Wiatrowa AMPER	99-314 Krzyżanów, Kaszewy Kościelne 21	Wee

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
Anna Figat Firma ROLMECH	99-416 Bednary, ul. Pułku Piechoty 1	Opc
Michał Dziąg MOTOGAZCAR	99-417 Bolimów, Kolonia Bolimowska – Wieś 17G	Opc
IQ Card Vertriebs GmbH	A-4021 Linz, Auerspergstrasse 19	Opc
Neas Energy A/S	DK-9000 Aalborg, Dania, Skelagervej 1	Oee, Opg, Ogz
Shell Energy Europe Limited	SE1 7NA Londyn, Zjednoczone Królestwo, Shell Centre	Opg, Ogz

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesył ciepła
Occ – obrót ciepłem
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Dee – dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Dpg – dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi
Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą
Sgz – skraplanie i regazyfikacja gazu ziemnego

Wykaz przedsiębiorstw, którym zmieniono warunki koncesji

(stan na 2013.09.13)

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej SA	33-100 Tarnów, ul. Sienna 4	2013.03.15	Wcc	–
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Jarosławiu Sp. z o.o.	37-500 Jarosław, ul. Przemyska 15	2013.03.15	Wcc	–
Eko Dolina Sp. z o.o.	84-207 Koleczkowo, Łężyce, Al. Parku Krajobrazowego 99	2013.03.15	Wee	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Iwona Faltynowska IWET	81-589 Gdynia, ul. Wiczlińska 39	2013.03.15	Opc	–
NORD AUTO-SERWIS Sp. z o.o.	81-198 Kosakowo, ul. Rumska 5	2013.03.15	Opc	–
Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych i Komunalnych UNIKOM Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 31	2013.03.18	Wcc	–
Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	11-015 Olsztynek, ul. Górna 1	2013.03.18	Wcc	–
DUON Praszka Sp. z o.o.	46-320 Praszka, ul. Mickiewicza 14	2013.03.18	Wcc	zmiana nazwy
Polski Transport Międzynarodowy PTM Sp. z o.o.	07-200 Wyszków, ul. Przemysłowa 5	2013.03.18	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Dalkia Wschód Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Hrubieszowska 173	2013.03.19	Wcc	–
Raben Polska Sp. z o.o.	62-023 Gądki, Robakowo, ul. Zbożowa 1	2013.03.19	Opc	zmiana siedziby
Usługi Gazyfikacji SC Grzegorz Starczyński, Czesław Starczyński	28-100 Busko-Zdrój, ul. Szarych Szeregów 6	2013.03.19	Opc	–
Zdzisław Nadworny Przedsiębiorstwo Przemysłowo-Usługowo-Handlowe NAD-GAZ	87-220 Radzyń Chełmiński, Radzyń-Wybudowanie 40	2013.03.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
ZTE RADOM Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Toruńska 7	2013.03.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Walenczak Andrzej Andrzej Bogdan Walenczak	97-400 Bełchatów, ul. Berylowa 9/5	2013.03.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana oznaczeń rejestrowych, dostosowanie oznaczenia koncesjonariusza do stanu rzeczywistego
MARKBUD Sp. z o.o.	99-200 Poddębice, ul. Łódzka 14/18	2013.03.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Fast Oil Gadomski Choroś Sp.j.	06-500 Mława, ul. Batorego 2a	2013.03.19	Opc	–
AUTOMEX Sp. z o.o.	81-198 Pogórze, ul. Czarnieckiego 16a	2013.03.19	Opc	–
Jerzy Strzałkowski Zakład Produkcyjno-Handlowy	26-600 Radom, ul. Kwatecka 33a lok. 1	2013.03.20	Opc	–
Maria Łebko Firma Handlowo-Usługowa JAN-MAR Sprzedaż Paliw Płynnych HURT-DETAL	23-420 Tarnogród, ul. 22 Lipca 9A/1	2013.03.20	Opc	zmiana CEIDG, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Zakłady Wyrobów Metalowych SHL SA	25-953 Kielce, ul. Zagnańska 27	2013.03.21	Wcc, Pcc	–
PPHU BOR-GAZ Józef Borowski	19-300 Ełk, Bartosze 11A	2013.03.21	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Miejski Zakład Energetyki Cieplnej w Świdnicy Sp. z o.o.	58-105 Świdnica, ul. Pogodna 1	2013.03.22	Wee	zmiana terminu ważności promesy koncesji
FIRMA MALTOM Smyk W. Sp.j.	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Ujezdzka 29/31	2013.03.22	Opc	–
Przedsiębiorstwo Robót Melioracyjnych i Inżynieryjnych Sp. z o.o.	39-300 Mielec, ul. Korczaka 1	2013.03.22	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PPHU Hydro-Drew Józef Ormaniec	57-420 Radków, Ścinawka Dolna 145 A	2013.03.22	Wee	zmiana siedziby
Energa-Obrót SA	80-309 Gdańsk, Aleja Grunwaldzka 472	2013.03.22	Wee	–
BUDEX-SZCZEPANIAK Sp.j.	97-319 Będków, Będków Kolonia 1	2013.03.25	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Dystrybucja Gazu SC Martyna Bałabańska-Kłos, Irena Wojsławowicz	19-203 Grajewo, ul. Kopernika 51	2013.03.25	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, CEIDG, warunków działalności
Nyska Energetyka Cieplna-Nysa Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Jagiellońska 10 a	2013.03.26	Wcc	–
Polski Koncern Naftowy ORLEN SA	09-411 Płock, ul. Chemików 7	2013.03.26	Wcc, Wee	–
EKO-OPAŁ Sp. z o.o.	62-004 Czerwonak, ul. Gdyńska 139	2013.03.26	Opc	–
Dalkia Poznań SA	61-016 Poznań, ul. Gdyńska 54	2013.03.27	Wcc, Pcc	–
Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o.	34-120 Andrychów, ul. Krakowska 83	2013.03.27	Pee	–
DUON Dystrybucja SA	62-081 Przeźmierowo, Wysogotowo, ul. Serdeczna 8	2013.03.27	Dpg	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
KAMARI Marek Strządała, Krzysztof Rzyman Sp.j.	43-246 Strumień-Zabłocie, ul. Skotnicka 46	2013.03.27	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Szwagier II Jan Potoczny	34-124 Klecza Górna, Klecza Dolna 127a	2013.03.27	Opc	–
Zakłady Energetyki Cieplnej SA	40-205 Katowice, ul. Ścigały 14	2013.03.28	Wcc, Wee	–
Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej – Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.	38-400 Krosno, ul. Fredry 12	2013.03.28	Wcc, Wee	–
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	61-859 Poznań, ul. Grobla 15	2013.03.28	Ppg	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
OKTAN Kołodziejczyk Sp.j.	10-701 Olsztyn, ul. Warszawska 105	2013.03.28	Opc	–
Krzysztof Chmielewski AGMEL	74-100 Gryfino, ul. Mieszka I-go 6/3	2013.03.28	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Firma Sławomir Łagun	64-917 Skórka, ul. Młyńska 1	2013.04.02	Wee	–
FIRMA EXPRESS PLUS Przemysław Jarosik	32-020 Wieliczka, ul. Narutowicza 5	2013.04.02	Opc	–
PPHU GMS Marek Sochacki Sp.j.	57-256 Bardo, ul. Fabryczna 18	2013.04.03	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
OXYGEN Krosno SC Elżbieta Zając, Artur Zasadny	38-420 Korczyna, ul. Akacjowa 130	2013.04.03	Opc	–
JAWA-GAZ SC Paweł Dudek, Piotr Paradowski	02-777 Warszawa, ul. Kulczyńskiego 18/36	2013.04.03	Opc	–
Synthos Dwory 7 Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	32-600 Oświęcim, ul. Chemików 1	2013.04.04	Wcc	–
ADMAR Sp.j. Adam Król, Marcin Król	24-200 Bełżyce, Krężnica Okrągła 170	2013.04.04	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
SEC Myślibórz Sp. z o.o.	74-300 Myślibórz, ul. Lipowa 13	2013.04.08	Wcc, Pcc	–
Tauron Wytwarzanie SA	40-389 Katowice, ul. Lwowska 23	2013.04.08	Wcc, Wee	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
Koluszkowskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	95-040 Koluszki, ul. Mickiewicza 4	2013.04.08	Wcc	–
Janina Szlosek PHU PIĄTKA	58-160 Świebodzice, ul. Patronacka 8/7	2013.04.08	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
SEC Barlinek Sp. z o.o.	74-320 Barlinek, ul. Przemysłowa 7	2013.04.09	Wcc, Pcc, Occ	–

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Tauron Wytwarzanie SA	40-389 Katowice, ul. Lwowska 23	2013.04.09	Wcc, Wee	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
Zdzisław Makowski MAK-GAZ	76-100 Sławno, ul. Koszalińska 64B	2013.04.09	Opc	–
RAFAELA Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Bema 168	2013.04.09	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Golice Wind Farm Sp. z o.o.	00-837 Warszawa, ul. Pańska 96 lok. 105	2013.04.09	Wee	–
Zakład Robót Inżynieryjnych ROB-IN Sp. z o.o.	60-183 Poznań, ul. Sławińska 10	2013.04.09	Opc	–
Zakład Gospodarki Komunalnej ZAW-KOM Sp. z o.o.	47-120 Zawadzkie, ul. Świerklańska 2	2013.04.10	Pcc	–
Elektrociepłownia Białystok SA	15-124 Białystok, ul. gen. Władysława Andersa 15	2013.04.11	Oee	zmiana adresu
Zbigniew Matuszczak PHU MATUZ	64-000 Kościan, ul. gen. D. Chłapowskiego 9	2013.04.11	Opc	–
Spółdzielnia Kółek Rolniczych Sieroszewice	63-405 Sieroszewice, ul. Ostrowska 110	2013.04.11	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Stora Enso Poland SA	07-401 Ostrołęka, ul. I Armii Wojska Polskiego 21	2013.04.12	Wee	–
Krzysztof Jezierski Stacja Paliw	27-580 Sadowie, Sadowie 55	2013.04.12	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Firma Handlowa JANKO Strzelec Jan	09-300 Żuromin, Franciszkowo ul. Pod Lasem 4	2013.04.12	Wee	–
GASTEN SA	81-338 Gdynia, ul. Chrzanowskiego 8	2013.04.12	Opc	–
Marian Pietruszka Handel – Usługi	27-540 Lipnik, Gołębiów	2013.04.15	Opc	–
Lubawska Spółka Komunalna Sp. z o.o.	14-260 Lubawa, ul. Kopernika 65	2013.04.15	Wcc	–
Zbigniew Świętoniowski Stacja Paliw w Tryńczy	37-114 Białobrzegi, Białobrzegi 217	2013.04.15	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Małgorzata Zalewska Firma Handlowo-Usługowa BŁYSK	98-220 Zduńska Wola, ul. Łaska 141	2013.04.15	Opc	–
Dalkia Północ Sp. z o.o.	86-105 Świecie, ul. Ciepła 9	2013.04.16	Wcc	–
Port Lotniczy Wrocław SA	54-530 Wrocław, ul. Graniczna 190	2013.04.16	Opc	zmiana adresu
Dystrybucja Gazu Portka Mieczysław	23-400 Biłgoraj, ul. Janowska 16	2013.04.16	Opc	zmiana zakresu koncesji
Petrolinvest SA	81-319 Gdynia, ul. Podolska 21	2013.04.16	Opc	–
Iwona Kopacka, Jarosław Kopacki PHU CAREX SC	98-400 Wieruszów, ul. Nowa 4a	2013.04.16	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Jolanta Furmańska PPHU JOLIMEX	96-230 Biała Rawska, ul. Żurawia 70	2013.04.16	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mpis-Term Sp. z o.o.	01-747 Warszawa, ul. Elbląska 7A	2013.04.16	Opc	–
Kępińskie Przedsiębiorstwo Drogowo-Mostowe SA	63-600 Kępno, ul. Przemysłowa 8	2013.04.16	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Zbigniew Bienert PPHU BIEMUS	98-210 Sieradz 2, Dzierlin 65	2013.04.16	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
MAG-TRANS Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	87-500 Rypin, ul. Dojazdowa 9B	2013.04.16	Opc	–
Koksownia PRZYJAŹŃ SA	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Koksownicza 1	2013.04.17	Pcc, Wee, Dee, Oee	–
Paweł Głębocki AUTO-GAZ	19-314 Kalinowo, ul. M. Konopnickiej 8	2013.04.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Zakład Usługowo-Handlowy Rem Kępno Sp. z o.o.	63-645 Łęka Opatowska, ul. Brukowa 4	2013.04.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
SOKOŁÓW – LOGISTYKA Sp. z o.o.	08-300 Sokołów Podlaski, Al. 550-lecia 2	2013.04.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
SOKÓŁ Sp. z o.o.	05-650 Chynów, Nowe Grobice ul. Grójecka 15	2013.04.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
GOINVEST Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, Plac Wolności 10	2013.04.17	Opc	–
SIGMA Sebastian Winczura	44-100 Gliwice, ul. Chorzowska 50	2013.04.17	Opc	–
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej SA	30-969 Kraków, Al. Jana Pawła II 188	2013.04.18	Wcc	–
Elektrociepłownia Białystok SA	15-124 Białystok, ul. Gen. Władysława Andersa 15	2013.04.18	Wcc, Wee	zmiana przedmiotu i zakresu działalności, szczególne wykonywanie działalności ze względu na spalanie biomasy

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Arcturus Sp. z o.o.	70-606 Szczecin, ul. Hryniewieckiego 1	2013.04.18	Opc	–
Spółdzielnia Rolniczo-Handlowa	86-141 Lniano, ul. Wyzwolenia 18	2013.04.18	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Centrum Usług Wspólnych	02-903 Warszawa, ul. Powsińska 69/71	2013.04.18	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Stacja Paliw Faszczanka SC Ryszard Gosiewski & Justyna Gosiewska	18-200 Wysokie Mazowieckie, Faszcze	2013.04.18	Opc	–
KOMA-OIL Z. Komendarek, M. Komendarek, A. Malczenko Sp.j.	96-500 Sochaczew, ul. 15 Sierpnia 106	2013.04.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PPHU AND-MAR SC Małgorzata Kasprzak, Piotr Ancerowicz	92-109 Łódź, ul. Pstrowskiego 38	2013.04.19	Opc	zmiana wspólników spółki
PPHU RAWSKI Witold Rawski	05-410 Józefów, Graniczna 21b	2013.04.19	Opc	–
GALON-POLSKA Sp. z o.o.	02-465 Warszawa, ul. Składowa 2	2013.04.22	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Radosław Sobecki PHU KEBOS	64-330 Opalenica, Sielinko, ul. Parkowa 2	2013.04.22	Opc	zmiana siedziby
WTP Service Sp. z o.o.	32-300 Olkusz, ul. Żuradzka 20/16	2013.04.22	Opc	–
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe ROL-BUD Sp. z o.o.	33-200 Dąbrowa Tarnowska, ul. Oleśnicka 14	2013.04.22	Opc	–
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	97-400 Bełchatów, ul. Węglowa 5	2013.04.23	Wcc, Wee	–
OPEC Grudziądz Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7	2013.04.24	Wcc	–
Koksownia PRZYJAŹŃ SA	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Koksownicza 1	2013.04.24	Dpg	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana nr w KRS
Stacja Paliw Kogut Sp.j.	22-300 Krasnystaw, ul. Okrzei 125	2013.04.24	Opc	–
Wiesław Malinowski, Waldemar Malinowski WM Sp.j.	74-100 Gryfino, ul. Pomorska 99	2013.04.24	Opc	–
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Dopiewie	62-070 Dopiewo, ul. Łąkowa 7	2013.04.24	Opc	–
Polskie LNG SA	72-602 Świnoujście, ul. Fińska 7	2013.04.24	Sgz	zmiana terminu ważności promesy koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Iwona Świderska Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo--Wielobranżowe	33-122 Wierzchosławice, Wierzchosławice 42	2013.04.25	Opc	–
ENERGIA Tadeusz Racinowski	88-121 Chełmce, Janocin 2	2013.04.25	Wee	–
PKP Energetyka SA	00-681 Warszawa, ul. Hoża 63/67	2013.04.26	Opc	zmiana zakresu działalności
Unimot Express Sp. z o.o.	00-090 Warszawa, Al. Solidarności 75 lok. 26	2013.04.30	Opc	–
Krystyna Nowak PHU EURONAFT	31-422 Kraków, ul. Powstańców 34 m. 9	2013.04.30	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Spółdzielnia Kółek Rolniczych Kidów	42-436 Pilica, ul. Żarnowiecka 50	2013.04.30	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
TANK-TOMAR Sp. z o.o.	32-045 Sułoszowa, Sułoszowa II 251A	2013.04.30	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Przemysław Baliński TANK-POL	93-459 Łódź, ul. Kuźnicka 7	2013.04.30	Opc	–
Elektrownia Skawina SA	32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 10	2013.05.06	Wee	–
Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Technicznego ZATECH Sp. z o.o.	62-002 Suchy Las, Złotkowo, ul. Złota 25	2013.05.06	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Stacja Paliw M.T.W. SC Mirosław Peć, Małgorzata Peć, Wojciech Peć	23-412 Łukowa, Łukowa 26A	2013.05.06	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PHU BA-MI Sp.j. Czesław Bagnowski, Michał Miziołek	99-423 Bielawy, ul. Warszawska 76	2013.05.06	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Lubawska Spółka Komunalna Sp. z o.o.	14-260 Lubawa, ul. Kopernika 65	2013.05.07	Pcc	–
Dariusz Szczepański PHU AUTO-DAREX	81-212 Gdynia, ul. Hutnicza 1	2013.05.07	Opc	–
Rzeski, Rzeska GEMINI Sp.j.	96-300 Żyrardów, ul. 1 Maja 61c	2013.05.07	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Wiesław Wojtasik CENTRUM	55-040 Kobierzyce, ul. Św. Wojciecha 38	2013.05.07	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu i zakresu działalności

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Spółdzielnia Usług Rolniczych w Zbuczynie	08-106 Zbuczyn Poduchowny, ul. Dębowa 4	2013.05.07	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PIOMAR Sp. z o.o.	45-325 Opole, ul. Światowida 16	2013.05.07	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
BUMA SERVICE Sp. z o.o.	30-415 Kraków, ul. Wadowicka 6 wejście 11	2013.05.07	Dee, Oee	zmiana terminu ważności koncesji
Barbara Junik Elektrownia Wodna Żerzyno	72-315 Resko, ul. Leśna 39	2013.05.07	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
Multi-Oils Sp. z o.o.	41-200 Sosnowiec, ul. Jedności 10	2013.05.07	Opc	zmiana adresu
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Żyrardów Sp. z o.o.	96-300 Żyrardów, ul. Konarskiego 2 D	2013.05.08	Wcc	–
EDF Polska SA	00-120 Warszawa, ul. Złota 59	2013.05.08	Wcc, Wee	–
ZADOIL L.J.M.E. Zadora Sp.j.	34-220 Maków Podhalański, Białka 552	2013.05.08	Opc	–
EDF Wybrzeże SA	80-867 Gdańsk, ul. Swojska 9	2013.05.09	Oee	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
WROPETROL Sp. z o.o.	50-950 Wrocław, ul. Swojczycka 43	2013.05.09	Opc	–
Tadeusz Tarapata Zakład Usługowo-Produkcyjny	39-332 Tuszów Narodowy, Tuszów Narodowy 196	2013.05.09	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Lidia Przygoda PALGAZ	39-300 Mielec, ul. Moniuszki 8	2013.05.09	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Błażowej	36-030 Błażowa, ul. Armii Krajowej 30	2013.05.09	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Robót Drogowych i Mostowych Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Wojska Polskiego 74	2013.05.09	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
HESSO-OIL Sp. z o.o.	01-366 Warszawa, ul. Oświatowa 34a	2013.05.10	Opc	–
KINTEX Krzysztof Dąbrowski	22-550 Werbkowice, ul. Zamojska 13D	2013.05.10	Opc	zmiana zakresu działalności
Grzegorz Szymoński CETAN Sprzedaż Paliw	07-110 Grębków, Polków Sagały 89	2013.05.13	Opc	zmiana terminu ważności koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
E-Star Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.	39-300 Mielec, ul. Wojska Polskiego 3	2013.05.14	Wcc	–
Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o.	09-407 Płock, ul. Wyszogrodzka 133	2013.05.14	Mpc	zmiana zakresu działalności
Szewczyk FIRMA MOTORYZACYJNA Sławomir Szewczyk	33-300 Nowy Sącz, ul. Papieska 11a	2013.05.14	Opc	–
Andrzej Okniński TRANS-PAL	08-110 Siedlce, Żelków-Kolonia, ul. Siedlecka 58	2013.05.14	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Grupa Azoty KOLTAR Sp. z o.o.	33-101 Tarnów, ul. E. Kwiatkowskiego 8	2013.05.14	Opc	–
Dalkia Łódź SA	90-972 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	2013.05.15	Wcc	–
Auto Shoł Sp.j. R. Szrajber, K. Szombierski	44-153 Sośnicowice, ul. Gliwicka 7	2013.05.15	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Waldemar Tomczak Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Terwat	15-836 Białystok, ul. Ukośna 24C/2	2013.05.15	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV SA	55-011 Siechnice, ul. Polna 12	2013.05.16	Dee	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
CEZAND-BIS Pawłowski Sp.j.	08-200 Łosice, ul. Krasickiego 3	2013.05.16	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
SAFARI Sp.j. Boguszewski Maciej, Bordżoł Grzegorz	20-149 Lublin, ul. Do Dysa 1	2013.05.16	Opc	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
Ravex Trade Sp. z o.o.	00-133 Warszawa, Al. Jana Pawła II 26/1019	2013.05.16	Opc	–
POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.	00-526 Warszawa, ul. Krucza 24/26	2013.05.16	Dee	zmiana zakresu działalności
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej SA	30-969 Kraków, Al. Jana Pawła II 188	2013.05.17	Wcc	–
Kościelny Adam PTU OMAX-GAZ	98-400 Wieruszów, ul. Teklinowska 23	2013.05.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
JAMIX Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Towarowa 20	2013.05.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
ELK-TANK Sp.j. Andrzej Dudzic, Tadeusz Lidak	09-414 Brudzeń Duży, Bądkowo Kościelne	2013.05.17	Opc	zmiana siedziby

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Polmax SA Spółka Komandytowo-Akcyjna	60-003 Poznań, ul. Wołczyńska 18	2013.05.17	Wpc, Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
PPUH JUREX Jerzy Krzok	37-100 Łańcut, ul. Ignacego Daszyńskiego 18	2013.05.17	Opc	–
Młyn Zbożowy Jerzy Łaszkiewicz i Synowie Sp.j.	98-240 Szadek, ul. Nowe Miasto 1	2013.05.17	Wee	–
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Wiśniowieckiego 56	2013.05.20	Wcc	–
Benedykt Litkowski PH BEKRYKS	87-148 Łysomice, ul. Porzeczkowa 12	2013.05.20	Opc	–
Energo-Tech Sp. z o.o. w likwidacji	15-688 Białystok, ul. Przędzalniana 8	2013.05.20	Wcc, Pcc	–
VOLTRANS Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Jana Pawła II 23	2013.05.20	Opc	–
Exalo Driling SA	64-920 Piła, Plac Stanisława Staszica 9	2013.05.21	Opc	zmiana siedziby
Kazimierz Żołnowski PHU PERFEKT	86-306 Rogóźno, Kłódka 37	2013.05.21	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Jan Semeniuk SEM-EX	14-400 Pasłęk, ul. Ogrodowa 42d	2013.05.21	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
AUTO-NAPRAWA Weronika Makarucha	55-040 Kobierzyce, Pustków Wilczkowski, ul. Kłodzka 8a	2013.05.21	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
SC Margo Stacja Paliw Maria Górska, Aleksandra Górska	44-164 Kleszczów, ul. Kozielska 33	2013.05.21	Opc	–
Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o.	09-407 Płock, ul. Wyszogrodzka 133	2013.05.21	Mpc	sprostowanie oczywistej omyłki
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	21-300 Radzyń Podlaski, ul. Św. Brata Alberta Chmielowskiego 12	2013.05.22	Wcc	–
Marcin Obialski Firma Handlowo-Usługowa	87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Szkolna 15/7	2013.05.22	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Grzegorz Obialski FHU MARCEZ	87-700 Aleksandrów Kujawski, Odolion, ul. Szosa Ciechocińska 1	2013.05.22	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
EKOIL Sp. z o.o.	15-423 Białystok, ul. Grochowa 2A	2013.05.23	Mpc	zmiana przedmiotu działalności
Kazimierz Rudziński Zakład Handlu i Usług	06-513 Wieczfnia Kościelna, Kuklin 28	2013.05.23	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PREKURSOR Sp. z o.o.	61-541 Poznań, ul. Przemysłowa 37/1a	2013.05.23	Opc	zmiana siedziby
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Niepołomicach z/s w Woli Batorskiej	32-006 Wola Batorska, Wola Batorska 461	2013.05.23	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Grupa Azoty Zakłady Azotowe PUŁAWY SA	24-110 Puławy, Al. 1000-lecia Państwa Polskiego 13	2013.05.24	Wcc, Pcc, Wee, Dee, Oee, Dpg, Opg	–
PKP Energetyka SA	00-681 Warszawa, ul. Hoża 63/67	2013.05.24	Opc	–
TRANS-AUTO Sp. z o.o.	19-300 Ełk, ul. Łukasiewicza 1	2013.05.24	Opc	–
Stacon Tis Duszak Sp.j.	07-420 Kadzidło, ul. Ogrodowa 5	2013.05.24	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Spółdzielnia Usług i Produkcji KĘT-ROL	32-650 Kęty, ul. Krakowska 96	2013.05.24	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Stacja Paliw PETSUL Sp.j. Peć Mirosław, Peć Małgorzata	23-412 Łukowa, Łukowa 26A	2013.05.24	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mała Elektrownia Wodna Jerzy Zommer	74-100 Gryfino, Żórawki, ul. Stokrotki 2	2013.05.24	Wee	sprostowanie oczywistej omyłki
Towarzystwo Inwestycyjne Elektrownia-Wschód SA	20-209 Lublin, ul. Projektowa 1	2013.05.27	Dee, Oee	zmiana przedmiotu i zakresu działalności, zmiana terminu ważności koncesji
PPHU DAR-HEN SC Anna Szczepaniak, Elżbieta Nolbrzak	95-035 Ozorków, ul. Słowackiego 14	2013.05.27	Opc	zmiana wspólników spółki
Dorota Szopa STACJA AUTO-GAZ	97-318 Czarnocin, Kalska Wola Nr 35A	2013.05.27	Opc	zmiana zakresu działalności
OKTAN B i R Brzescy Sp.j.	83-334 Miechucino, ul. Kartuska 51	2013.05.28	Opc	–
Polenergia Obrót SA	00-526 Warszawa, ul. Krucza 24/26	2013.05.28	Oee	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	05-520 Konstancin-Jeziorna, ul. Warszawska 165	2013.05.28	Pee	zmiana terminu ważności koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Rozdrażewie	63-708 Rozdrażew, ul. Koźmińska 19	2013.05.28	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego w Złotowie	77-400 Złotów, ul. Norwida 10	2013.05.28	Wee	–
Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	81-213 Gdynia, ul. Opata Hackiego 14	2013.05.29	Pcc, Occ	–
Tauron Ciepło SA	40-126 Katowice, ul. Grażyńskiego 49	2013.05.29	Wcc, Wee	–
Tomasz Borek BOREK'S	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Wojska Polskiego 2/19	2013.05.29	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Tomasz Łusiewicz TOM-GAZ Dystrybucja Gazu	64-520 Obrzycko, Zielonagóra, ul. Zamkowa 12 F	2013.05.29	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Spółdzielnia Usług Drogowo--Rolniczych	37-306 Grodzisko Dolne, Grodzisko Dolne 125 C	2013.05.29	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PHU ASPOL Krysiak Zbigniew	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Główna 76	2013.05.29	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Handlowo--Usługowe Lamek Marian	63-500 Ostrzeszów, ul. Wojska Polskiego 56	2013.05.29	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Usługowo--Handlowe Gama Sp.j. Antoni Grabalski i Wspólnicy	72-344 Śliwin, ul. Słoneczna 1	2013.05.31	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Lotos Infrastruktura SA	38-200 Jasło, ul. 3 Maja 101	2013.06.03	Pcc, Occ, Dee, Oee	–
Dariusz Haładyn FHU EKO-TERM	62-865 Szczytniki, Radliczyce 44/1	2013.06.03	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
ZORBUD-2000 Sp. z o.o.	88-230 Piotrków Kujawski, Świątniki 10	2013.06.03	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PUH PETROPORT Jolanta Śpiewak, Artur Cieszko, Ewa Cieszko SC	24-100 Góra Puławska, ul. Dębowa 13	2013.06.03	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, CEIDG, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Kot Dariusz Firma Handlowo--Usługowa PARTNER OIL	32-600 Oświęcim, ul. Fabryczna 20	2013.06.03	Opc	–
Przedsiębiorstwo Produkcyjno--Usługowe Sezup Clima Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Długosza 25	2013.06.03	Opc	–
PRIMI BIS Sp. z o.o.	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Żytnia 2	2013.06.04	Opc	–
SALINEX Sp. z o.o.	88-100 Inowrocław, ul. P. Bartoszcze 25	2013.06.04	Opc	–
BOSS 19 Sp. z o.o.	11-700 Mrągowo, ul. Młodkowskiego 40A	2013.06.04	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Elżbieta Korczyńska SEDI	62-425 Witkowo, ul. Żwirki i Wigury 2A	2013.06.04	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Handlowo--Usługowe SAM Mirosław Sadowski	27-100 Iłża, Pieńki 40	2013.06.04	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Konrad Wolny Ośrodek Szkolenia Kierowców Zakład Dystrybucji Gazu	63-630 Rychtal, Darnowiec 24	2013.06.04	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Agnieszka Kandarian PHU Petrokan	87-880 Brześć Kujawski, Stary Brześć 1	2013.06.04	Opc	–
Lotos Infrastruktura SA	38-200 Jasło, ul. 3 Maja 101	2013.06.05	Opc	–
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	97-400 Bełchatów, ul. Węglowa 5	2013.06.05	Wcc, Wee	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
Dalkia Łódź SA	90-972 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	2013.06.05	Wcc	–
Elektrownia Połaniec SA Grupa GdF Suez Energia Polska	28-230 Połaniec, Zawada 26	2013.06.05	Wcc	zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Rola Sławomir INTER SYSTEM	26-600 Radom, ul. Esperanto 7/1	2013.06.05	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mieczysław Frejek Stacja Paliw	32-413 Zegartowice, Zegartowice 87	2013.06.06	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Kółko Rolnicze w Osieku	32-608 Osiek, ul. Główna 64	2013.06.06	Opc	zmiana terminu ważności koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
ENERGOMETAL Mieczysław Żerański	07-410 Ostrołęka, ul. ks. W. Skierkowskiego 32	2013.06.06	Opc	–
Lotos Infrastruktura SA	38-200 Jasło, ul. 3 Maja 101	2013.06.07		zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	86-010 Koronowo, Samociążek 92	2013.06.07	Wee	–
Bio-Energia Sp. z o.o.	14-500 Braniewo, Rogity 26	2013.06.07	Wcc, Pcc	–
PKS CHEŁM SA	22-100 Chełm, ul. Hutnicza 3	2013.06.07	Opc	–
Przedsiębiorstwo Remontów i Budownictwa Ogólnego Sp. z o.o.	16-400 Suwałki, ul. Przytorowa 2	2013.06.07	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Grupa Azoty Zakłady Azotowe PUŁAWY SA	24-110 Puławy, Al. 1000-lecia Państwa Polskiego 13	2013.06.10	Ogz	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	97-400 Bełchatów, ul. Węglowa 5	2013.06.10	Wee	–
Zakład Budowlano-Drogowy BIESZCZADY Sp. z o.o.	38-700 Ustrzyki Dolne, ul. 29 Listopada 35	2013.06.10	Opc	–
Waldemar Tomczak Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Terwat	15-836 Białystok, ul. Ukośna 24C/2	2013.06.10	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
PHU ASPOLGAZ Andrzej Świderski	05-505 Prażmów, Wilcza Wólka ul. Grójecka 38	2013.06.10	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Danuta Dancewicz Stacja Paliw MATEX	62-840 Koźminek, Emilianów 11	2013.06.10	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Vattenfall Energy Trading Sp. z o.o.	00-124 Warszawa, Rondo ONZ 1	2013.06.10	Oee	zmiana adresu przedsiębiorcy, zmiana warunków działalności
Ubojnia Drobiu Saladra Bogumiła, Saladra Stanisław Sp.j. w likwidacji	26-085 Miedziana Góra, Przyjmo, ul. Piotrkowska 38	2013.06.11	Wee	–
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej i Gospodarki Wodno-Ściekowej ENWOS Sp. z o.o.	32-660 Chełmek, Plac Kilińskiego 1	2013.06.12	Wcc	–
Energa Hydro Sp. z o.o.	83-010 Straszyn, ul. Hoffmanna 5	2013.06.12	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
Walerian Ulfik Zakład Handlowy ANKAR	42-286 Koszęcin, ul. Lubliniecka 10	2013.06.12	Opc	zmiana terminu ważności koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Eco Kutno Sp. z o.o.	99-300 Kutno, ul. Metalowa 10	2013.06.13	Wcc, Pcc	–
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	87-300 Brodnica, ul. 18 Stycznia 36a	2013.06.13	Wcc	–
Andrzej Smołuch Usługi Transportowo-Handlowe EKO-SAM	26-200 Końskie, ul. Różana 5	2013.06.13	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
EKO-TANK G. Krasowski, P. Kos Sp.j.	25-553 Kielce, ul. Klonowa 55 lok. 8	2013.06.13	Opc	zmiana oznaczenia koncesjonariusza
Minkus Piotr GAMA GAZ	67-200 Głogów, ul. Strumykowa 2 B	2013.06.13	Opc	–
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Pułtusku Sp. z o.o.	06-100 Pułtusk, ul. Mickiewicza 36	2013.06.14	Wcc	–
Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	12-230 Biała Piska, ul. Targowa 1	2013.06.14	Wcc	–
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	2013.06.14	Wee	–
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	97-400 Bełchatów, ul. Węglowa 5	2013.06.14	Pcc, Occ	zmiana adresu
Energia-Eco Cisowo Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	02-683 Warszawa, ul. Gotarda 9	2013.06.14	Wee	–
Dekpol Sp. z o.o.	83-257 Pinczyn, ul. Gajowa 31	2013.06.14	Opc	–
Browko Sp.j.	47-100 Strzelce Opolskie, ul. Bursztynowa 2A	2013.06.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Transportowo-Sprzętowe BETRANS Sp. z o.o.	97-400 Bełchatów, ul. Wojska Polskiego 73	2013.06.17	Opc	zmiana siedziby
Robert Daraż Zakład Usługowo-Handlowy	37-750 Dubiecko, Iskań 34	2013.06.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PPHU ZALMET Sp.j. W.M.P Zaleśkiewicz	87-500 Rypin, Rusinowo 35	2013.06.17	Opc	–
STELMET BIOENERGIA Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	65-127 Zielona Góra, ul. Gorzowska 20	2013.06.17	Wcc, Wee	–
PETRAX Sp. z o.o.	02-707 Warszawa, ul. Puławska 111A lok. 119	2013.06.18	Opc	–
FPHU MASZ-DREW Bogumił Norek, Władysław Mołoń, Andrzej Wachowicz Sp.j.	37-534 Adamówka, Majdan Sieniawski 390	2013.06.18	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
EURO Sp. z o.o.	00-286 Warszawa, ul. Brzozowa 12 lok. 11	2013.06.18	Wee	–

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
JAMIX Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Towarowa 20	2013.06.19	Opc	–
Stępień Piotr PHU Wiśniopol PAL-MASZ	27-350 Sienno, ul. Lipska 114	2013.06.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
ZHUP AREX Maria Załęczna, Krzysztof Mielczarek Sp.j.	97-400 Bełchatów, ul. Lipowa 53 A	2013.06.20	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Stacja Paliw Jan Kasprzyk Sp.j.	32-410 Dobczyce, ul. Myślenicka 2	2013.06.20	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Andrzej Stodulski, Dariusz Stodulski, Jolanta Stodulska PH ANDAR SC	96-214 Cielądz, Mroczkowice 13 A	2013.06.20	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
FM POLSKA Sp. z o.o.	96-320 Mszczonów, ul. Ługowa 30	2013.06.20	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
BISTROL Daniel Winnicki	73-200 Choszczno, Zamęcin 44	2013.06.20	Opc	–
RWE Energetyka Trzemeszno Sp. z o.o.	53-333 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 28/30	2013.06.21	Wcc	–
Energetyka Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 58	2013.06.21	Dee	–
Marek Strzelec AUTO-GAZ	97-420 Szczerców, ul. Praga 17	2013.06.21	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Zespół Ciepłowni Przemysłowych Carbo-Energia Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	2013.06.24	Wee	–
Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	21-200 Parczew, ul. Piwonia 73	2013.06.24	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu, zakresu i warunków działalności
Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Legnicy SA	59-220 Legnica, ul. Poznańska 48	2013.06.25	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Państwowe Porty Lotnicze	00-906 Warszawa, ul. Żwirki i Wigury 1	2013.06.25	Dee, Oee	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu i zakresu działalności
PKP Energetyka SA	00-681 Warszawa, ul. Hoża 63/67	2013.06.26	Opc	–
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Tuczępach	28-142 Tuczępy, Tuczępy 81	2013.06.26	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Bielinach	26-004 Bieliny, ul. Partyzantów 22	2013.06.27	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Jan Oratyński Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe JAN-POL	26-300 Opoczno, ul. Inowłodzka 24 A	2013.06.27	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Petro-Tank Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Smoleń Paweł	64-400 Międzychód-Bielsko, ul. Lecha 14	2013.06.28	Opc	–
Bogdan Przydział Usługi Transportowe	39-120 Sędziszów Małopolski, Kawęczyn Sędziszowski	2013.06.28	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Roman Sławomir Iwańczyk SPRZEDAŻ DETALICZNA PALIW	96-100 Skierniewice, ul. Pomologiczna 11/48	2013.06.28	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
STACJE PALIW Janusz Turza	39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 104	2013.06.28	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mirosław Wajda Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe Plus LPG Stacja Tankowania Gazu GAZ-PROB	32-015 Kłaj, Targowisko działka nr 1510	2013.06.28	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Do-Wat Sp.j. W.A.D. Drzewieccy	85-079 Bydgoszcz, ul. Kościuszki 27	2013.06.28	Wee	–
Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w Lublinie Sp. z o.o.	20-407 Lublin, Al. Józefa Piłsudskiego 15	2013.06.28	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
PEGAZ-AUTO Sp. z o.o.	55-011 Siechnice, ul. Fabryczna 5	2013.06.28	Opc	–
Miejska Energetyka Cieplna Piła Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Kaczorska 20	2013.07.01	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
MAC-BENZ Zenon Maciej i Barbara Kłaczkiewicz Sp.j.	64-500 Szamotuły, ul. Lipowa	2013.07.01	Opc	–
MAZBIT Sp. z o.o.	32-800 Brzesko, ul. Solskiego 14 A	2013.07.01	Opc	–
PPHU Gaz-Gum SC Bogdan Górny, Janusz Górny, Sylwester Mynarski	34-325 Łodygowice, ul. Prusa 2	2013.07.01	Opc	–

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Pękała – Stacja Paliw Sp.j.	21-302 Kąkolewnica, ul. Lubelska 66	2013.07.01	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana siedziby, przedmiotu, zakresu i warunków działalności
Pruszczańskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze PEC Sp. z o.o.	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Tysiąclecia 16	2013.07.02	Wcc	–
Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Ostrowie Wielkopolskim Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Batorego 35	2013.07.03	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
BEST Antoni Bednarek, Sławomir Bednarek	74-106 Stare Czarnowo, Żelewo 35	2013.07.03	Opc	–
BS TRADE Sp. z o.o.	32-300 Olkusz, ul. Zagaje 2	2013.07.04	Opc	–
GASTEN SA	81-338 Gdynia, ul. Chrzanowskiego 8	2013.07.04	Opc	–
Jerzy Wołynko Stacja Paliw	07-100 Węgrów, ul. Przemysłowa 9B	2013.07.05	Opc	–
BALTCHEM SA Zakłady Chemiczne w Szczecinie	70-605 Szczecin, ul. Ks. Kujota 9	2013.07.05	Mpc	–
Firma Handlowo-Usługowa VALDI Waldemar Wojewoda	33-100 Tarnów, ul. Przemysłowa 39	2013.07.05	Opc	–
AWM-SOFT Sp. z o.o.	14-107 Gierzwałd, Frygnowo 1A	2013.07.05	Opc	–
Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Rybnicka 47	2013.07.05	Wee	–
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	2013.07.08	Pcc	–
WASBRUK Sochoń Arkadiusz, Sochoń Witold Sp.j.	05-191 Nasielsk, Pieścirogi Stare, ul. Żółkiewskiego 1	2013.07.08	Opc	–
Jan Albiniak PHU PROMOCJA	22-175 Dorohusk, Okopy 63	2013.07.08	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, CEIDG, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	22-500 Biała Podlaska, ul. Pokoju 26	2013.07.09	Wcc	–
NYSAGAZ Sp. z o.o.	53-661 Wrocław, Plac Solidarności 1/3/5	2013.07.09	Wcc, Wee	–
Centrum Nowoczesnych Technologii SA	41-208 Sosnowiec, ul. Partyzantów 11	2013.07.09	Opc	–
RELAX Wind Park I Sp. z o.o.	02-676 Warszawa, ul. Postępu 17B	2013.07.09	Wee	–
KUWAIT PETROLEUM (POLSKA) Sp z o.o.	00-807 Warszawa, Aleje Jerozolimskie 96	2013.07.09	Opc	–
Energetyka Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 58	2013.07.10	Occ	–
Jadwiga Serafin, Józefa Serafin EKOGAZ SC	62-025 Kostrzyn, ul. Półwiejska 5	2013.07.10	Opc	–
Mała Elektrownia Wodna Kazimierz Garliński	58-580 Szklarska Poręba, ul. Odrodzenia 15	2013.07.10	Wee	–
Toruńskie Wodociągi Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Rybaki 31-35	2013.07.10	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
OLEUM Sp. z o.o.	43-400 Cieszyn, ul. Frysztacka 91A	2013.07.10	Opc	–
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	97-400 Bełchatów, ul. Węglowa 5	2013.07.11	Dee, Oee	zmiana w oznaczeniu siedziby
Dalkia Łódź SA	90-972 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	2013.07.11	Wcc	–
JAR-POL J. i R. Buraczek Sp.j.	78-100 Kołobrzeg, ul. Rycerska 232	2013.07.11	Pcc	–
AUTO-GAZ Krzysztof Zwoliński	87-410 Kowalewo Pomorskie, ul. Odrodzenia 50	2013.07.11	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
MARZ-TRANS Sp. z o.o.	95-035 Ozorków, ul. Żeromskiego 15	2013.07.11	Opc	zmiana stanu prawnego firmy, zmiana siedziby
Stacja Paliw EL-JOT Leszek Głuchy, Jarosław Brański Sp.j.	64-550 Duszniki, ul. Młynkowska 3	2013.07.11	Opc	–
PHU TRANS – OLL Jarosław Kwiatkowski	62-710 Władysławów, Felicjanów 11 A	2013.07.11	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
TANK-BET Zdzisława Skrzela	28-512 Bejsce, Sędziszowice 88	2013.07.11	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
REG BENZ Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	39-300 Mielec, ul. Legionów 80	2013.07.12	Opc	–
Gamrat SA	38-200 Jasło, ul. Mickiewicza 108	2013.07.12	Wcc, Pcc, Wee, Dee, Oee	–
Kazimierz Zygmunt Firma Handlowa MOTO-PAL	38-430 Miejsce Piastowskie, ul. Dworska 25A	2013.07.12	Opc	zmiana terminu ważności koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
PUPH STRUSKI MARCIN	26-060 Chęciny, Os. Sosnówka 1c	2013.07.12	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. Mostowa 30 a	2013.07.15	Dpg, Opg	zmiana terminu ważności koncesji
Raben Polska Sp. z o.o.	62-023 Gądki, Robakowo, ul. Zbożowa 1	2013.07.15	Opc	–
REA Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Tuchowska 25	2013.07.15	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PHU Kocemba Jan	99-418 Bełchów, ul. Gwardii Ludowej 38	2013.07.15	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mała Elektrownia Wodna Darłowo Jan Kubiak, Aleksandra Kubiak SC	89-210 Łabiszyn, ul. Mickiewicza 3/1	2013.07.15	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
Firma Karol Jersak	68-100 Żagań, ul. Mickiewicza 3	2013.07.15	Opc	–
Milton Trustee Sp. z o.o.	00-112 Warszawa, ul. Bagno 2 lok. 41	2013.07.15	Opc	zmiana siedziby
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe Placzyński Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Żyzna 1	2013.07.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Stacja Paliw SC Andrzej Brzykcy, Mieczysław Popielarz	88-410 Gąsawa, ul. Trzemeszyńska 32	2013.07.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Krzysztof Żądło FHU FAMA	34-730 Mszana Dolna, ul. Starowiejska 111	2013.07.17	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA	34-441 Niedzica, ul. Widokowa 1	2013.07.18	Wee	–
Gamrat SA	38-200 Jasło, ul. Mickiewicza 108	2013.07.18	Dee	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
PHUT TADEX Tadeusz Michalik	58-105 Świdnica, ul. Prądzyńskiego 95/3	2013.07.18	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
GAZTAR Kęski, Mazur Sp.j.	33-100 Tarnów, ul. Fabryczna 22	2013.07.18	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Stanisław Kiernozek	07-437 Łyse, ul. Krupki 24	2013.07.18	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Electra Trading Sp. z o.o.	00-613 Warszawa, ul. Chałubińskiego 8	2013.07.18	Opc	–
MARGO Stacja Paliw LPG Małgorzata Skibrowska	83-110 Tczew, ul. Strzelecka 5a	2013.07.18	Opc	–
POLSKI HOLDING OBRONNY Sp. z o.o.	00-828 Warszawa, Al. Jana Pawła II 11	2013.07.19	Opc	–
Adam Warzybok Motel Pod Borem – Stacja Paliw Warzybok	63-500 Ostrzeszów, ul. Wodna 1	2013.07.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
MPGK Sp. z o.o.	62-100 Wągrowiec, ul. Skocka 13	2013.07.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Kazimierz Orłowski Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	06-461 Regimin, Koziczyn 46	2013.07.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
SAWA Bogusław Sawicki	15-502 Białystok, ul. Plażowa 2	2013.07.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, CEIDG, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej SA	30-969 Kraków, Al. Jana Pawła II 188	2013.07.22	Wcc	–
Małe Elektrownie Wodne Władysław Malicki	62-090 Rokietnica, Kiekrz, ul. Kierska 55c	2013.07.22	Wee	–
Wodociągi Kieleckie Sp. z o.o.	25-701 Kielce, ul. Krakowska 64	2013.07.22	Wee	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	81-213 Gdynia, ul. Opata Hackiego 14	2013.07.23	Wcc, Pcc	–
Towarzystwo Inwestycyjne Elektrownia-Wschód SA	20-209 Lublin, ul. Projektowa 1	2013.07.23	Dee, Oee	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana adresu, warunków działalności
PW MADA Sp. z o.o.	20-484 Lublin, ul. Inżynierska 3a	2013.07.23	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Stacja Benzynowa SC Aleksander Szczerba, Helena Kulikowska-Szczerba	14-405 Wilczęta 99	2013.07.23	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mała Elektrownia Wodna SC Karol & Tadeusz Kurzeja	33-390 Łącko, Zabrzeż 27	2013.07.23	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
TBA TRISTAR Sp. z o.o. w Wejherowie	84-200 Wejherowo, ul. Obrońców Helu 1	2013.07.23	Opc	–
STACJA PALIW Albert Zapolski	12-220 Ruciane Nida, Śwignajno Małe 4	2013.07.24	Opc	–
EDMAR Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe Edmund Turek	82-550 Prabuty, ul. Rypińska 10	2013.07.24	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
Grzegorz Osiowski TANK-SYSTEM	33-300 Nowy Sącz, ul. Węgierska 9A	2013.07.25	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Stacja Paliw Krysztopik M., Krysztopik R. Sp.j.	16-200 Dąbrowa Białostocka, ul. Wojska Polskiego 5	2013.07.25	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Ludwik Zieliński PHU	36-100 Kolbuszowa, ul. Matejki 28	2013.07.25	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
REJON BUDOWY DRÓG I MOSTÓW Sp. z o.o.	38-400 Krosno, ul. Tysiąclecia 38	2013.07.25	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Starke Wind Rzepin Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Kosynierów Gdyńskich 51	2013.07.25	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
EDF Polska SA	00-120 Warszawa, ul. Złota 59	2013.07.26	Dee, Oee	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana KRS i NIP
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin SA	62-510 Konin, ul. Kazimierska 45	2013.07.26	Wee	zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Antoni Piotr Kowalski Zakład Produkcyjno-Handlowo-Usługowy KAMA Kowalski	87-630 Skępe, Rumunki Skępskie 28A	2013.07.26	Opc	–
Magdalena Pietras	62-700 Turek, Turkowice 62	2013.07.26	Opc	zmiana terminu ważności koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Stacja Paliw BLIKEND SC Kędra Robert, Blicharska-Kędra Beata	21-100 Lubartów, Kolonia Łucka	2013.07.26	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Małe Elektrownie Wodne SC Witold Felberg, Grażyna Jędrusiak	80-299 Gdańsk, ul. Biwakowa 31	2013.07.26	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
Aleksandra Klatt-Jabłońska Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe ERG	83-000 Pruszcz Gdański, ul. S. Batorego 3	2013.07.26	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
CEZ Trade Polska Sp. z o.o.	00-697 Warszawa, Al. Jerozolimskie 63	2013.07.26	Oee	zmiana adresu, warunków wykonywania działalności
Energetyczne Centrum SA	26-604 Radom, ul. Graniczna 17	2013.07.26	Oee	zmiana adresu, warunków wykonywania działalności
STELMET BIOENERGIA Sp. z o.o. Spółka Komandytowo-Akcyjna	65-127 Zielona Góra, ul. Gorzowska 20	2013.07.26	Wcc, Wee	–
Przedsiębiorstwo Przetwórstwa i Handlu Zbożem Ziarn-Pol Sp. z o.o.	82-500 Kwidzyn, Górki 22b	2013.07.26	Opc	–
Słota Piotr Stacja Paliw Jaguar	21-010 Łęczna, Zofiówka 71	2013.07.26	Opc	–
BEST Systemy Grzewcze PHU Mariusz Koba	58-100 Świdnica, ul. Komunardów 14/6	2013.07.26	Opc	–
Transpetrol-Szpytma Sp.j.	37-120 Markowa, Markowa 133a	2013.07.29	Opc	zmiana zakresu działalności
Produkty Naftowe CPN Sp. z o.o.	77-300 Człuchów, ul. Plantowa 18	2013.07.29	Opc	–
Stacje Paliw LAMPA Sp. z o.o.	32-400 Jawornik, Jawornik 447	2013.07.30	Opc	–
SHELL SELF SERVICE Sp. z o.o.	02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. nr 7 A	2013.07.30	Opc	–
FHU ROLNIK Anna Trapp	83-236 Pogódki, Koźmin 2	2013.07.30	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Partnerska Stacja Paliw BP Wołomin OPTIMA-GAZ A. Remiszewski, D.J. Żochowski Sp.j.	05-200 Wołomin, ul. 1-go Maja 134	2013.07.30	Opc	–
Elektrociepłownia Zielona Góra SA	65-120 Zielona Góra, ul. Zjednoczenia 103	2013.07.31	Wcc, Wee	–

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Indywidualna Praktyka Pielęgniarska MARDAN Danuta Karpińska	84-200 Wejherowo, ul. 12 Marca 181	2013.07.31	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Ashot Nersisyan, Paweł Zdrajkowski NATEL SCN.Z.	09-120 Nowe Miasto, ul. Ciechanowska 85	2013.07.31	Opc	–
Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE SA	72-010 Police, ul. Kuźnicka 1	2013.08.02	Pcc, Occ, Wee, Pee, Oee	–
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe AMEX Bączyk, Złotkowski Sp.j.	18-300 Zambrów, Al. Wojska Polskiego 108	2013.08.02	Opc	zmiana nazwy, warunków prowadzenia działalności
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Szczecińska 112	2013.08.02	Wee	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana warunków prowadzenia działalności
Miejska Energetyka Cieplna Sp. z o.o.	78-300 Świdwin, ul. Słowiańska 9	2013.08.05	Wcc	–
Krzysztof Antczak Zakład Transportowo-Usługowo-Handlowy Sp.j.	64-000 Kościan, Sierakowo, ul. Długa 41	2013.08.05	Opc	–
PHU NAFT-TURYST Wymysłowski Stanisław, Gibki Krzysztof Sp.j.	72-200 Nowogard, ul. Boh. Warszawy 64A	2013.08.05	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Zakład Usługowo-Handlowy Czesław Szymański	97-400 Bełchatów, ul. Grabowa 33	2013.08.05	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Iwona Świderska Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Wielobranżowe	33-122 Wierzchosławice, Wierzchosławice 42	2013.08.05	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PHU ROLNIK Alicja Śledź, Katarzyna Śledź	33-133 Wał Ruda, Wał Ruda 17	2013.08.05	Opc	zmiana składu osobowego spółki
GREEN ENERGIA Sp. z o.o.	64-111 Lipno, ul. Spółdzielcza 17	2013.08.06	Opc	–
Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Dworcowa 47	2013.08.07	Opc	–
FHU MIZIOŁEK Michał Miziołek	99-314 Krzyżanów, Sokół 1	2013.08.07	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
P-TRADE Sp. z o.o.	00-715 Warszawa, ul. Czerniakowska 71	2013.08.07	Opc	zmiana nazwy, siedziby, warunków prowadzenia działalności
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Jarosławiu Sp. z o.o.	37-500 Jarosław, ul. Przemyska 15	2013.08.08	Wcc	zmiana warunków i zakresu działalności
Krzysztof Rzeźnik PPUH BUD-TRANS	26-300 Opoczno, ul. Rolna 6	2013.08.08	Opc	–
Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o. w Koszalinie	75-736 Koszalin, ul. Gnieźnieńska 9	2013.08.08	Opc	–
Sobolex Urszula i Daniel Król SC	21-307 Ulan-Majorat, Ulan Duży 56a	2013.08.09	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
STACJA PALIW Zmudczyński Józef	13-240 Iłowo-Osada, ul. Polna 18	2013.08.09	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe Eksport-Import „MATOR" Jolanta Matuszak, Piotr Matuszak Sp.j.	88-200 Radziejów, ul. Szybka 17	2013.08.09	Wee	–
Dariusz Szwejkowski FPHU	06-150 Świercze, ul. Kolejowa 3	2013.08.12	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Darlena Kaszkowiak PHUP KADIX	64-400 Międzychód, ul. Sikorskiego 37	2013.08.12	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
SAWA-TANK P. Krzywonos Sp.kom.	37-100 Łańcut, Sonina 301 A	2013.08.12	Opc	–
Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji SA	30-106 Kraków, ul. Senatorska 1	2013.08.13	Wee	–
Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe STĘBUD E. Stępień Sp.j.	37-310 Nowa Sarzyna, Ruda Łańcucka 186K	2013.08.13	Opc	–
Artur Trepkowski ARGAZ Dystrybucja, Sprzedaż Hurtowa i Detaliczna Gazu Płynnego	05-555 Tarczyn, ul. Stępkowskiego 10	2013.08.14	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
EKOPAL Spółka Handlowo-Usługowa R. Batorski, A. Batorski Sp.j.	23-465 Turobin, Gródki 18	2013.08.14	Opc	–
Mała Elektrownia Wodna Ludwika Ptach	84-100 Smolno, Smolno, ul. Młyńska 12	2013.08.14	Wee	zmiana terminu ważności koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
EKO – OLEJ Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Kosynierów Gdyńskich 44	2013.08.14	Opc	–
Zakład Energetyki Cieplnej w Łowiczu Sp. z o.o.	99-400 Łowicz, ul. Kaliska 22	2013.08.16	Wcc	–
Miejski Zakład Energetyki Cieplnej – Oława Sp. z o.o.	55-200 Oława, Nowy Otok 1	2013.08.16	Wcc	–
MPK GAZ M. M. KIEWICZ Sp.j.	05-180 Pomiechówek, ul. Warszawska 25	2013.08.16	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Zakład Energetyki Cieplnej i Usług Komunalnych Sp. z o.o.	64-915 Jastrowie, ul. Wojska Polskiego 29	2013.08.19	Wee	–
PTHU BETIA Tyrakowski Eugeniusz	63-233 Jaraczewo, Łobez 12a	2013.08.19	Opc	–
PETROLOT Sp. z o.o.	02-159 Warszawa, ul. J. Gordona Bennetta 2	2013.08.19	Mpc	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
WARTER Sp. z o.o.	02-967 Warszawa, ul. Koralowa 60	2013.08.19	Opc	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
Hieronim Wawrzyniak Handel Paliwami Płynnymi	61-160 Poznań, Czapury, ul. Poznańska 165	2013.08.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Radosław Głogowski PETROLAND	05-840 Brwinów, ul. Wiktorska 10	2013.08.19	Opc	–
Mała Elektrownia Wodna Zakopane-Ustup SC Bachleda-Księdzularz Janusz, Bachleda-Księdzularz Adam	34-500 Zakopane, ul. Ustup 5 C	2013.08.19	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
MAR-TRANS Mariusz Olewniczak	06-415 Czernice Borowe, Borkowo – Boksy 12	2013.08.19	Opc	–
PPHU GAZ-ON Bombik Andrzej	49-300 Brzeg, ul. Wesoła 10c, Pawłów	2013.08.19	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Geotermia Mazowiecka SA	96-320 Mszczonów, ul. Spółdzielcza 9 A	2013.08.20	Wcc	–
Boryszew SA	96-500 Sochaczew, ul. 15 Sierpnia 106	2013.08.20	Oee	–
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe TRANS-KOL Zenon Sobczak	62-600 Koło, ul. Toruńska 186	2013.08.20	Wee	–
MARO Sp. z o.o.	00-837 Warszawa, ul. Pańska 98 lok. 4	2013.08.20	Opc	–
Group BP-Pol Sp. z o.o.	42-202 Częstochowa, ul. Kawia 4/16	2013.08.20	Opc	–
Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	81-213 Gdynia, ul. Opata Hackiego 14	2013.08.21	Wcc, Pcc, Wee	–
TEMPEKS Przedsiębiorstwo Usługowo-Wdrożeniowe B. Żurawski	60-126 Poznań, ul. Knapowskiego 28	2013.08.21	Wcc	–
Ireneusz Baranowski PPHU ANITEX	95-200 Pabianice, ul. Glebowa 24	2013.08.21	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
AMADORA Sp. z o.o.	72-320 Trzebiatów, ul. Nowa 8	2013.08.21	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mała Elektrownia Wodna Zakopane-Jaszczurówka Janusz Bachleda-Księdzularz	34-500 Zakopane, ul. Ustup 5C	2013.08.21	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
GESSO Sp. z o.o.	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 114	2013.08.21	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
EUROGAZ FILIPIUK KOT NOŻYŃSKI Sp.j.	21-530 Piszczac, ul. Włodawska 23	2013.08.22	Opc	zmiana oznaczenia w związku ze zmianą stanu prawnego
Mała Elektrownia Wodna Karpacz SC Bachleda-Księdzularz Janusz, Bachleda-Księdzularz Marzena	34-500 Zakopane, ul. Ustup 5C	2013.08.22	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	18-100 Łapy, ul. Polna 19a	2013.08.23	Wcc, Pcc	–
Stacja Paliw BO-PI Robert Bogdan, Krystyna Piłat SC	39-320 Przecław, ul. Wenecka 11a	2013.08.23	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Marek Daniluk, Robert Daniluk AUTO-GAZ PROMOCJA SC	14-500 Braniewo, Rusy 2	2013.08.23	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Szulc Mariusz JOKER Sprzedaż Paliw	20-258 Lublin, Łuszczów Drugi 29a	2013.08.23	Opc	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana przedmiotu, warunków i zakresu działalności
Przedsiębiorstwo Gospodarki Odpadami Sp. z o.o.	25-709 Kielce, ul. Mielczarskiego 51	2013.08.23	Wee	–

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
Gminna Spółdzielnia Samopomoc Chłopska w Dobrzycy	63-330 Dobrzyca, ul. Koźmińska 19	2013.08.26	Ogz	–
Gdańskie Młyny Sp. z o.o.	80-873 Gdańsk, ul. Na Ostrowiu 1	2013.08.26	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
WIMAX Sp. z o.o.	64-212 Siedlec, ul. Łąkowa 1	2013.08.26	Opc	zmiana siedziby
PEPEBE Włocławek	87-809 Włocławek, Al. Jana Pawła II nr 15	2013.08.27	Wcc	–
Usługi Transportowe ALI Piotr Janusz Lewandowski	11-010 Barczewo, ul. Wojska Polskiego 28c/22	2013.08.27	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
PHU MDM Udziela, Nowaczewski Sp.j.	69–110 Rzepin, Kowalów, ul. Radowska 27	2013.08.27	Opc	–
Miejski Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	62-600 Koło, ul. Przesmyk 1	2013.08.28	Wcc	–
Elektrociepłownia Gorlice Sp. z o.o.	38-320 Gorlice, ul. Chopina 33	2013.08.28	Wcc, Wee	–
BEST Łukaszuk – Rybiński Sp.j.	16-050 Michałowo, ul. Białostocka 68	2013.08.28	Opc	–
ARRIVA Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Dąbrowskiego 8-24	2013.08.28	Opc	–
CEPEN-JASTROWIE SC Bogdan Kit, Adam Mazur	64-915 Jastrowie, ul. Polna 1	2013.08.28	Opc	–
Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. Mostowa 30 a	2013.08.29	Opg	–
Firma Usługowo-Handlowa POLFER Sp. z o.o.	84-200 Wejherowo, ul. I Brygady Pancernej Wojska Polskiego	2013.08.29	Opc	–
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	97-400 Bełchatów, ul. Węglowa 5	2013.08.29	Wcc, Wee	–
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej SA w Kaliszu	62-800 Kalisz, ul. Marii Dąbrowskiej 3	2013.08.30	Wcc	–
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	62-700 Turek, ul. Polna 4	2013.08.30	Pcc	–
OPAK Leopold Pączka Sp.j.	78-400 Szczecinek, ul. Harcerska 9	2013.08.30	Opc	–
ENER-G Polska Sp. z o.o.	02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. 7	2013.08.30	Wee	–
Miejska Energetyka Cieplna Piła Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Kaczorska 20	2013.09.02	Wcc	–
Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Kole	62-600 Koło, ul. Towarowa 6	2013.09.02	Opc	–
KRZYSZTOF Działalność Handlowo-Usługowa, Obsługa Stacji Paliw Krzysztof Czajkowski	87-300 Brodnica, ul. Lidzbarska 59 B	2013.09.02	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mała Elektrownia Wodna Zbigniew Bebel	57-300 Kłodzko, ul. Zofii Stryjeńskiej 10	2013.09.02	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
DUON Dystrybucja SA	62-081 Przeźmierowo, Wysogotowo, ul. Serdeczna 8	2013.09.03	Dpg	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
SALINEX Sp. z o.o.	88-100 Inowrocław, ul. P. Bartoszcze 25	2013.09.03	Opc	–
Bogna Sp.j. J. Olszynka, B. Byba	43-262 Kobielice, ul. Pszczyńska 170 A	2013.09.03	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mieczysław Goliasz ELMIGO STACJA AUTO-GAZ	96-500 Sochaczew, Żelazowa Wola 8	2013.09.03	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Mała Elektrownia Wodna Pilzno Bachleda-Księdzularz Sp.j.	35-211 Rzeszów, ul. Kruczkowskiego 24A	2013.09.03	Wee	zmiana terminu ważności koncesji
Ameks – Inżynierska SA	41-400 Mysłowice, ul. Obrzeżna Północna 24	2013.09.04	Opc	–
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Pińczowie	28-400 Pińczów, ul. Batalionów Chłopskich 173	2013.09.04	Wcc	–
Federal-Mogul Gorzyce Sp. z o.o.	39-432 Gorzyce, ul. Odlewników 52	2013.09.05	Dee, Dpg	zmiana terminu ważności koncesji
ANWIL SA	87-805 Włocławek, ul. Toruńska 222	2013.09.05	Wee	–
Elektrownia Wodna Piotr Karszny	84-223 Linia, Tłuczewo 5	2013.09.06	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Miejska Energetyka Cieplna Sp. z o.o.	64-800 Chodzież, ul. Paderewskiego 2	2013.09.09	Wcc	–
Stanisław Bednarz PHU OKTAN	36-053 Kamień, Kamień 199	2013.09.10	Opc	–
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Stęszewie	62-060 Stęszew, ul. Bukowska 4	2013.09.11	Opc	zmiana terminu ważności koncesji
Baza Paliw SZEJK Krzysztof Czysty i Roman Adamski Sp.j.	56-500 Syców, ul. Mickiewicza 8	2013.09.12	Opc	zmiana terminu ważności koncesji

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
INFRASTRUKTURA KAPUŚCISKA SA	85-825 Bydgoszcz, ul. Wojska Polskiego 65	2013.09.13	Pcc, Occ	zmiana nazwy
Ryszard Musz Centrum Budownictwa i Ogrodnictwa EREM	37-700 Przemyśl, ul. Jasińskiego 9	2013.09.13	Opc	zmiana terminu ważności koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesył ciepła
Occ – obrót ciepłem
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Pee – przesył energii elektrycznej
Dee – dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Ppg – przesył paliw gazowych
Dpg – dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi
Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą
Sgz – skraplanie i regazyfikacja gazu ziemnego

Wykaz przedsiębiorstw, którym cofnięto koncesje

(stan na 2013.09.13)

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
Stacja Paliw Płynnych Ewa Dominiak	62-817 Żelazków, Żelazków 121/9	2013.03.15	Opc	–
Spółdzielnia Kółek Rolniczych, Turze	93-113 Turze	2013.03.18	Opc	–
PHU OIL-CAR Zygmunt Klimowski, Dorota Klimowska-Pychyńska Sp.j.	82-300 Elbląg, ul. Łęczycka 29	2013.03.19	Opc	–
BL-TRANS Sp. z o.o.	47-225 Kędzierzyn-Koźle, ul. Szkolna 15	2013.03.20	Opc	–
Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Dąbrowie Zielonej	42-265 Dąbrowa Zielona, ul. Zielona 6	2013.03.20	Opc	cofnięcie z urzędu – naruszenie warunków koncesji
Huta Buczek Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej	41-200 Sosnowiec, ul. Staszica 29	2013.03.20	Dpg, Opg	–
K.T.R. Jakub Kowalczyk	09-500 Gostynin, ul. Wyszyńskiego 27/3	2013.03.21	Opc	–
On Road Truck Services SA	05-870 Błonie, ul. Modlińska 10	2013.03.25	Opc	–
ADAC-POLCAT Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Równoległa 82/86	2013.03.27	Opc	–
Hurtownia Materiałów Budowlanych, Stacja Gazu Płynnego, Danuta Gaffke	84-110 Krokowa, ul. Przy Torze 14	2013.03.27	Opc	–
ER-GAZ Jacek Michalski	26-220 Stąporków, ul. Konecka 2 e	2013.04.02	Opc	–
Gminna Spółdzielnia SAMOPOMOC CHŁOPSKA w Rososzycy	63-405 Sieroszyce, ul. Ostrowska 9	2013.04.02	Opc	–
Henryk Spasiuk	22-400 Zamość, Borowina Sitaniecka 51	2013.04.03	Opc	zaprzestanie działalności
MARGO SC Lelek Jan, Wojciechowski Marek	32-061 Rybna, Czułówek 135	2013.04.03	Opc	
Arkadiusz Bieniek	44-360 Buków, ul. Główna 10	2013.04.04	Opc	zaprzestanie działalności
Firma Kulak Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej	98-240 Szadek, ul. Łaska 7	2013.04.04	Wee	–
Jerzy Szymański PHU AGRO-HANDLOWIEC	07-200 Wyszków, ul. I Armii Wojska Polskiego 177	2013.04.04	Opc	–
Firma Handlowa BARTOSZEK Sp.j.	37-565 Roźwienica, Tyniowice 107	2013.04.04	Opc	–
Chaduła-Chaduła Sp.j. Eksport-Import B. Chaduła	42-500 Będzin, ul. Krasickiego 5	2013.04.05	Opc	–
MDSA Sp. z o.o.	00-071 Warszawa, ul. Krakowskie Przedmieście 47/51	2013.04.05	Opc	–
Piotr Gwizdała PHU GWIPOL	58-303 Wałbrzych, ul. Beniowskiego 2/3	2013.04.08	Opc	–
PHU OLEX SC Maria Stępińska & Arkadiusz Stępiński	98-235 Błaszki, ul. Kamienna 42	2013.04.08	Opc	–
Justyna Marczak ŻWIROWNIA	87-500 Rypin, ul. Zacisze 3	2013.04.12	Opc	–
WE-MET Przedsiębiorstwo Handlowe Janusz Wenta	83-342 Kamienica Królewska, ul. Królewska 63	2013.04.17	Wee	–
Gminna Spółdzielnia SAMOPOMOC CHŁOPSKA	64-150 Wijewo, ul. Handlowa 8	2013.04.18	Opc	–
MATRANS SA	27-200 Starachowice, ul. Krańcowa 4	2013.04.23	Opc	–
FHU Zdzisława Kłos	62-095 Murowana Goślina, ul. Starczanowska 6	2013.04.26	Opc	–
Jerzy Wójcik PTH WOLTRA	41-906 Bytom, ul. Celna 9	2013.04.29	Opc	–
OPEC Grudziądz Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7	2013.04.30	Wcc, Pcc, Wee	–

COFNIĘTE KONCESJE

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
Spółdzielcze Przedsiębiorstwo Wielobranżowe AGROMET--GOPŁO	88-101 Sikorowo, Sikorowo 41	2013.04.30	Opc	–
Equus Serwis Sp. z o.o.	32-086 Węgrzce, ul. Forteczna 5	2013.05.02	Opc	–
PBH i PK HYDROKRUSZ Sp. z o.o.	50-421 Wrocław, ul. Na Grobli 2	2013.05.06	Opc	zaprzestanie działalności
Jerzy Troszczyński ART-RAFIX Firma Handlowo-Usługowa	05-080 Izabelin, ul. Leśna 12	2013.05.07	Opc	–
Marzanna Leszczyńska PPHU IZA	09-228 Ligowo, Osiek 42	2013.05.07	Opc	–
PARKINGI STRZEŻONE ELBLĄG Zenon Skrobotun	82-316 Milejewo, Jagodnik 19	2013.05.07	Opc	–
ELLUSCH Sp. z o.o.	50-062 Wrocław, Plac Solny 14	2013.05.10	Opc	–
FPHU NOBA Bartosz Nowak	42-460 Mierzęcice, Przeczyce, ul. Zarzeczna 30	2013.05.10	Opc	–
WASTA Sp. z o.o.	00-819 Warszawa, ul. Złota 61	2013.05.16	Opc	–
Mieczysław Pękala Stacja Sprzedaży Paliw	05-816 Michałowice, ul. Graniczna 6, Reguły	2013.05.17	Opc	–
LIBRA – SKY Sp. z o.o.	42-274 Konopiska, Wąsosz 50	2013.05.23	Opc	–
Wimex-Petro Sp. z o.o.	15-399 Białystok, ul. Octowa 4	2013.05.24	Opc	zaprzestanie działalności
Przemysław Nowak GAZFAST	61-717 Poznań, ul. T. Kościuszki 103	2013.05.27	Opc	–
Robert Andrzej Ciszewski Stacja Paliw	18-516 Kolno, Mały Płock, ul. Grodzka	2013.05.29	Opc	naruszenie warunków koncesji
OPEC Grudziądz Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7	2013.05.31	Oee	–
ZAKŁAD HANDLOWO--USŁUGOWY BUT-GAZ Kazimierz Szpalerski	09-230 Bielsk, Goślice 31 A	2013.05.31	Opc	–
Grażyna Sosnowska Stacja AUTO-GAZU	46-325 Rudniki, ul. Handlowa 10	2013.06.03	Opc	–
Bormex-Trade Sp. z o.o.	00-113 Warszawa, ul. Emilii Plater 53	2013.06.06	Opc	–
LAMPOGAS.PL Sp. z o.o.	98-220 Zduńska Wola, ul. Ceramiczna 2	2013.06.07	Opc	–
Zakład Produkcji Rolnej AGRA Sp. z o.o.	84-100 Puck, Połczyno, ul. Gdańska 26	2013.06.07	Opc	–
Benoil Trade Sp. z o.o.	59-700 Bolesławiec, ul. Sierpnia 80 nr 14	2013.06.07	Opc	–

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
PHU MONTGAZ SC Grzegorz Kajca, Arkadiusz Bałdyga	41-200 Sosnowiec, ul. Kukułek 41	2013.06.10	Opc	–
Mała Elektrownia Wodna Władysław Matusik	10-180 Olsztyn, ul. Wędkarska 97	2013.06.10	Wee	–
Robert Żaba Firma Handlowa	32-412 Wiśniowa, Glichów 107	2013.06.11	Opc	–
Agila Sp. z o.o.	53-118 Wrocław, ul. Zimowa 15	2013.06.11	Opc	–
NORVENT BRUCKI Sp.j.	25-365 Kielce, ul. Słowackiego 12	2013.06.12	Opc	–
Centrum Zaopatrzenia Budowlanego HADEX Sp. z o.o.	44-268 Jastrzębie-Zdrój, ul. Łąkowa 2	2013.06.12	Opc	–
Eco Kutno Sp. z o.o.	99-300 Kutno, ul. Metalowa 10	2013.06.13	Wee	–
Energo-Tech Sp. z o.o. w likwidacji	15-688 Białystok, ul. Przędzalniana 8	2013.06.14	Oee	–
TRANS-BET Franciszek Jurek, Agnieszka Pasieka SC	36-042 Lubenia, Siedliska 89	2013.06.14	Opc	–
TOWAREX Sp. z o.o.	44-120 Pyskowice, ul. Poznańska 9	2013.06.20	Opc	–
Ekopol Waldemar Kwiatkowski	09-402 Płock, ul. Wschodnia 16 A	2013.06.21	Wee	–
Rawski Jacek Krzysztof Przedsiębiorstwo Handlowe Opałek	05-400 Otwock, ul. Krakowska 11	2013.06.21	Opc	–
Firma Handlowo-Usługowa Dariusz Świętochowski	33-100 Tarnów, ul. Heleny Marusarz 5	2013.06.21	Opc	–
NITROERG SA	43-150 Bieruń, Plac Alfreda Nobla 1	2013.06.24	Dee, Oee	–
PHU Sylwester Zakrzewski	16-060 Zabłudów, ul. Białostocka 70	2013.06.26	Opc	zaprzestanie działalności
Mobile Trade Sp. z o.o.	00-613 Warszawa, ul. Chałubińskiego 8	2013.06.28	Opc	–
Auto-Handel CLIO Józef Puławski	89-240 Kcynia, ul. Libelta 6/10	2013.07.01	Opc	–
Holding Slovenske elektrarne d.o.o.	1000 Ljubljana, Republika Słowenii, Koprska ulica 92	2013.07.01	Oee	–
HYDROGEN	58-500 Jelenia Góra, ul. Zamenhofa 5/3	2013.07.04	Wee	–
Partner SC Borys Romaniuk, Piotr Szeretucha, Adam Mikołaj Zawadzki	17-207 Czyże, Zbucz 2a	2013.07.10	Opc	zaprzestanie działalności
PHU KRASOWSKI Krasowski Mirosław	17-312 Drohiczyn, ul. Ks. Witolda 27	2013.07.12	Opc	zaprzestanie działalności
Petro-Jet Sp. z o.o.	30-714 Kraków, ul. Gromadzka 24B	2013.07.15	Opc	cofnięcie z urzędu

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
Europol Sp. z o.o.	65-735 Zielona Góra, ul. Dekoracyjna 2	2013.07.22	Opc	–
PETROBAZA Sp. z o.o.	60-129 Poznań, ul. Sielska 17A	2013.07.23	Opc	–
Krzyształowicz Edyta	50-250 Wrocław, ul. Henryka Brodatego 3/12	2013.07.23	Opc	–
Spółdzielnia Kółek Rolniczych z siedzibą w Zambrowie	18-300 Zambrów, ul. Prymasa St. Wyszyńskiego 12	2013.07.24	Opc	zaprzestanie działalności
Rodam Sp. z o.o.	59-430 Wądroże Wielkie, Wądroże Wielkie, Stacja Paliw	2013.07.30	Opc	–
Gospodarstwo Rolniczo-Usługowo-Handlowe ROLUX SC Krzysztof Nowosielski	59-610 Wleń, ul. Winiogórska 1	2013.07.31	Opc	–
Romuald Skrzyszewski i Katarzyna Rejdych PEBEKA-BIS OKNO LUX SC	41-902 Bytom, ul. Piekarska 6	2013.08.01	Opc	–
Lotos Infrastruktura SA	38-200 Jasło, ul. 3 Maja 101	2013.08.07	Opc	zaprzestanie działalności
DAVER TRADE Sp. z o.o.	00-140 Warszawa, Al. Solidarności 117 lok. 207	2013.08.07	Opc	–
Piotr Zabielski PHU PETROEL	21-132 Kamionka, Ostrów 4	2013.08.07	Opc	naruszenie warunków koncesji
Mantra Sp. z o.o.	41-404 Mysłowice, ul. Fabryczna 5a	2013.08.07	Opc	–
KalibraXE France	75017 Paryż, Francja, 8, rue des Acacias	2013.08.08	Oee	–
Petroenergy Sp. z o.o.	15-094 Białystok, ul. Marii Curie-Skłodowskiej 3/63	2013.08.13	Opc	–
Beata Zaręba PETROZAR	05-110 Jabłonna, ul. Chotomowska 51	2013.08.14	Opc	–
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe RARYTAS	19-400 Olecko, ul. 11 Listopada 11	2013.08.14	Opc	–
NORD AUTO-SERWIS Sp. z o.o.	81-198 Kosakowo, ul. Rumska 5	2013.08.14	Opc	–
Stacja Auto-Gaz Tadeusz Sosnowski	82-550 Prabuty, ul. Zamkowa 1	2013.08.16	Opc	–
KWADRAT Sp. z o.o.	70-035 Szczecin, ul. Kolumba 5	2013.08.19	Opc	–
XENIUM POLSKA Sp. z o.o.	60-649 Poznań, ul. Piątkowska 84B/11	2013.08.19	Opc	–
Warter Sp.j.	02-967 Warszawa, ul. Koralowa 60	2013.08.19	Wpc	–
ST 1 POLSKA Sp. z o.o.	01-524 Warszawa, Al. Wojska Polskiego 11	2013.08.19	Opc	–
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe EUROPAK Piotr Kępa	26-500 Szydłowiec, Barak 45	2013.08.21	Wee	–
Gabor Eco Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Szosa Chełmińska 168/9	2013.08.21	Wee	–
PPHU BOG-MAR SC Marian Żmudka, Bogusław Żmudka	32-650 Kęty, ul. Kościuszki 18	2013.08.21	Opc	–
EURO TANK BIS SC Miernik Artur, Grzegorczyk Grzegorz	26-130 Suchedniów, ul. Brezów 2	2013.08.22	Opc	–
Firma Handlowo-Usługowa SC Helena Rogowska, Bogusław Setlik	30-397 Kraków, ul. Kozienicka 26 B	2013.08.23	Opc	–
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Muraszkowski Marek	15-780 Białystok, ul. Scaleniowa 25/64	2013.08.23	Opc	–
Bogumił Kurpisz Firma Handlowo-Usługowa	64-100 Leszno, ul. Tuwima 4	2013.08.26	Opc	–
EGESA Grupa Energetyczna SA	02-957 Warszawa, ul. Jana III Sobieskiego 1 lok. 4	2013.08.27	Ogz	–
Wiesława Kapała Przedsiębiorstwo Wielobranżowe KAPAŁA	63-900 Rawicz, Słupia Kapitulna 147A	2013.08.27	Opc	–
Paszek Ryszard Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Stacja Paliw KESZ	62-105 Łekno, ul. W. Janta-Połczyńskiego 1	2013.08.27	Opc	–
JTK Investments Group Sp. z o.o.	32-400 Myślenice, ul. Hipolita Cegielskiego 3	2013.08.28	Opc	–
Huard Sp. z o.o.	61-741 Poznań, ul. 23 Lutego 10	2013.08.30	Opc	–
DESTRA Sp. z o.o.	01-042 Warszawa, ul. Okopowa 56/81	2013.09.04	Mpc, Opc	–
Tomasz Wassyl Stacja Paliw TOMI	57-120 Wiązów, Sary Wiązów 69	2013.09.04	Opc	–
Firma Usługowo-Handlowa Monika Baranowska	76-015 Manowo, Manowo 72 G	2013.09.04	Opc	–
Amber Oil Sp. z o.o.	55-093 Kiełczów, ul. Południowa 14b	2013.09.04	Opc	–
Mała Elektrownia Wodna w Poraju Wytwórnia Turbin Wodnych w Mrągowie inż. Grzegorz Wiszniewski	11-700 Mrągowo, ul. Słoneczna 99	2013.09.06	Wee	–

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
Przedsiębiorstwo Termicznej Utylizacji Odpadów RA-TAR Sp. z o.o.	39-400 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 50	2013.09.09	Wcc, Pcc	–
Petrozam Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Brzozowa 30/5	2013.09.13	Opc	–

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesył ciepła
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Dee – dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Dpg – dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi
Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą

Wykaz przedsiębiorstw, którym umorzono postępowanie koncesyjne, uchylono decyzje koncesyjne, pozostawiono wnioski koncesyjne bez rozpatrzenia lub rozpoznania, odmówiono udzielenia koncesji

(stan na 2013.09.13)

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności
GRZEGORCZYK Grzegorczyk Krzysztof	22-234 Urszulin, ul. Leśna 4	2013.03.15	Opc
Bialchem Group Sp. z o.o.	15-062 Białystok, ul. Warszawska 39	2013.03.20	Opc
KORMEX OIL Sp. z o.o.	60-818 Poznań, ul. Zeylanda 4/3	2013.03.20	Wpc, Mpc
A. Malinowska, R. Malinowski, P. Malinowski, S. Langowska FHU DOJLIDO SC	14-230 Zalewo, ul. Tartaczna 3	2013.03.22	Opc
Andrzej Michalski	62-570 Rychwał, ul. Grabowa 23a	2013.03.22	Opc
Alfreda Malinowska, Paweł Malinowski, Monika Malinowska, Sabina Langowska RoPaSaMa A. P. M. Malinowscy i S. Langowska SC	14-105 Łukta, ul. Warmińska 14	2013.03.25	Opc
PPHU TRANS-MECH Sp. z o.o.	64-020 Czempiń, Piotrkowice 1 B	2013.03.25	Opc
SEJ-SERWIS Sp. z o.o.	43-267 Suszec, ul. Piaskowa 35	2013.03.27	Dpg
Tadeusz Sikorski Instalatorstwo Gazowe	02-134 Warszawa, ul. 1 sierpnia 40 m. 66	2013.04.05	Opc
Mariusz Trzewik Firma Handlowo-Usługowa MarWal	37-700 Przemyśl, ul. Karola Szymanowskiego 1/2	2013.04.12	Opc
INWESTBUD Sp. z o.o.	85-147 Bydgoszcz, ul. Dąbrowa 23	2013.04.15	Opc
Małe Elektrownie Wodne SC Jerzy, Maria, Piotr Kujawscy	83-400 Kościerzyna, ul. Wiejska 8	2013.04.16	Wee
Mariusz Starosz, Kamil Starosz PHU ALGAZ Sp.j.	08-446 Warszawice, Dziecinów 62	2013.04.18	Opc
Konsorcjum Autostrada Śląsk SA	40-082 Katowice, ul. Sobieskiego 2	2013.04.22	Opc
PSM ALFA Sp. z o.o.	78-230 Karlino, Krzywopłoty 42	2013.04.23	Opg
PUH LEBAR Sp.j. Leszek Żurek, Barbara Fabiańczyk	99-314 Krzyżanów, Młogoszyn	2013.04.29	Opc
Mała Elektrownia Wodna Mniszek Kozłówka Maria Kuśmierska	05-092 Łomianki, ul. Gościńcowa 133	2013.04.29	Wee
Czesław Antolik PHU Import Eksport	00-864 Warszawa, ul. Krochmalna 32A m. 60	2013.05.07	Opc
Michał Golec FHU MIGO-BENZ	08-110 Siedlce, ul. Garwolińska 117	2013.05.07	Opc
GTL LOT Usługi Lotniskowe Sp. z o.o.	42-625 Ożarowice, Pyrzowice, ul. Wolności 90	2013.05.08	Opc
Wilhelm Klose MEW	65-012 Zielona Góra, ul. Mieczykowa 15	2013.05.08	Wee
KEMAR Stacja Kontroli Pojazdów Sp. z o.o.	28-133 Pacanów, ul. Beszowska 20	2013.05.09	Opc
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Bogusław Weimann	62-800 Kalisz, ul. Polna 31/21	2013.05.14	Opc
ELLUSCH Sp. z o. o.	50-062 Wrocław, Plac Solny 14	2013.05.16	Opc
Stacja Paliw-Bar Halina Strachota	08-410 Garwolin, Wola Rębkowska 50	2013.05.20	Opc
FPHU EL-TANK Agnieszka Juszczak	87-400 Golub – Dobrzyń, Olszówka 31	2013.05.20	Opc
ANWIL SA	87-805 Włocławek, ul. Toruńska 222	2013.06.04	Wee
Elektrownia Wodna Kisewo Jerzy Kwiatkowski	84-218 Łęczyce, Kisewo 6	2013.06.05	Wcc
Firma Handlowo-Usługowa MARIOL Marek Gryzio i Wspólnik Sp.j.	21-025 Niemce, ul. Centralna 15	2013.06.10	Opc
BETA PRIM Sp. z o.o.	22-100 Chełm, ul. Bieławin 7	2013.06.10	Wpc
Jerzy Rydarowicz Firma Handlowo-Usługowa	38-315 Uście Gorlickie, Uście Gorlickie 233	2013.06.10	Opc
Dariusz Antczak Przedsiębiorstwo Techniczno-Usługowe MIGAZ	80-310 Tczew, ul. Królowej Jadwigi 7/14	2013.06.14	Opc
PETRO-GAZ Sp. z o.o.	71-610 Szczecin, ul. Firlika 20/220	2013.06.14	Opc
PETRO-B Sp. z o.o.	62-067 Rakoniewice, ul. Sikorskiego 9	2013.06.20	Opc
Stacja Paliw-Auto Gaz Materiały Budowlane Strycharz Stefan SC	39-400 Tarnobrzeg, ul. Warszawska 95	2013.06.28	Opc
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej PEC Sp. z o.o.	82-500 Kwidzyn, ul. Słoneczna 1	2013.07.01	Wee
Radosław Kalinowski Hurtownia Art. Przemysłowych Import-Eksport	16-200 Dąbrowa Białostocka, ul. 1000-lecia PP 34	2013.07.02	Opc

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności
PPHU AS-GOLD Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Langiewicza 28	2013.07.03	Opg
Solga Sowa Kazimierz	43-210 Kobiór, ul. Orla 6	2013.07.03	Opg
KRIOTON Sp. z o.o.	78-230 Karlino, Krzywopłoty 42	2013.07.04	Opg, Sgz
RWE STOEN Operator Sp. z o.o.	00-347 Warszawa, ul. Piękna 46	2013.07.05	Dee
Krzyształowicz Edyta	50-250 Wrocław, ul. Henryka Brodatego 3/12	2013.07.11	Opc
Energia Dla Firm Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 37	2013.07.12	Opg
BAR U DZIADKA Waldemar Lisowski i Grzegorz Lisowski Sp.j.	45-525 Opole, ul. Strzelecka 55	2013.07.15	Opc
MANAGEMENT OMNIBUS Jerzy Wysocki	80-244 Gdańsk, Al. Grunwaldzka 99/101/6	2013.07.18	Opc
Sławomir Gęborys GAZTOM	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Żołnierzy Września 2	2013.07.19	Opc
Grzegorz Gęborys TOMGAZ	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Żołnierzy Września 2	2013.07.19	Opc
Edward Pasławski PPHU KRAFT	38-600 Lesko, ul. Przemysłowa 8	2013.07.19	Opc
Miejski Zakład Komunikacji	62-500 Konin, ul. M. Dąbrowskiej 8	2013.07.26	Opc
BT Dystrybucja Tomasz Schutz	81-591 Gdynia, ul. Imbirowa 3A/3	2013.07.29	Opc
Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Busku Zdroju SA	28-100 Busko Zdrój, ul. Bohaterów Warszawy 118	2013.07.30	Opc
TEMPEKS Przedsiębiorstwo Usługowo-Wdrożeniowe B. Żurawski	60-126 Poznań, ul. Knapowskiego 28	2013.07.30	Wcc
K. Karłowski, A.L. Karłowski, S. Karłowski, A. Karłowski Sp.j.	64-330 Opalenica, ul. Młyńska 31	2013.08.01	Opc
Andrzej Batorski Prywatne Przedsiębiorstwo Handlowe	23-465 Turobin, Gródki 26	2013.08.01	Opc
ALEXOIL Sp. z o.o.	15-083 Białystok, ul. Orzeszkowej 32 lok. 324	2013.08.09	Opc
Jerzy Rydarowicz Firma Handlowo-Usługowa	38-315 Uście Gorlickie, Uście Gorlickie 233	2013.08.14	Opc
Przedsiębiorstwo Prywatne Marek Morawiec	31-636 Kraków, Os. Oświecenia 40/85	2013.08.20	Opc
ARTUS A. Kolado, T. Wachciński Sp.j.	05-140 Serock, Wierzbica 6A	2013.08.20	Opc
Firma Handlowo-Usługowa UTASZ-SPEED Łukasz Dembny	64-100 Leszno, ul. Ogrody 6	2013.08.26	Opc
Fidar Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Wolności 150	2013.08.29	Opc
Paweł Wajs ALCHEMIA	38-400 Krosno, ul. Szklarska 5/34	2013.09.02	Opc
Stocznia Gdańsk SA	80-873 Gdańsk, ul. Na Ostrowiu 15/20	2013.09.05	Dee, Oee
3 WINGS Sp. z o.o.	80-307 Gdańsk, ul. Abrahama 1a	2013.09.13	Oee

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Dee – dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Dpg – dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi
Sgz – skraplanie i regazyfikacja gazu ziemnego

Wykaz przedsiębiorstw, którym wygasły decyzje koncesyjne

(stan na 2013.09.13)

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności
Bolesław Kruszewski-Kościuszenko, Jerzy Kruszewski-Kościuszenko MOTOGAZ SC	60-656 Poznań, Os. Powstańców Warszawy 1f m. 51	2013.03.21	Opc
Dalkia Zamość Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Hrubieszowska 173	2013.03.26	Wcc, Pcc, Occ
Dalkia Kraśnik Sp. z o.o.	23-200 Kraśnik, ul. Fabryczna 6	2013.03.26	Wcc, Pcc
Dalkia Miedzyrzec Podlaski Sp. z o.o.	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Kościuszki 105	2013.03.26	Wcc, Pcc
Dalkia Świdnik Sp. z o.o.	21-045 Świdnik, ul. Żwirki i Wigury 1	2013.03.26	Wcc, Wee
Irena Litwinek PHU IRENA	27-230 Brody, ul. Kościelna 29	2013.03.28	Opc
Dorota Pikulska PAL-POL	55-095 Mirków, ul. Polna 7	2013.04.03	Opc
K&J Kazimierz Koterba, Janina Koterba Sp.j.	43-603 Jaworzno, ul. Wojska Polskiego 2	2013.04.04	Opc
MAVI GROUP Vitali Skuba	31-620 Kraków, Os. Bohaterów Września 1E/8	2013.04.04	Opc
Mariusz Komarnicki ZPUH FORTUNA	64-000 Kościan, Katarzynin, ul. Janka Krasickiego 3	2013.04.05	Opc
Zakład Odmetanowania Kopalń ZOK II Sp. z o.o.	44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26	2013.04.09	Occ

Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności
PPHU ER-GAZ SC Ewa Lewkowicz, Robert Stabiński	16-506 Giby, Giby 72B	2013.04.12	Opc
Ryszard Balicki, Michał Balicki FHU BALICKI SC	62-020 Swarzędz, ul. Nowowiejska 25 A	2013.04.16	Opc
MDS ANNA KOSZAREK	62-306 Kołaczkowo, ul. Wrzesińska 37/8	2013.04.16	Opc
Firma Handlowa GAZ-CAR Grzegorz Kaźmierczak	87-510 Skrwilno, ul. Rypińska 62a	2013.04.23	Opc
Bartosz Walczak Przedsiębiorstwo Wielobranżowe HAWA	62-200 Gniezno, ul. Grunwaldzka 4	2013.04.25	Opc
Usługi Transportowe – Spedycja Janusz Jarawka	43-100 Tychy, ul. Jana Brzozy 49	2013.04.25	Opc
Firma Usługowo-Produkcyjno-Handlowa Mała Elektrownia Wodna Nidzica Irena Staniszewska	32-130 Koszyce, ul. Przedmieście 19	2013.04.26	Wee
Janina Petruk ZUH LPG	76-200 Słupsk, ul. Tyszki 4	2013.05.02	Opc
Mirosław Bombalicki Usługi Transportowe TRANSPOL	09-228 Ligowo, Rokicie 23	2013.05.07	Opc
Wojtasik Dorota CENTRUM GAZ	55-040 Kąty Wrocławskie, ul. Fabryczna 11	2013.05.08	Opc
Ryszard Grygoruk Przedsiębiorstwo R-GAS	12-200 Pisz, ul. A. Mickiewicza 14/14	2013.05.10	Opc
Eugeniusz Wilkosz, Wojciech Wilkosz WEWBUD SC	87-500 Rypin, ul. Lipnowska 21 B	2013.05.14	Opc
Auto Market CENTER Marcin Olechowski	39-331 Chorzelów, Chorzelów 320/7	2013.05.14	Opc
Eugeniusz Wilkosz WEW GAS	87-500 Rypin, ul. Lipnowska 21 B	2013.05.14	Opc
Renata Pietras Stacja Paliw Krzęcin	73-231 Krzęcin, ul. Niepodległości 15	2013.05.15	Opc
Firma Handlowo-Usługowa W.B.W. Wiesława Bielicka	11-600 Węgorzewo, ul. Przemysłowa 5	2013.05.21	Opc
Mariusz Kurkowski GRAFITI	28-340 Sędziszów, ul. Kielecka 8A	2013.05.22	Opc
Wioletta Dolata DOLGAZ PLUS Dystrybucja Gazu	64-500 Szamotuły, ul. Łukasza Górki 20	2013.06.04	Opc
Zofia Noskowicz FHU GEMMA	53-019 Wrocław, ul. Krzycka 35/5	2013.06.04	Opc
Mała Elektrownia Wodna Jerzy Żelazny	77-116 Czarna Dąbrówka, Podkomorzyce 1	2013.06.07	Wee
Misztela Edmund	51-507 Wrocław, ul. Witosa 20	2013.06.12	Opc
Stacja Paliw-Auto Gaz Materiały Budowlane Strycharz Stefan SC	39-400 Tarnobrzeg, ul. Warszawska 95	2013.06.28	Opc
Danuta Firlej, Tomasz Firlej PPUH BETON-NAFT SC	36-001 Trzebownisko, Trzebownisko 931	2013.07.08	Opc
Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Gaz Tech Iwona Szklarczyk	34-200 Sucha Beskidzka, ul. Beniowskiego 1	2013.07.15	Opc
Mikołaj Kociemski MK GAZ	62-200 Gniezno, ul. Kawiary 45	2013.07.19	Opc
Stacja Paliw Płynnych Waldemar Kmito	67-400 Wschowa, Przyczyna Dolna 57	2013.07.23	Opc
Zakład Stolarski Export-Import Kwiatkowski Kazimierz	26-613 Radom, Dąbrowa Kozłowska 49	2013.07.24	Wee
APEXIM AB Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Adam Baranowski	61-028 Poznań, ul. Warszawska 43	2013.07.30	–
Paweł Kupczak EKO-GAZ PHU	38-480 Rymanów, ul. Sanocka	2013.08.08	Opc
Elżbieta Fedor FH ALFA	37-500 Jarosław, ul. Traugutta 13	2013.08.09	Opc
Izabela Dymek Firma Handlowa DYMEK	64-730 Wieleń, Rosko, ul. Powstańców Wielkopolskich 11	2013.08.19	Opc
Kazimierz Osuch PW EDEN	62-230 Witaszyce, Al. Wolności 57	2013.09.02	Opc
Stanisław Łukasik Firma Remontowo-Budowlana INTER-BUD	30-392 Kraków, ul. Czerwone Maki 65	2013.09.04	Opc
Elżbieta Dymowska Centrum Produktów Napędowych	62-510 Konin, ul. Wyszyńskiego 15/57	2013.09.10	Opc

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesył ciepła
Occ – obrót ciepłem
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Opc – obrót paliwami ciekłymi