



BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

Przesyłanie i dystrybucja ciepła
w świetle przepisów prawa

Prawny model zabezpieczenia wdrożenia
obowiązkowego publicznego obrotu energią

Analiza wykonania krajowych celów
wskaźnikowych produkcji energii elektrycznej
z OZE – raport

Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

Prezes	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Wiceprezes	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
Dyrektor Generalny	tel. 66-16-102 fax 66-16-106
Gabinet Prezesa	tel. 66-16-315 fax 66-16-321
Departament Przedsiębiorstw Energetycznych	tel. 66-16-238 fax 66-16-319
Departament Taryf	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
Departament Promowania Konkurencji	tel. 66-16-233 fax 66-16-225
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Obsługi Urzędu	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	tel. 66-16-220 66-16-305 fax 66-16-160
Koordynator ds. Współpracy Międzynarodowej	tel. 66-16-108 fax 66-16-200
Automatyczna infolinia o numerach telefonów	tel. 66-16-156

SPIS TREŚCI

- 2 Wybrane aspekty przesyłania i dystrybucji ciepła w świetle przepisów prawa
- 13 Prawny model zabezpieczenia wdrożenia obowiązkowego publicznego obrotu energią
- 15 Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 16 grudnia 2009 r. w sprawie raportu zawierającego analizę realizacji celów ilościowych i osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii
- 23 Ustawa z dnia 9 kwietnia 2010 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych i wymianie danych gospodarczych
- 24 Ustawa z dnia 9 kwietnia 2010 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym
- 25 Bieżące wydarzenia związane z realizacją zadań stanowiska Koordynatora ds. Współpracy Międzynarodowej
- 27 Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 7/2010 w sprawie jednostkowej opłaty zastępczej dla jednostki kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy obowiązującej w 2010 r.
- 28 Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 9/2010 w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2011 r.

Szanowni Czytelnicy!

„W poprzednim systemie gospodarczym ceny paliw i energii były określane na podstawie ustawy o cenach, która upoważniała Ministra Finansów do ustalania cen urzędowych dla poszczególnych grup odbiorców i wprowadzania maksymalnych wskaźników wzrostu cen umownych, a Rada Ministrów była upoważniona do wprowadzania okresowego zakazu podwyższania cen umownych. Ceny ustalone na podstawie tych przepisów miały charakter cen urzędowych, a dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła stosowane były cenniki ustalone przez Państwową Komisję Cen, a później przez Ministra Finansów.” Obecnie w zakresie kształtowania taryf dla ciepła obowiązuje rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9.10.2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Na łamach Biuletynu wielokrotnie zamieszczaliśmy artykuły poruszające problematykę ciepłownictwa. Tym razem zachęcamy do lektury materiału P. Bogusławskiego, który w ciekawy sposób przybliży systemy ogrzewania, jakie były wykorzystywane już od początku cywilizacji, aż po nowoczesne węzły i sieci ciepłownicze, a także przedstawia aktualny stan prawny dotyczący ustalania taryf dla ciepła.

W styczniu br. została po raz kolejny znowelizowana ustawa – Prawo energetyczne. Tym razem aktualizacja wprowadziła szereg zmian o kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej w naszym kraju, w tym został wprowadzony art. 49a nakładający na wytwórców obowiązek dokonywania obrotu określoną ilością wyprodukowanej energii elektrycznej przy pomocy giełd towarowych, rynków regulowanych, internetowych platform handlowych lub otwartych przetargów. Na temat postanowień zawartych w tym artykule i konsekwencjach jego wprowadzenia, pisze F. Elżanowski.

W bieżącym numerze Biuletynu polecamy także raport Ministra Gospodarki zawierający analizę wykonania krajowych celów wskaźnikowych produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, obejmujący lata 2007-2008 z uwzględnieniem danych za lata 2005-2008.

Ponadto informujemy o niezwykle ważnych wydarzeniach związanych ze współpracą międzynarodową, jakie miały miejsce w ostatnim czasie, a mianowicie: wyborze Prezesa URE na Zastępcę Przewodniczącego ERRA, 62. spotkaniu Zgromadzenia Ogólnego CEER i pierwszym posiedzeniu Rady Regulatorów ACER, polsko-szwedzkich rozmowach w sprawie połączenia międzysystemowego SwePol Link.

W naszej stałej kolumnie zamieszczony został aktualny stan decyzji w sprawie taryf dla ciepła, energii elektrycznej oraz paliw gazowych, a także zestawienia m.in. udzielonych koncesji, zmian w decyzjach koncesyjnych, złożonych nowych wniosków koncesyjnych czy też cofnięć koncesji.

Redakcja

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

WYDAWCA Urząd Regulacji Energetyki **ADRES REDAKCJI** 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. (0-22) 661 62 22, faks: (0-22) 661 62 24
ŁAMANIE, DRUK, KOLPORTAŻ PWP „Gryf” SA, 06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (0-23) 672 32 83. Oddano do druku 21 czerwca 2010 r.
Nakład: 1230 egz. ISSN 1506-090X Cena 15 zł (w tym 0% VAT) **FOTO** materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich.
Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (0-22) 661 62 22 **NUMER KONTA BANKOWEGO** do wpłat za prenumeratę: NBP 0/0 Warszawa 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE) www.ure.gov.pl

Wybrane aspekty przesyłania i dystrybucji ciepła w świetle przepisów prawa¹⁾

Paweł Bogusławski

Od zarania dziejów

Organizm człowieka jako istoty stałocieplnej dąży do utrzymania stałej temperatury ciała. Nie zawsze jednak energia uzyskana z pożywienia wystarcza do zachowania stałej temperatury, zwłaszcza, gdy ciało człowieka znajduje się w środowisku o niskich temperaturach. Człowiek narażony jest wtedy na dodatkowe straty ciepła (chłodzenie) poprzez wiatr lub wilgoć. W zamierzczłych czasach, nie zawsze wystarczała do zatrzymania traconego ciepła narzucona jako odzienie skóra zwierzęca.

Pierwszym sposobem ogrzewania ciała ludzkiego było korzystanie z roznieconego ogniska w pieczarze. Na skutek gwałtownego utleniania się drewna (najczęściej stosowanego jako opał), w reakcji egzotermicznej, wyzwolona energia oprócz świecenia była przenoszona we wszystkich trzech możliwych formach: przewodzenia, konwekcji i promieniowania. Jednak straty energii były bardzo duże a złe odprowadzanie spalin powodowało zadymienie pomieszczenia, w którym palono ognisko.

Zapotrzebowanie na utrzymanie komfortu cieplnego było jednym z nieodzownych czynników umożliwiających rozwój cywilizacji²⁾, a wynalezienie *hypokaustum* – powietrznego ogrzewania podłogowego umożliwiło ten rozwój już w czasach zamierzczłych³⁾. Taki sposób ogrzewania pomieszczeń znany był w Knossos na Krecie 1 500 lat p.n.e. a także w późniejszych czasach w Chinach, Rzymie, Atenach. Z tego sposobu ogrzewania pomieszczeń skorzystano także w zamku krzyżackim w Malborku⁴⁾. Podobnym w założeniach systemem ogrzewania jest stosowany po modyfikacjach do dziś koreański *ondol*, w którym ciepło daje umieszczony pod podłogą piec⁵⁾. Ogrzewanie podłogowe znane było również w Syrii i w całym świecie islamu, stosowano je szczególnie wtedy, gdy była potrzeba ogrzewania łaźni.

Centralne ogrzewanie oparte na instalacji wodnej pojawiło się prawdopodobnie ok. XVIII wieku. Sposo-

bem tym ogrzewano cieplarnie i fermy drobiu we Francji, a pod koniec XVIII wieku powstały pierwsze, ogrzewane centralnie, budynki mieszkalne. Na początku XIX wieku – wieku pary wodnej – konstruowano parowe systemy grzewcze, a w pierwszą taką instalację wyposażono Instytut Królewski w Londynie⁶⁾.

Za wynalazcę systemu centralnego ogrzewania w 1855 r. opartego na sprężonej parze wodnej krązą-

Zapotrzebowanie na utrzymanie komfortu cieplnego było jednym z nieodzownych czynników umożliwiających rozwój cywilizacji

cej w systemie rur i grzejnikach uważa się inżyniera Franz San Galli⁷⁾, a wynaleziony przez niego grzejnik nazwany „ciepłą skrzynką” niewątpliwie przyczynił się do późniejszego rozwoju ciepłownictwa i ogrzewnictwa.

W Polsce pierwsze scentralizowane systemy ogrzewające kilka budynków powstały na przełomie wieków w kompleksie budynków obecnej Politechniki Warszawskiej (1899-1901) i w Szpitalu Dzieciątka Jezus (1897-1901)⁸⁾.

W latach międzywojennych, najpierw zespół budynków Politechniki Warszawskiej a później osiedle mieszkaniowe WSM na Żoliborzu, zostały podłączone do tak zwanych ciepłowni „zdalaczynnych”. Żoliborska ciepłownia miała moc 9,3 MW. Do 1939 r. urządzenia centralnego ogrzewania zainstalowane były w Warszawie zaledwie w ok. 10% ogółu budynków.

Po wojnie koncepcje odbudowy zniszczonego miasta zakładały wznoszenie osiedli mieszkaniowych od razu wyposażonych w nowoczesny system ogrzewania. Podstawowym źródłem ciepła miały być ciepłownie osiedlowe. Przewidywano zlokalizowanie wzdłuż Wisły sześciu elektrociepłowni o mocy do 700 MW każda oraz wybudowanie dziesięciu ciepłowni dzielnicowych o mocy od 11,5 do 17,5 MW.

W następnych latach zaniechano budowy ciepłowni dzielnicowych i opracowano koncepcję wprowa-

¹⁾ Artykuł jest zmodyfikowaną na potrzeby Biuletynu URE częścią Pracy dyplomowej autora, kończącą Studia podyplomowe pn. Nowoczesne systemy ciepłownicze na Wydziale Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej.

²⁾ dr inż. Maciej Chorzelski – wykład.

³⁾ <http://pl.wikipedia.org/wiki/Hypocaustum>

⁴⁾ Op. cit. 2.

⁵⁾ <http://pl.wikipedia.org/wiki/Ondol>

⁶⁾ <http://artelis.pl/artykuly/11848/historia-grzejnika>

⁷⁾ http://pl.wikipedia.org/wiki/Franz_San_Galli

⁸⁾ Op. cit. 2.

dzenia jednego scentralizowanego systemu energetycznego, zaopatrującego miasto w energię ciepłą. W ostatnich 10-15 latach, w krajach Europy Zachodniej (przede wszystkim Niemcy, Francja) i w Skandynawii obserwuje się dynamiczny rozwój scentralizowanych systemów zaopatrzenia miast w ciepło, jako bardziej ekonomicznych (mniejsze zużycie drogich paliw i ich efektywniejsze wykorzystanie), a tym samym – mniej zanieczyszczających środowisko. Scentralizowany system jest też bezpieczniejszy.

W 1953 r. rozpoczęła się przebudowa elektrowni kondensacyjnej na Powiślu w elektrociepłownię o mocy 230 MW. Pozwoliło to na wybudowanie pierwszego odcinka magistrali przesyłowej do Pałacu Kultury i Nauki. W następnym roku uruchomiono elektrociepłownię Żerań, dostarczającą energię ciepłą do prawobrzeżnej Warszawy. W 1960 r. oddano do użytku tunel ciepłowniczy pod dnem Wisły, doprowadzający ciepło z EC Żerań do nowych osiedli w północno-zachodniej części Warszawy (Żoliborz, Bielany, Młociny, Wola). Trzecie źródło – EC Siekierki – rozpoczęło pracę w 1964 r. i do dziś ogrzewa południowe dzielnice miasta (Mokotów, Ochota oraz część Śródmieścia). W 1973 r. Ciepłownię Wola – czwarte źródło ciepła – włączono do pracy w systemie warszawskim. Piątym źródłem ciepła jest Ciepłownia Kawęczyn, która rozpoczęła działalność w 1983 r., zasilając miejski system w niektórych wschodnich dzielnicach miasta (Saska Kępa, Gołław, Grochów⁹⁾).

Wraz z rozwojem miejskiej sieci ciepłowniczej w Warszawie, nastąpił rozwój ciepłownictwa także w innych dużych miastach Polski. Przełom lat 50. i 60. zapoczątkował rozwój sieciowych dostaw ciepła do ich mieszkańców. Scentralizowane systemy ciepłownicze, zarówno ze względów ekonomicznych, jak i w związku z mniejszym negatywnym wpływem na środowisko, w ostatnich kilkudziesięciu latach zdecydowanie wyparły ogrzewanie lokalne w Polsce (połowa ciepła wykorzystywanego do celów bytowych jest dostarczana poprzez sieć ciepłowniczą), a także w niektórych krajach europejskich¹⁰⁾.

Zaprezentowane w tab. 1 udziały pokazują procentowy stosunek ilości ciepła dostarczonego przez systemy ciepłownicze do całkowitego zapotrzebowania mieszkańców poszczególnych państw na zaopatrzenie w ciepło. W innych opracowaniach liczby te mogą się różnić. Na przykład opracowanie IGCP¹¹⁾ wskazuje na 47-procentowy udział przedsiębiorstw koncesjonowanych w dostawie ciepła przy finalnym

Tabela 1. Udział systemów ciepłowniczych w zaopatrzeniu w ciepło w wybranych państwach

Państwo	Udział systemu ciepłowniczego w całkowitym zapotrzebowaniu na ciepło
Islandia	95%
Dania	60%
Polska	52%
Estonia	52%
Szwecja	50%
Finlandia	49%
Słowacja	40%
Węgry	16%
Austria	12%
Niemcy	12%
Holandia	3%
Wielka Brytania	1%

Źródło: Perspektywy rozwoju systemów ciepłowniczych – prezentacja prof. nzw. dr. hab. inż. K. Wojdygi.

zapotrzebowaniu ok. 750 PJ. Różnice te mogą wynikać z przyjęcia do wyliczeń danych z różnych lat (termomodernizacja zmniejsza zapotrzebowanie na ciepło, a m.in. zmiana progu mocy zainstalowanej lub zamówionej dla związanego z obowiązkiem posiadania koncesji z 1 MW do 5 MW, spowodowała zmniejszenie się liczby przedsiębiorstw koncesjonowanych z 821 w 2004 r. do 577 w 2006 r.¹²⁾) Liczby te w związku z tym należy traktować poglądowo, mając na celu wskazanie rzędu wielkości i uświadomienie, że w Polsce prawie połowa mieszkańców ogrzewa się stosując w domach jednorodzinnych indywidualne kotły na różne paliwa (gaz ziemny, olej opałowy, propan-butan, węgiel kamienny, biomasę), korzysta także z lokalnych ciepłowni lub kotłowni osiedlowych, stosując elektryczne ogrzewanie podłogowe, a na obszarach wiejskich – paląc w piecach i kuchniach. W Wielkiej Brytanii dominuje ogrzewanie elektryczne, natomiast Islandia ze względu na możliwości geologiczne realizuje zaopatrzenie w ciepło na bazie źródeł geotermalnych.

Pół wieku kształtowania opłat za ciepło

W poprzednim systemie gospodarczym ceny paliw i energii były określane na podstawie ustawy o cenach, która upoważniała Ministra Finansów do ustalania cen urzędowych dla poszczególnych grup odbiorców i wprowadzania maksymalnych wskaźników wzrostu cen umownych, a Rada Ministrów była upoważniona do wprowadzania okresowego zakazu podwyższania cen umownych. Ceny ustalone na podstawie tych przepisów miały charakter cen

⁹⁾ http://www.spec.waw.pl/o_firmie/o_nas/historia/historia_wiecej

¹⁰⁾ Paweł Bogusławski, Urzędowa regulacja obrotu ciepłem – retrospekcja, problemy i propozycje rozwiązań, Biuletyn URE Nr 6/2009.

¹¹⁾ Jacek Szymczak, prezentacja Strefa Odbiorcy w ciepłownictwie, listopad 2008 r.

¹²⁾ Energetyka ciepła w liczbach – 2007, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa 2008.

urzędowych, a dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła stosowane były cenniki ustalane przez Państwową Komisję Cen, a później przez Ministra Finansów¹³⁾.

Wraz z zapoczątkowanym procesem transformacji systemu gospodarczego należało oczekiwać zmian idących w kierunku uzyskania prawidłowych relacji cen ciepła w stosunku do innych towarów, usług i dóbr konsumpcyjnych. Kontynuując ten proces należy mieć na uwadze, iż wzrost cen towarów, usług i dóbr konsumpcyjnych musi być skorelowany z możliwościami strony popytowej, gdyż w przeciwnym razie następuje wzrost napięć społecznych, opóźniających proces restrukturyzacji gospodarki. Wymaga to prowadzenia odpowiedniej polityki socjalnej, tak, by ochrona najniższej zarabiających lub bezrobotnych nie opóźniała procesów ekonomicznych związanych z regulacją poziomu cen, gdyż problemy osłony socjalnej powinny być rozwiązywane przez państwo (administrację rządową i samorządową), poprzez odpowiednie działanie pomocy społecznej oraz współpracując na zasadzie partnerstwa z organizacjami pozarządowymi, Kościołem Katolickim, innymi kościołami, związkami wyznaniowymi oraz osobami fizycznymi i prawnymi.

Ustawa – Prawo energetyczne¹⁴⁾, poprzez dyspozycję zawartą w art. 21 ust. 1 i 2, ustanowiła Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), centralnym organem administracji rządowej, realizującym zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji.

Kompetencje Prezesa URE określone w art. 23 ust. 2 ww. ustawy obejmują m.in. udzielanie koncesji, zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryfy dla ciepła ustalanych przez przedsiębiorstwa posiadające koncesje. Podstawową zasadą regulacji Prezesa URE, zawartą w art. 23 ust. 1 ww. ustawy, jest zmierzanie do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

W zakresie kształtowania taryf dla ciepła aktualnie obowiązuje rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁵⁾, popularnie zwane „rozporządzeniem taryfowym dla ciepła”. Przedsiębiorstwo energetyczne powinno ustalać taryfę zgodnie z zakresem wykonywanej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło, rodzajem odbiorców oraz charakterem ich zapotrzebowania na ciepło.

Ceny i stawki opłat ustala się na podstawie uzasadnionego, planowanego przychodu przedsiębiorstwa energetycznego, na który składają się:

- uzasadnione koszty wykonywania działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło,
- uzasadnione koszty modernizacji i rozwoju,
- koszty realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska,
- uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność przedsiębiorstwa.

Oceny kosztów dokonuje się na podstawie porównania jednostkowych kosztów planowanych z jednostkowymi kosztami historycznymi.

Taryfa dla ciepła

Obowiązek posiadania taryfy przez wszystkie przedsiębiorstwa ciepłownicze wynika bezpośrednio z § 4 ust. 1 i ust. 2 rozporządzenia taryfowego dla ciepła, natomiast obowiązek przedstawiania taryfy do zatwierdzenia przez Prezesa URE łączy się z obowiązkiem posiadania koncesji, który jest nałożony na przedsiębiorstwa transportujące ciepło dla odbiorców, którzy zamówili moc powyżej 5 MW (wynika to z art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne). Natomiast art. 47 ustawy – Prawo energetyczne nakłada na koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek przedłożenia Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia.

Jest to niewątpliwie kłopot dla przedsiębiorstwa, gdyż przede wszystkim należy ukształtować taryfę zgodnie z fundamentalnymi zasadami zawartymi w art. 44 i 45 ustawy – Prawo energetyczne oraz zgodnie ze szczegółowymi zasadami określonymi w rozporządzeniu taryfowym dla ciepła. Oprócz tego należy sformułować wniosek zawierający propozycję terminu obowiązywania taryfy, wnieść stosowną opłatę za złożenie wniosku i odpowiedzieć na ewentualne pytania urzędników prowadzących postępowanie administracyjne. Pytania często są szczegółowe, a zadawane w sposób formalny nie należą do przyjemności.

Natomiast po uzyskaniu swojego rodzaju „glejtu” z pieczęcią Prezesa URE, ceny i stawki opłat mają moc urzędową, z którą trudno dyskutować z pozycji odbiorcy ciepła. Dodatkowo należy wskazać, że ukształtowanie taryfy często uświadamia zarządowi przedsiębiorstwa o możliwości ograniczenia kosztów, o konieczności dokonania modernizacji i remontów, a czasami jest agitacją do przyszłych inwestycji. Dobrze, jeżeli jest traktowana jako plan przedsiębiorstwa wskazujący kierunki działań i możliwości rozwoju.

Technologia rur preizolowanych a straty ciepła

Ciepło powstaje nie tylko w wyniku spalania różnych materiałów, ale również przy wykonywaniu

¹³⁾ Witold Cherubin, *Pięć lat działalności regulacyjnej w zakresie zaopatrzenia w ciepło*, Biuletyn URE Nr 6/2004.

¹⁴⁾ Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jednolity – Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.).

¹⁵⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. Nr 193, poz. 1423).

pracy przez urządzenia mechaniczne lub elektryczne, w wyniku promieniowania słonecznego i reakcji chemicznych lub termojądrowych, a także w wyniku przemiany materii w organizmach żywych. Na ciepło można zamienić każdy rodzaj energii, natomiast ciepło tym różni się od innych rodzajów energii, że nie wykonuje pracy, a pojęcie energii cieplnej jest związane z chaotycznym ruchem cząsteczek, tworzących dany układ fizyczny, przy czym energia cieplna jest przekazywana w drodze wymiany ciepła, a jej miarą jest temperatura¹⁶⁾.

Wymiana ciepła może zachodzić między różnymi ośrodkami (gazem, cieczą, ciałem stałym), co powoduje, że ciepło ma właściwość przenikania przez materiały, z których zbudowane są drogi transportowe dla nośników ciepła i przegrody budowlane. Intensywność przenikania zależy od trzech podstawowych czynników:

- różnicy temperatur pomiędzy temperaturą po dwóch stronach rurociągu czy przegrody budowlanej (różnica pomiędzy temperaturą wewnętrzną i zewnętrzną),
- powierzchni wymiany ciepła (wymiarów geometrycznych – długości i średnicy rurociągu transportującego nośnik),
- właściwości termoizolacyjnych materiału, z którego wykonano rurociąg (przegrodę budowlaną).

Te czynniki wpływają na bezwzględne straty ciepła (wyrażane w jednostkach energii), które nie zależą od prędkości przepływu nośnika. Jednakże w celu dokonania oceny lub porównania ilości traconego ciepła należy posługiwać się pojęciem straty względnej, którą można opisać następującym wzorem:

$$Sc = \frac{Cw - Co}{Cw} \times 100\%$$

gdzie:

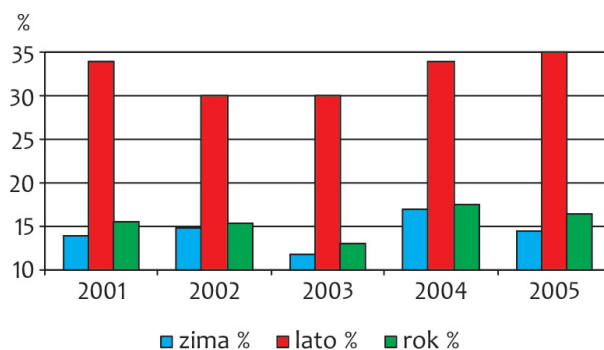
Sc – względna strata ciepła,

Cw – ciepło wytworzone (dostarczone do sieci),

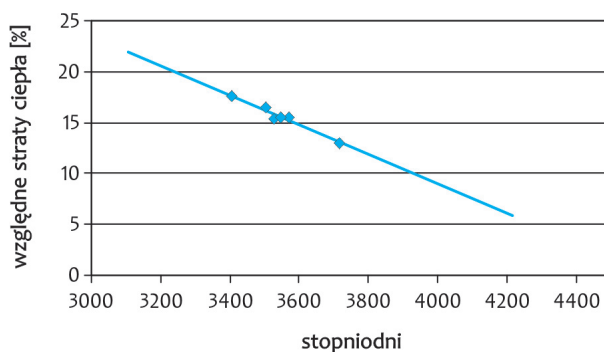
Co – ciepło odebrane (sprzedane odbiorcom).

Liczba określająca względne straty ciepła jest ściśle zależna od prędkości przepływającego w rurociągu nośnika. W skrajnym, całkowicie hipotetycznym przypadku, kiedy prędkość nośnika ciepła spadłaby do zera, w związku z dążeniem do wyrównania energii wewnętrznej (entalpii) – temperatura nośnika wyrównałaby się z temperaturą na zewnątrz rurociągu. Straty względne osiągnęłyby 100%, bo żadna dostawa ciepła do odbiorców nie zostałaby zrealizowana. Zdecydowanie zwiększone straty ciepła zaobserwować można latem, kiedy po-

mimo znacznie mniejszych różnic temperatur wewnątrz i na zewnątrz rurociągu, ze względu na małe zapotrzebowanie ciepła (wyłączone potrzeby centralnego ogrzewania, a ciepło jest dostarczane wyłącznie na potrzeby ciepłej wody użytkowej) i zmniejszoną w związku z tym prędkość nośnika, straty ciepła sięgają 35%.



Rysunek 1. Różnicowanie względnych strat ciepła w kolejnych latach (Źródło: Szczelność systemów ciepłowniczych, przyczyny i skutki braku szczelności – prezentacja prof. nzw. dr. hab. inż. K. Wojdygi)



Rysunek 2. Zależność strat ciepła od liczby stopniodni (Źródło: Szczelność systemów ciepłowniczych, przyczyny i skutki braku szczelności – prezentacja prof. nzw. dr. hab. inż. K. Wojdygi)

Oczywiście nie do pominięcia w ocenie intensywności przenikania ciepła są wilgotność i silne ruchy powietrza (wiatr). Wszystkie wymienione powyżej czynniki wpływają na to, że część transportowanego poprzez nośnik ciepła jest tracone, oprócz występujących strat ciepła także podczas jego transportu rurociągami, tracona jest moc cieplna.

Moc to praca wykonana w jednostce czasu i do jej określenia w urządzeniach wykonujących pracę mechaniczną, a także do określenia mocy energii elektrycznej, stosowane są specjalne mierniki (dynamometry i hamulce dynamometryczne oraz watomierze, obecnie w większości są to urządzenia elektroniczne). Moc cieplną należałoby określić jako ilość ciepła dostarczonego lub odebranego w jednostce czasu, którą można obliczyć według następujących algorytmów:

$$Q = Vz \times iz - Vp \times ip$$

$$N = \frac{Q}{T}$$

¹⁶⁾ Witold Cherubin, *Ustalanie strat mocy cieplnej w sieci ciepłowniczej*, Biuletyn URE Nr 5/2001.

gdzie:

- N – moc cieplna, średnia z okresu czasu T ,
 Q – ilość ciepła dostarczonego w danym okresie czasu,
 V_z – ilość nośnika ciepła dostarczonego w danym okresie czasu,
 V_p – ilość nośnika ciepła zwróconego w danym okresie czasu,
 iz – średnia entalpia nośnika ciepła dostarczonego w danym okresie czasu,
 ip – średnia entalpia nośnika ciepła zwróconego w danym okresie czasu,
 T – okres czasu, w którym trwało dostarczanie (pobór) ciepła.

Entalpia to wielkość fizyczna określająca ilość ciepła zawartą w jednostce masy nośnika ciepła o określonych parametrach, zależna jest od temperatury i ciśnienia. A więc straty mocy są to straty związane z mniejszą ilością ciepła, którą mogą otrzymać odbiorcy w danej jednostce czasu. Na skutek złego stanu technicznego rurociągów, wyciekając poprzez nieszczelności, tracony może być także nośnik ciepła¹⁷⁾.

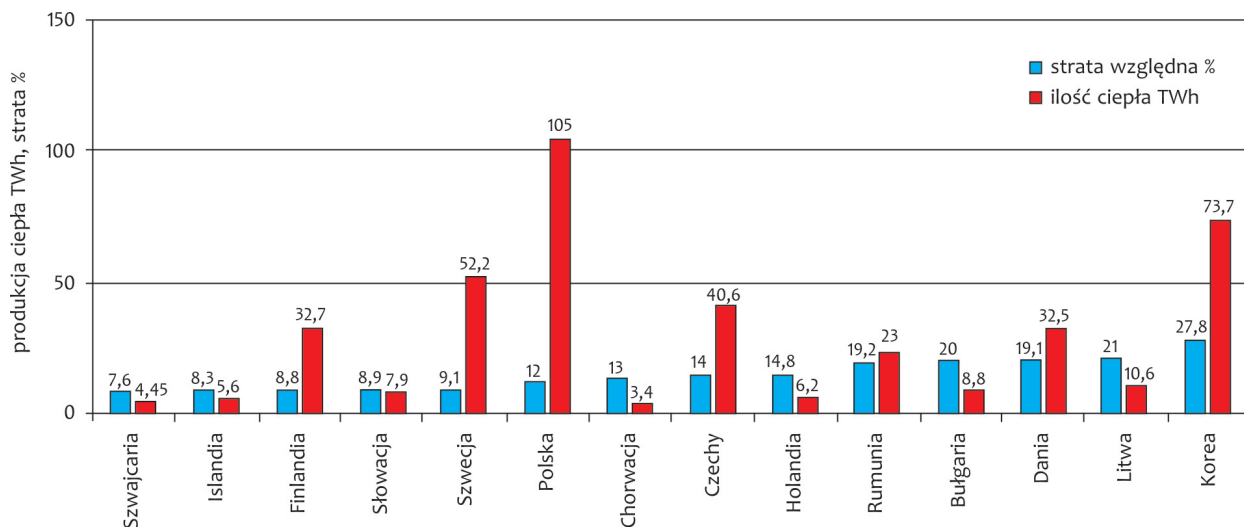
Pracownicy Urzędu Regulacji Energetyki (URE) analizując wnioski złożone do Prezesa URE w celu uzyskania zatwierdzenia taryfy dla ciepła, oceniają w czasie postępowania administracyjnego przedstawione koszty, które powinny zostać uznane jako „uzasadnione”, aby taryfa została zatwierdzona zgodnie z zasadami, o których mowa w art. 44-46 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowanie toczy się w związku z art. 30 ust. 1 ww. ustawy na podstawie Kodeksu postępowania administracyjnego¹⁸⁾.

Analizując możliwości ograniczenia strat ciepła możemy dojść do wniosku, że ze strony przedsiębiorstwa energetycznego jest możliwość oddziaływania tylko na niektóre z wymienionych parametrów:

- różnica temperatur jest zależna przede wszystkim od warunków atmosferycznych i zadanego komfortu cieplnego,
- powierzchnia wymiany ciepła jest przypisana do wymiarów geometrycznych elementów sieci,
- właściwości termoizolacyjne są ściśle związane z materiałem, z którego wykonano rurociąg i jego izolację.

Straty ciepła w związku z powyższym są różne dla poszczególnych systemów ciepłowniczych w kraju, ale można pokusić się również o zagregowanie danych i przedstawienie graficznie strat ciepła dla poszczególnych państw, w których systemy ciepłownicze mają duże znaczenie w zaopatrzeniu lokali bytowych w ciepło. Można z tego wyciągnąć wniosek, że tam, gdzie straty są niewielkie, sieci ciepłownicze są wykonane z materiału termoizolacyjnego o niskim współczynniku przenikalności cieplnej a gabaryty sieci są optymalnie dobrane do możliwości transportowania ciepła z jednej i potrzeb zaopatrywanych w ciepło mieszkańców – z drugiej strony. W przypadkach takich prawdopodobnie incydentalnie występuje tzw. przewymiarowanie sieci, często spotykane w Polsce.

Podczas prowadzonego postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy dla ciepła oceniane są m.in. koszty strat ciepła, mocy i nośnika. Zgodnie z § 16 pkt 3 lit. b rozporządzenia taryfowego dla ciepła – koszty, o których mowa w § 11, 14 i 15 rozporządze-



Rysunek 3. Straty ciepła w systemach ciepłowniczych w krajach europejskich (Źródło: Perspektywy rozwoju systemów ciepłowniczych – prezentacja prof. nzw. dr. hab. inż. K. Wojdygi)

¹⁷⁾ Op. cit. 16.

¹⁸⁾ Ustawa z 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z późn. zm.).

nia obejmują także koszty związane ze stratami mocy cieplnej, stratami ciepła i ubytkami nośnika ciepła podczas ich przesyłania. Dotychczasowe rozporządzenia taryfowe dla ciepła nie określały w sposób

normatywny strat ciepła ani ubytków nośnika. Poza szczególnymi przypadkami (ze względu na lokalny charakter rynków ciepłowniczych każdy wniosek rozpatrywany jest indywidualnie, z uwzględnieniem wielu czynników wpływających na podane we wniosku dane), koszty strat ciepła, które wykraczają powyżej 12% strat przesyłanego ciepła, nie powinny być uwzględniane jako koszt uzasadniony. Takie podejście związane jest przede wszystkim z dyspozycją art. 51 ustawy – Prawo energetyczne mówiącej o konieczności zapewnienia racjonalnego i oszczędnego zużycia paliw lub energii przy eksploatacji sieci. Ułatwieniem spełnienia tego wymogu i wskazaniem jako właściwego działania – monitorowanie stanu sieci, jest przepis § 22 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych¹⁹⁾, zwane dalej „rozporządzeniem systemowym”, nakładający na przedsiębiorstwo energetyczne obowiązek wykonywania okresowych analiz pracy sieci ciepłowniczych²⁰⁾.

Możliwości przedsiębiorstwa energetycznego związane ze zmniejszeniem strat ciepła (także w związku z tym strat mocy) i strat nośnika mogą być ukierunkowane na trzy aspekty:

- zmianę parametrów przewymiarowanych odcinków sieci,
- poprawę termoizolacyjności cieplnej odcinków sieci o wysokim współczynniku przenikalności ciepła,
- takie ułożenie sieci, które spowoduje maksymalne zmniejszenie różnicy temperatury pomiędzy warunkami panującymi w rurociągu a warunkami zewnętrznymi (szczelna zabudowa rurociągu).

Od początku lat 90. ubiegłego wieku w Polsce, a już w latach 70. w krajach zachodnich, powszechnie budowano rurociągi ciepłownicze w technologii rur preizolowanych²¹⁾. W tej technologii wszystkie trzy podstawowe czynniki wpływające na wielkość strat ciepła przesyłanego siecią ciepłowniczą, mogą być poprawione poprzez wymianę tradycyjnego, kanałowego sposobu ułożenia rurociągu na rurociąg w systemie preizolowanym. Podczas modernizacji, a najczęściej koniecznej wymiany nie nadających się do dalszej eksploatacji odcinków sieci, wszystkie możliwe do polepszenia parametry mogą być uwzględnione.

Technologia tradycyjna polegała na ułożeniu w kanale ziemnym rur stalowych, których termoizolację stanowiła wełna mineralna zabezpieczona blachą ocynkowaną. Tego rodzaju konstrukcja pomimo ułożenia w specjalnym kanale była narażona na uszkodzenia mechaniczne w pierwszej kolejności blaszanego zabezpieczenia, co powodowało szybsze przedostawanie się wilgoci do stalowych rur i korozję materiału. Wełna nie była idealnym materiałem termoizolacyjnym, a korozja rur powodowała perforacje prowadząc nie tylko do strat ciepła, ale także do wycieku nośnika.

W obecnej technologii produkuje się elementy preizolowane dla bezkanałowych sieci ciepłowniczych. Elementy preizolowane składają się z rury stalowej przewodowej umieszczonej centrycznie w płaszczu z rury polietylenowej. Wolna przestrzeń wypełniona jest sztywną pianką poliuretanową. Elementy wykonywane są w systemie zespolonym – pianka złączona jest z rurą przewodową oraz z płaszczem ochronnym²²⁾.

Tego rodzaju konstrukcja rurociągu przede wszystkim eliminuje technologię kanałową, co w znakomitym stopniu ułatwia ułożenie rurociągu bez koniecz-

Koszty strat ciepła, które wykraczają powyżej 12% strat przesyłanego ciepła, nie powinny być uwzględniane jako koszt uzasadniony

ności zabezpieczania kanału przed osuwaniem się ziemi. Drugim bardzo istotnym elementem ułożenia rur metodą bezkanałową jest bezpośrednie zasypanie ich ziemią, co zmniejsza różnice temperatury zewnętrznej i wewnętrznej, a więc prowadzi do zmniejszenia strat ciepła.

Kolejny pozytywny aspekt, to brak konieczności trzymania się ściśle wytyczonej trasy. Technologia bezkanałowa jest w tym względzie bardziej elastyczna. Specjalistyczny sprzęt umożliwia ułożenie rur bez konieczności kopania kanałów, co daje możliwość pokonania krótkich odcinków trasy rurociągu bez konieczności odkrywania nawierzchni, np. przeprowadzenie rur jezdnią bez zrywania asfaltu. Zastosowane materiały w rurach preizolowanych zmniejszają współczynnik przenikalności cieplnej oraz odporność na korozję. Rury preizolowane mogą być stosowane także w wodociągach, czy używane do transportu innych cieczy. Poniżej ilustracja z wyraźnie widocznym dodatkowym elementem, jakim jest grzałka umożliwiająca utrzymanie wyższej temperatury przy transporcie cieczy zwiększających swoją lepkość w niskich temperatu-

¹⁹⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. Nr 16, poz. 92).

²⁰⁾ Witold Cherubin, *Zasady ustalania taryf i rozliczeń z odbiorcami ciepła*, Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii, Warszawa 2000.

²¹⁾ Ewa Kręcielewska, Adam Smyk Budowa, *Montaż i eksploatacja rurociągów preizolowanych oraz badania elementów preizolowanych prowadzone w LB OBR SPEC, INSTAL 12/2008.*

²²⁾ Hanna Bindarowska, wykład i prezentacja.



Rysunek 4. Preizolowane rury z kablem grzewczym (Źródło: prezentacja do wykładu Hanny Bindarowskiej)

rach lub przy zagrożeniu wytrącenia się np. parafiny przy transporcie ropy, olejów, smarów.

Dzięki tej technologii ograniczenie strat ciepła na przesyle mogło być realizowane poprzez następujące aspekty charakteryzujące tę technologię:

- wraz ze zmianą sieci na preizolowaną – wymianę izolacji termicznej stosowanej w sieci kanałowej podatnej na zawilgocenia, na bardzo szczelnie zamkniętą izolację rur preizolowanych,
- możliwość zastosowania grubszej warstwy izolacji,
- stosowanie izolacji poliuretanowej, która oprócz niskiego współczynnika przenikalności cieplnej poddaje się rozwiązaniom ograniczającym starzenie się materiału,
- coraz większe możliwości zastępowania systemów wysokoparametrowych systemami niskoparametrowymi,
- stosowanie wielorurowych systemów przewodowych umieszczonych w jednym płaszczu osłonowym²³⁾.

W nawiązaniu do ostatniego punktu powyżej, mówiąc o różnorodności systemów rur preizolowanych, należałoby rozróżnić:

- Ze względu na budowę izolacji:
 - rury preizolowane zespolone – izolacja wiąże trwale zewnętrzną rurę osłonową z wewnętrzną rurą przewodową – izolacja jednowarstwowa, wykonana z pianki poliuretanowej (PUR) – przeznaczone do pracy ciągłej w temperaturach 120-130°C lub rzadziej z pianki poliizocyanuranowej (PIR) – do temperatur ~ 160°C,
 - rury ślizgowe – izolacja związana z płaszczem osłonowym przesuwana się po rurze przewodowej – izolacja zwykle dwuwarstwowa – wewnętrzna z wełny mineralnej lub wełny z włókien szklanych, zabezpieczająca zewnętrzną warstwę z pianki PUR lub PIR przed bezpośrednim wpływem temperatury czynnika.

- Ze względu na przeznaczenie:
 - rury do budowy rurociągów układanych bezpośrednio w gruncie – z płaszczem osłonowym z polietylenu,
 - rury do budowy rurociągów naziemnych – z rurą osłonową typu „spiro” z taśmy stalowej ocynkowanej, aluminiowej lub ze stali odpornej na korozję,
 - rury preizolowane ze stalową rurą przewodową – do budowy rurociągów wysokoparametrowych,
 - rury do budowy rurociągów niskoparametrowych – z rurą przewodową z miedzi i tworzyw sztucznych.
- Ze względu na budowę rury stalowej:
 - tradycyjne, sztywne rury preizolowane z przewodową rurą stalową ze szwem, ze stali węglowej niskostopowej,
 - giętkie rury preizolowane z przewodową cienkościenną rurą falistą ze stali odpornej na korozję, z rurą przewodową wykonaną z polietylenu PEX, miedzi lub polibutylenu. (Takie rury mają kolosalną zaletę – umożliwienie zmiany trasy rurociągu bez dodatkowych kształtek. Możliwość układania z kilkudziesięciometrowego zwoju daje komfort układania rurociągu bez wykonywania na budowie połączeń, co zwiększa prawdopodobieństwo bezawaryjnej eksploatacji. Istotna jest także zdolność do samokompensacji.)
- Ze względu na liczbę rur zamkniętych jedną izolacją:
 - z jedną rurą przewodową,
 - z dwoma rurami przewodowymi,
 - z czterema rurami przewodowymi w jednej izolacji – tylko wykonane z polibutylenu i PEX.
- Ze względu na metodę produkcji:
 - „rura w rurze” – to najpopularniejsza metoda produkcji rur preizolowanych polegająca na wtrysku pianki do obszaru pomiędzy rurą przewodową i rurą osłonową,
 - metoda „półciąga” – to technologia umożliwiająca wyprodukowanie rur preizolowanych o dowolnych grubościach izolacji, którą nakłada się stosując formę z rury stalowej, a po jej zdjęciu nawija się na izolację płaszcz osłonowy,
 - metoda „conti” – nie stosowana w Polsce – polega na jednoczesnym formowaniu izolacji z barierą antydyfuzyjną i wytłaczaniu płaszcza osłonowego²⁴⁾.

Jednak przy wielu zaletach, przede wszystkim na etapie budowy (koszty i tempo wykonania inwestycji), technologia ta ma istotną wadę – budowa i eksploatacja sieci preizolowanych wymaga podwyższonego poziomu technologicznego i organizacyjnego

²³⁾ Ireneusz Iwko, *Sposoby ograniczania strat ciepła w sieciach ciepłowniczych w aspekcie stosowania rur preizolowanych o różnych rodzajach izolacji*, INSTAL 9/2009.

²⁴⁾ Op. cit. 21.

zmuszając do dochowania dużo większej staranności przy wykonywaniu rurociągu preizolowanego niż przy budowie sieci kanałowej. Tylko staranność wykonania rurociągu preizolowanego na każdym etapie począwszy od projektu, poprzez produkcję, transport materiałów, wykonanie robót budowlano-montażowych, właściwy nadzór a także rzetelną dokumentację powykonawczą może zapewnić gwarantowaną, bezawaryjną, trzydziestoletnią pracę²⁵⁾. Dlatego, aby zapewnić sobie możliwość skutecznej ewentualnej reklamacji, najkorzystniej jest podpisywać na wykonanie rurociągu umowy kompleksowe.

Wężły ciepłone – kierunki zmian

Podgrzany nośnik przez jednostkę wytwórczą ciepła i dostarczony siecią ciepłowniczą do odbiorcy nie może być dostarczany bezpośrednio do grzejników umieszczonych w mieszkaniach konsumentów ciepła w budynkach wielolokalowych. Nie może też być wykorzystywany do bezpośredniego użycia jako ciepła woda użytkowa. Nośnik ciepła jest specjalnie uzdatniany, aby nie narażać sieci i instalacji na zniszczenie (korozja), a koszt uzdatnienia nośnika jest wysoki. Drugim czynnikiem uniemożliwiającym stosowanie nośnika ciepła płynącego siecią do bezpośredniego użycia w gospodarstwach domowych są jego wysokie parametry (ciśnienie, prędkość przepływu), które przed dostawą ciepła do wewnętrznej instalacji budynku powinny być zmienione. Zamiana parametrów nośnika ciepła dostarczanego z przyłącza oraz regulacja ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych zachodzi w połączonych ze sobą urządzeniach i instalacji noszących nazwę węzłów cieplnych. W węźle cieplnym odbywa się również pomiar ilości ciepła dostarczonego do odbiorcy. W węźle także znajduje się automatyka pogodowa dostosowująca parametry nośnika ciepła do panującej temperatury zewnętrznej poprzez regulację jakościową (zmienna temperatura) lub ilościową (zmienny przepływ). Jeżeli węzeł zasilają jeden obiekt, mamy do czynienia z indywidualnym węzłem cieplnym, w przypadku zasilania z jednego węzła wielu obiektów – węzeł nosi nazwę grupowego.

W związku z dążeniem odbiorców do zmniejszenia mocy zamówionej oraz zwiększenia komfortu korzystania z posiadanych urządzeń, co wiąże się z zindywidualizowanym zarządzaniem wielkością i charakterem odbieranego medium, pojawiły się na rynku węzły kompaktowe.

Sprzedawane węzły kompaktowe dobierane są do indywidualnych potrzeb właściciela (lub zarządzającego) domu i charakteryzują się ekonomicznością, trwałością, estetyką, łatwością obsługi i oszczędno-

ścią energii. Producenci tych węzłów dążą do osiągnięcia jak najmniejszych rozmiarów urządzeń, przy równoczesnym osiągnięciu dużej wydajności, sprawności, bezpieczeństwa i funkcjonalności. Najczęściej węzły takie składają się z elementów produkowanych przez kilka firm. Coraz większe znaczenie w tych urządzeniach ma elektronika. Zakres oferowanej mocy węzłów kompaktowych: od kilkudziesięciu kW do kilku MW.

Nowoczesne węzły mają budowę modułową, a urządzenia umieszczone są na samonośnej, lekkiej konstrukcji. Układy te, w zależności od potrzeb, można ze sobą dowolnie konfigurować²⁶⁾.

Kolejną nowością ostatnich kilku lat proponowaną budownictwu wielorodzinnemu są małe węzły ciepłone noszące na rynku nazwę „logoterm”, reklamowane jako zapewniające niskie nakłady inwestycyjne i eksploatacyjne oraz upraszczające do minimum konflikty przy rozliczaniu kosztów dostawy ciepła poprzez sugestię lokatorom ponoszenia opłat

**Kolejną nowością”
ostatnich kilku lat
proponowaną
budownictwu
wielorodzinnemu
są małe węzły
ciepłone noszące
na rynku nazwę
„logoterm”**

za faktycznie zużytą przez nich energię. Logoterm są urządzeniami służącymi do „docentralnego” przygotowania ciepłej wody użytkowej i regulacji temperatury w pomieszczeniu. Takie rozwiązanie może być zastosowane wyłącznie w budynkach, gdzie wewnętrzna instalacja zasilająca jest poprowadzona poprzez piony na klatkach schodowych.

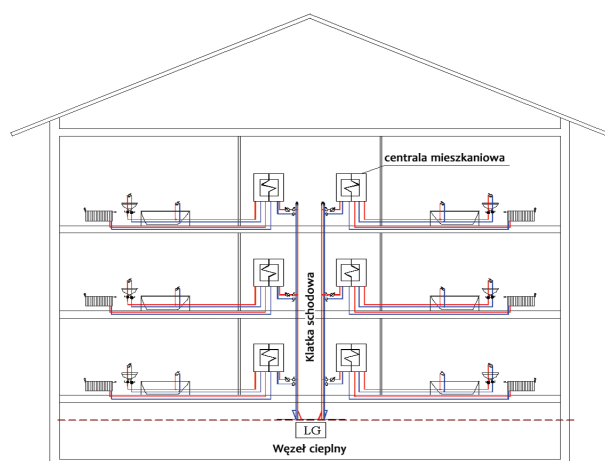
Ograniczenie liczby pionów grzejnych do dwóch (zasilanie i powrót ze źródła ciepła) oraz pionu wody zimnej jest niewątpliwym aspektem pozytywnym w nowobudowanych obiektach. Jednak logoterm nie można stosować tam, gdzie sposobem tradycyjnym piony grzejne zostały poprowadzone poprzez izby w lokalach. Dzięki zastosowaniu logoterm wyeliminowany został pion recyrkulacyjny i zasobnik ciepłej wody użytkowej, co jest na pewno wymierną korzyścią inwestycyjną i eksploatacyjną.

Poza swoimi niewątpliwymi zaletami, logoterm nie spełniają jednak oczekiwań zarządzających budynkami, a także wprowadzają w błąd nieuświadomionych lokatorów. Pomimo nadziei niektórych zarządców nieruchomości, możliwości logoterm nie uwolnią ich od obowiązku rozliczania kosztów ciepła na poszczególne lokale budynku wielolokalowe-

²⁵⁾ Paweł Uznański, *Sieci ciepłownicze preizolowane – istotne „szczegóły”*, INSTAL 9/2009.

²⁶⁾ <http://systemyogrzewania.pl/Wiadomo%C5%9Bci/Kompaktowe-w%C4%99z%C5%82y-ciepne-19650.html>

go. Dostawa ciepła do odbiorcy i obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego z tym związane kończą się na granicy własności, która zwykle przebiega na zaworach odcinających w tradycyjnym, wysokoparametrowym węźle cieplnym. Źródłem ciepła nadal pozostać może lokalna kotłownia, co w przypadku eksploatacji źródła przez przedsiębiorstwo energetyczne, w niczym nie zmienia obowiązków tego przedsiębiorstwa i odbiorcy ciepła (każdego, kto zgodnie z art. 3 pkt 13 otrzymuje lub pobiera ciepło od przedsiębiorstwa energetycznego na podstawie umowy z tym przedsiębiorstwem)²⁷⁾.



LG – licznik główny w węźle cieplnym – przed granicą własności
Centrale mieszkaniowe – własność właściciela obiektu
Granica własności to pierwsze od strony węzła cieplnego zawory odcinające węzeł od instalacji budynku

Rysunek 5. Schemat instalacji wielolokalowego obiektu z miniwęzłami cieplnymi (Źródło: prezentacja Prezesa Krzysztofa Wierzbę i Dyrektora Artura Wegnersa ze Szczecińskiej Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. na warsztatach poświęconych rozliczeniom ciepła „Strefa odbiorcy”, Lublin, maj 2008)

Przy rozliczeniach kosztów dostawy ciepła, należy bowiem mieć na uwadze tę cechę ciepła, która pozwala przenikać przez przegrody budowlane. Poza tym należy pamiętać, że źródeł ciepła wokół nas jest wiele: telewizor, lodówka, kuchenka mikrofalowa, piekarnik, kuchenka do gotowania, żelazko do prasowania ... Ba, nawet sami jesteśmy źródłem ciepła. A więc bilans nie może być zamykany tak, jak to się dzieje przy innych mediach – dostawa jest równa poborowi. Przy cieple konieczne jest wzięcie pod uwagę, iż dostawa ciepła odczytana na wbudowanym urządzeniu pomiarowym w logoterminie, to nie całe ciepło, za które przyjdzie nam zapłacić. Rozliczający musi wziąć pod uwagę ciepło na ogrzanie klatki schodowej i innych pomieszczeń wspólnych oraz straty ciepła, które występują nie tylko przy otwartych drzwiach klatki schodowej. Straty wystę-

pują również przy dobrej termoizolacji budynku i należytych staraniach lokatorów. Tylko, że wtedy są mniejsze. Usytuowanie mieszkania w bryle budynku także ma wpływ na pobierane ciepło. Ci lokatorzy, którzy z dwóch stron mają ciepłolubnych sąsiadów, a im wystarczy temperatura 18°C, mogą nie pobierać ciepła. Wystarczy to, co przeniknie przez ściany od sąsiadów. Tylko liczniki sąsiadów wskażą większą dostawę ciepła, niż gdyby trzy mieszkania miały zbliżone oczekiwania komfortu cieplnego. Niekiedy zarówno lokatorzy, jak i zarządzający budynkiem chcieliby, aby umowa sprzedaży ciepła została zawarta przez przedsiębiorstwo ciepłownicze bezpośrednio z lokatorami. W ten sposób ciężar rozliczeń zostałby przerzucony na przedsiębiorstwo ciepłownicze. Zdarza się, że budujący nowe osiedle, warunkuje złożenie wniosku o przyłączenie wyrażeniem zgody na rozliczanie lokatorów przez przedsiębiorstwo ciepłownicze.

Rozpatrując od strony prawnej możliwości takiego rozliczania, przede wszystkim należy mieć na uwadze art. 5 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, iż dostarczanie paliw gazowych lub energii (w tym ciepła) odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7 ustawy, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu. Umowa sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy, powinna zawierać co najmniej postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Warunkiem koniecznym zawarcia umowy sprzedaży ciepła i umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła, jest uzyskanie przez odbiorcę przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetycznego, od którego wymaga się zawarcia ww. umów.

Zgodnie z powołanym art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający za-

²⁷⁾ <http://logoterma.pl/>

warcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub odmowy zawarcia umowy sprzedaży, podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci lub o zawarcie umowy sprzedaży ma możliwość złożenia wniosku o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia wyżej wymienionych umów, na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Dopiero w postępowaniach administracyjnych dotyczących indywidualnych przypadków, możliwe jest dokonanie oceny zasadności odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetycznego lub odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła. W przypadku niekorzystnego dla wnioskodawcy rozstrzygnięcia sporu decyzją wydaną przez Prezesa URE w tego rodzaju sprawie, stronom przysługuje odwołanie od tej decyzji, które rozpatrywane jest przez Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Dla oceny przypadków dotyczących odmowy sprzedaży ciepła bezpośrednio na rzecz lokatorów w budynku wielolokalowym, istotne znaczenie ma treść art. 5a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w myśl którego przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane do zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa na wniosek tego odbiorcy.

Z przepisu tego wynika, że przedsiębiorstwo energetyczne nie ma prawnego obowiązku zawierania umów kompleksowych o dostarczanie ciepła z podmiotami, które nie są przyłączone do sieci tego przedsiębiorstwa. Osoby zajmujące lokale w budynkach wielolokalowych otrzymują ciepło za pomocą instalacji odbiorczych i nie są przyłączone do sieci przedsiębiorstwa energetycznego. Nie ma jednak w przepisach zakazu zawierania umów, na podstawie których przedsiębiorstwo energetyczne będzie dokonywać rozliczeń za dostarczone do budynku ciepło, bezpośrednio z tymi osobami. Jednak w przypadku odmowy zawarcia takiej umowy rozstrzygnięcie sporu będzie poza kompetencjami Prezesa URE.

Zgodnie z definicjami zamieszczonymi w rozporządzeniu systemowym, a także w rozporządzeniu taryfowym:

- *sieć ciepłownicza* – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do przesyłania i dystrybucji ciepła ze źródeł ciepła do węzłów cieplnych;
- *przyłączy* – odcinek sieci ciepłowniczej doprowadzający ciepło wyłącznie do jednego węzła cieplnego albo odcinek zewnętrznych instalacji odbiorczych za grupowym węzłem cieplnym lub źródłem ciepła, łączący te instalacje z instalacjami odbiorczymi w obiektach;

- *węzeł cieplny* – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do zmiany rodzaju lub parametrów nośnika ciepła dostarczanego z przyłącza oraz regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych;
- *grupowy węzeł cieplny* – węzeł cieplny obsługujący więcej niż jeden obiekt;
- *instalacja odbiorcza* – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do transportowania ciepła lub ciepłej wody z węzłów cieplnych lub źródeł ciepła do odbiorników ciepła lub punktów poboru ciepłej wody w obiekcie;
- *zewnętrzna instalacja odbiorcza* – odcinki instalacji odbiorczych łączące grupowy węzeł cieplny lub źródło ciepła z instalacjami odbiorczymi w obiektach, w tym w obiektach, w których zainstalowany jest grupowy węzeł cieplny lub źródło ciepła;
- *obiekt* – budowla lub budynek wraz z instalacjami odbiorczymi.

Ustawa – Prawo energetyczne w art. 4 ust. 1 nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii (a zatem także ciepła), obowiązek utrzymywania zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w te paliwa lub energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych. Również rozporządzenie systemowe poprzez § 20 nakłada na przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutora ciepła eksploatującego sieć ciepłowniczą, obowiązek zapewnienia utrzymania zdolności tej sieci do realizacji

Przedsiębiorstwo energetyczne nie ma prawnego obowiązku zawierania umów kompleksowych o dostarczanie ciepła z podmiotami, które nie są przyłączone do sieci tego przedsiębiorstwa

dostaw ciepła w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych.

A więc to przedsiębiorstwo energetyczne odpowiada za jakość, ciągłość i niezawodność dostaw ciepła do granicy własności swojej infrastruktury. W przypadku końcowego odcinka przepływu nośnika ciepła, jest to co do zasady instalacja odbiorcza, która jako część składowa nieruchomości, stanowi także własność właściciela budynku. Przedsiębiorstwo energetyczne w takim przypadku nie może ponosić odpowiedzialności za właściwą jakość dostaw ciepła instalacją, która nie jest jego własnością, gdyż

nie ma – co do zasady – możliwości utrzymania tej infrastruktury w należyтым stanie technicznym, a co za tym idzie zawarcie przedmiotowej umowy może nastąpić wyłącznie na zasadzie dobrowolności. Przedsiębiorstwo energetyczne może także przyjąć w eksploatację instalację odbiorczą, jednakże kwestie te powinny być uregulowane w odrębnej umowie.

Z dotychczasowej praktyki wynika, że istnieją przypadki zawierania pomiędzy poszczególnymi lokatorami budynku wielolokalowego a przedsiębiorstwem energetycznym odrębnych umów na gruncie cywilnoprawnym, na zasadzie art. 353¹ Kodeksu cywilnego, w celu rozliczenia dostawy ciepła do budynku na poszczególne lokale. We wszystkich znanych przypadkach, zamówiona moc cieplna ustalana jest przez właściciela lub zarządzającego całym obiektem, z uwzględnieniem definicji zawartych w § 2 pkt 13 i 18 rozporządzenia taryfowego, a więc dla całego obiektu, do którego dostarczane jest ciepło, jako największa moc cieplna, jaka w danym obiekcie wystąpi w warunkach obliczeniowych, która zgodnie z określonymi w odrębnych przepisach warunkami technicznymi oraz wymaganiami technologicznymi dla tego obiektu jest niezbędna do zapewnienia:

- pokrycia strat ciepła w celu utrzymania normatywnej temperatury i wymiany powietrza w pomieszczeniach,
- utrzymania normatywnej temperatury ciepłej wody w punktach czerpalnych,
- prawidłowej pracy innych urządzeń lub instalacji.

Regułą jest, iż podstawą rozliczeń za dostawę ciepła w omawianych przypadkach jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego na przyłączy do węzła cieplnego lub do zewnętrznych instalacji odbiorczych albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji określonych w umowie. Przyjęcie takich zasad powoduje, że zawarcie odrębnej umowy – stanowiącej podstawę

rozliczeń pomiędzy lokatorami budynku wielolokalowego a przedsiębiorstwem energetycznym, nie stoi w sprzeczności z § 30 ust. 1 i § 32 pkt 2 rozporządzenia taryfowego. Jest to konieczność podyktowana właściwością ciepła, które dąży do przenikania przez przegrody budowlane. A więc w budynkach, które posiadają mini węzły cieplne zwane logotermami, zamontowane układy pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiają obliczenia zużytej energii cieplnej, a umożliwiają tylko dokładne obliczenie ilości dostarczonego ciepła. Przy założeniu zawarcia umów sprzedaży ciepła pomiędzy przedsiębiorstwem ciepłowniczym a poszczególnymi lokatorami w budynkach wielolokalowych, koniecznym (przy obliczaniu ilości dostarczonego ciepła wyłącznie na podstawie wskazań licznika ciepła zainstalowanego przed każdym lokalem) jest ustalenie ilości ciepła, które ogrzewa części wspólne obiektu (klatki schodowe, piwnice, strychy) oraz strat ciepła na zewnętrznej instalacji odbiorczej.

Węzły ciepłownicze i sieci ciepłownicze, to jedna strona systemu ciepłowniczego służąca do przesyłania i dystrybucji ciepła. Po drugiej stronie stoją źródła, które wytwarzają ciepło. Pozostała część pracy, w której autor odnosi się do możliwości ekonomizacji kosztów wytwarzania ciepła, a także wskazuje konieczność zmian spowodowanych przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej i prezentuje swoją wizję przyszłości dla ciepłownictwa w dwóch scenariuszach – ukaże się w kolejnym Biuletynie URE.

Paweł Bogusławski
Naczelnik Wydziału ds. analiz i gospodarki
ciepłowniczej w Departamencie Przedsiębiorstw
Energetycznych URE



Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz na stronę Biuletynu Informacji Publicznej URE:

www.bip.ure.gov.pl

Prawny model zabezpieczenia wdrożenia obowiązkowego publicznego obrotu energią

dr Filip Elżanowski

Styczniowa nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła wiele zmian o kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce. Ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw wprowadziła do ustawy – Prawo energetyczne art. 49a, który nakłada na wytwórców obowiązek dokonywania obrotu określoną ilością wyprodukowanej energii elektrycznej za pośrednictwem giełd towarowych, rynków regulowanych, internetowych platform handlowych lub otwartych przetargów. W założeniu przepis ten ma wpłynąć na poprawę warunków konkurencji na rynku energii i przyczynić się do jego liberalizacji. Jednak skutek działań wytwórców i spółek obrotu realizacja tego celu może opóźnić się o kilka lat.

Art. 49a ust. 1 wprowadza przedmiotowy obowiązek w najszerszym spektrum, ponieważ odnosi się do wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej. Na wskazane przedsiębiorstwa nałożony został obowiązek dokonywania sprzedaży 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym. W zakresie giełd towarowych nowelizacja odsyła do ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, natomiast w odniesieniu do rynków regulowanych – do ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.

Natomiast art. 49a ust. 2 dotyczy całości energii elektrycznej wytworzonej w danym roku przez wytwórców mających prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Przepis ten w odniesieniu do 85% energii wyprodukowanej przez te przedsiębiorstwa daje możliwość dokonania jej sprzedaży nie tylko na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym, ale również na internetowej platformie handlowej i w drodze otwartego przetargu.

Postanowienia zawarte w art. 49a zaczną obowiązywać po upływie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej (art. 22 ustawy o zmianie

ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw). Ponadto do art. 49a odnosi się jeszcze jeden przepis o charakterze przejściowym, który wyłącza spod obowiązku wynikającego z art. 49a ust. 1 i 2 energię elektryczną sprzedaną do dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej (art. 19 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw). Wprowadzenie tego przepisu może prowadzić do obejścia przez wytwórców obowiązku z art. 49a ust. 1 i 2. W tym celu wytwórcy przed dniem wejścia w życie nowelizacji mogli zawrzeć ze spółkami obrotu długoterminowe umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Definicja umowy sprzedaży zawarta jest w art. 535 Kodeksu cywilnego, zgodnie z którym przez umowę sprzedaży sprzedawca zobowiązuje się przenieść na kupującego własność rzeczy i wydać mu

rzecz, a kupujący zobowiązuje się rzecz odebrać i zapłacić sprzedawcy cenę. W rozumieniu Kodeksu cywilnego rzeczami są przedmioty materialne, ale zarówno orzecznictwo sądów polskich, jak i unijnych oraz doktryna zakwalifikowało do kategorii rzeczy energię elektryczną. Pogląd taki wyraził ETS m.in. w wyroku z 27 kwietnia 1994 r. w sprawie *Gemeente Almelo*

„Styczniowa nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła wiele zmian o kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce

i inni przeciwko Energiebedrijf Ijsselmij (C-393/92) oraz w wyroku z 23 października 1997 r. w sprawie *Komisja Europejska przeciwko Republice Włoskiej (C-158/94)*. Zatem umowa sprzedaży uwzględniająca *essentialia negotii* wynikające z przepisów Kodeksu cywilnego (przede wszystkim w zakresie uiszczenia ceny) oraz specyfikę energii elektrycznej jako towaru jest ważna i została zawarta zgodnie z przepisami obowiązującego prawa.

Energia elektryczna sprzedana na podstawie wspomnianych umów długoterminowych zawartych przez wytwórców ze spółkami obrotu została tym samym wyłączona spod zakresu obowiązku publicznej i jawnej sprzedaży (art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne). Rozpatrując omawiany przypadek na płaszczyźnie wykładni literalnej, umowy takie zostały zawarte zgodnie z przepisami prawa, a sprzedana na ich podstawie energia elektryczna została tym samym wyłączona spod zakresu obowiązku z art. 49a ust. 1 i 2. W związku z tym przedmiotowy obowiązek został spełniony, a Prezes URE nie ma w tym zakresie kompetencji do ukarania takiego przedsiębiorstwa sankcją na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne.

Zastosowanie reguły wykładni funkcjonalnej do art. 19 ustawy nowelizującej w związku z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne prowadzi jednak jednoznacznie do wniosku, że umowy takie zostały zawarte niezgodnie z prawem i że stanowią próbę obejścia przepisów art. 49a ust. 1 i 2. Przepis przejściowy, który wyłącza spod obowiązku publicznego obrotu energię elektryczną sprzedaną do dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej, ma na celu realizację podstawowej zasady państwa prawa, tj. *lex retro non agit* (prawo nie działa wstecz). Zakaz retroakcji w stosunku do umów energii elektrycznej zawartych przed dniem wejścia w życie nowelizacji ma w swym założeniu chronić przedsiębiorców przed sytuacją zaskoczenia przez nowe przepisy prawa, których zastosowanie wymaga od nich przygotowania się do realizacji nowych obowiązków (tym bardziej, że niespełnienie tych obowiązków opatrzone jest poważną sankcją o charakterze finansowym).

Zawarcie przez wytwórców energii długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej niewątpliwie wypacza sens i cel art. 19 ustawy nowelizującej. Wypaczenie to jest tym bardziej rażące w przypadku sprzedaży energii na podstawie umów długoterminowych nie odbiorcom, lecz spółkom obrotu, które po dniu wejścia w życie obowiązków wynikających z art. 49a ust. 1 i 2 będą mogły sprzedać zaku-

pioną od wytwórców energię z pominięciem trybów przewidzianych w ustawie – Prawo energetyczne.

W związku z tym kompetencja do zbadania i oceny tej sytuacji należała będzie do Prezesa URE jako organu regulacyjnego nadzorującego funkcjonowanie rynku energii elektrycznej w Polsce. Prezes URE będzie mógł przeprowadzić we wskazanym zakresie postępowanie rozpoznawcze, kontrolę, postępowanie dowodowe i zakończyć wskazaną procedurę wydaniem decyzji administracyjnej. Wskutek przeprowadzonego postępowania Prezes URE może stwierdzić naruszenie przepisu art. 49a ust. 1 i 2, co wypełnia dyspozycję art. 56 ust. 1 pkt 32 i w związku z art. 56 ust. 3 stanowi przesłankę do wymierzenia przez Prezesa URE sankcji. Sankcja taka ma charakter finansowy – Prezes URE może nałożyć na przedsiębiorstwo, które zawarło długoterminową umowę sprzedaży energii elektrycznej przed dniem wejścia w życie ustawy nowelizującej karę finansową w wysokości do 15% przychodu osiągniętego w poprzednim roku finansowym.

Jednak, jak już wspomniano wyżej, umowy takie nie są obarczone wadą nieważności i Prezes URE nie ma kompetencji do ich unieważnienia. Do Prezesa URE należało będzie dokonanie rozstrzygnięcia, czy długoterminowe umowy sprzedaży energii elektrycznej zawarte przez wytwórców ze spółkami obrotu przed dniem wejścia w życie nowelizacji stanowią obejście prawa i czy wytwórcy, którzy zawarli takie umowy powinni zostać ukarani sankcją finansową.

Całość komentarza do znowelizowanego brzmienia ustawy – Prawo energetyczne, w tym do art. 49a, ukaże się nakładem wydawnictwa Lexis Nexis.



dr Filip Elżanowski
Wspólnik Zarządzający
A. Horyńska & Wspólnicy Kancelaria Prawna
Spółka Komandytowa

OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 16 grudnia 2009 r.

w sprawie raportu zawierającego analizę realizacji celów ilościowych i osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii

(M. P. z dnia 12 lutego 2010 r. Nr 7, poz. 64)

Na podstawie art. 9f ust. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.²⁾) ogłasza się w załączniku do obwieszczenia raport zawierający analizę re-

alizacji celów ilościowych i osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664.

Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki
z dnia 16 grudnia 2009 r. (poz. 64)

Minister Gospodarki

RAPORT

zawierający analizę realizacji celów ilościowych i osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii

Warszawa, listopad 2009 r.

1. Podstawa prawna

Raport wypełnia dyspozycję art. 9f ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), a także zobowiązania wynikające z art. 3 ust. 3 dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. WE L 283 z 27.10.2001, str. 33; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 121, z późn. zm.), zwanej dalej „dyrektywą 2001/77/WE”. Zgodnie z postanowieniami artykułu 3 ust. 3 dyrektywy 2001/77/WE państwa członkowskie Unii Europejskiej publikują po raz pierwszy nie później niż do dnia 27 października 2003 r., a w okresie późniejszym – co dwa lata, raport zawierający analizę wykonania krajowych celów wskaźnikowych produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Przedmiotowy raport obejmuje lata 2007-2008 z uwzględnieniem danych za lata 2005-2008 dla przedstawienia szerszej perspektywy czasowej umożliwiającej analizę realizacji celów ilościowych osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

2. Cele raportu

Celem niniejszego raportu jest analiza i ocena skuteczności podjętych środków realizacyjnych dotyczących promocji wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE), z uwzględnieniem podjętych działań wynikających z zobowiązań dotyczących zmian klimatycznych.

Do najważniejszych zadań polityki energetycznej Polski należy: zapewnienie niezawodności dostaw paliw i energii, wzrost konkurencyjności gospodarki oraz minimalizacja negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko. Jednym z elementów

przyczyniających się do realizacji tych priorytetów jest zwiększenie wykorzystania odnawialnych zasobów energii, co w rezultacie prowadzi do zmniejszenia zależności gospodarki kraju od importowanych nośników energii oraz redukcji zanieczyszczeń powietrza przez uniknięcie emisji zanieczyszczeń powstających w przypadku wykorzystania konwencjonalnych nośników energii.

Celem strategicznym polityki energetycznej Polski jest zwiększenie wykorzystania odnawialnych zasobów energii i uzyskanie 7,5% udziału energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto w 2010 r. i dalsze jego zwiększanie do 2020 r. Ponadto należy podkreślić, że dla rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii zasadnicze znaczenie ma pakiet klimatyczno-energetyczny, będący realizacją konkluzji Rady Europejskiej z marca 2007 r. Jednym z głównych elementów pakietu jest dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16). Zakłada ona zwiększenie udziału energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w bilansie energii finalnej Unii Europejskiej do 20% w 2020 r., przy czym dla Polski udział ten ma wynosić 15%. Jednocześnie wszystkie państwa członkowskie powinny zwiększyć udział energii odnawialnej w transporcie do 10% w 2020 r.

Zakładany udział energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii jest zgodny z indykatywnym celem ilościowym ustalonym dla Polski w dyrektywie 2001/77/WE.

Zgodnie z art. 9f ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (a także w celu ujednolicenia prezentowanych danych statystycznych) przedmiotowy raport został sporządzony na podstawie informacji przekazanych przez Urząd Regulacji Energetyki oraz Ministerstwo Środowiska.

3. Wartości celów wskaźnikowych

Procentowy udział energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, w Polsce, w całkowitym krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto, prowadzący do osiągnięcia celu indykatywnego w 2010 r. zgodnie z dyrektywą 2001/77/WE, przedstawiono w tabeli 1.

4. Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Źródła wykorzystujące energię biomasy (uprawy energetyczne, biomasa leśna, odpady rolnicze i przemysłowe), biogazu, wiatru oraz płynącej wody mają według ocen ekspertów największy potencjał do

Tabela 1. Udział procentowy energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w całkowitym krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto, według założonych celów

Rok	Udział energii elektrycznej z OZE [%]
2001	1,9
2002	2,0
2003	2,2
2004	2,3
2005	2,5
2006	3,0
2007	3,9
2008	5,0
2009	6,2
2010	7,5

wykorzystania w Polsce w ramach istniejących mechanizmów wsparcia. Obecnie technologie wykorzystujące energię słońca, z powodu niskiej efektywności ekonomicznej w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej, mogą odgrywać istotną rolę przede wszystkim w produkcji ciepła oraz w systemach wyspowych, nieprzyłączonych do krajowego systemu elektroenergetycznego. W dalszej perspektywie przewiduje się także wykorzystanie zasobów geotermalnych do produkcji energii elektrycznej.

W tabeli 3 (str. 17) przedstawiono moc zainstalowaną w poszczególnych technologiach wykorzystujących odnawialne źródła energii od 2005 r. do 2008 r.

Udział energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach w krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto w Polsce wzrósł z 2,58% w 2005 r. do 4,20% w 2008 r.

Ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w odnawialnych źródłach i jej udział w zużyciu energii elektrycznej brutto w latach 2005-2008 przedstawia tabela 2.

Tabela 2. Udział energii elektrycznej z OZE w krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto w latach 2005-2008

	2005	2006	2007	2008
Produkcja energii elektrycznej w OZE [TWh]	3,761	4,222	5,230	6,447
Zużycie energii elektrycznej w Polsce [TWh] ³⁾	145,7	150,8	154,0	153,4
Udział energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych [%]	2,58	2,80	3,40	4,20

W 2008 r. udział energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w Polsce zwiększył się w stosunku do 2005 r., przy czym wzrost nie był równomierny w ciągu tych czterech lat. Wzrost nastąpił w dużej mierze w ciągu ostatnich 2 lat, co było

³⁾ Źródło – Agencja Rynku Energii SA.

Tabela 3. Moc zainstalowana OZE w latach 2005-2008

Lp.	Rodzaj jednostki wytwórczej		Rok 2005	Rok 2006	Rok 2007	Rok 2008
			Moc zainstalowana w MW	Moc zainstalowana w MW	Moc zainstalowana w MW	Moc zainstalowana w MW
1	Elektrownie wytwarzające z biogazu	wytwarzające z biogazu z oczyszczalni ścieków		11,113	15,536	19,688
		wytwarzające z biogazu rolniczego	31,972	0,741	0,741	1,366
		wytwarzające z biogazu składowiskowego		24,907	29,422	33,561
2	Elektrownie wytwarzające z biomasy	wytwarzające z biomasy z odpadów leśnych, rolniczych, ogrodowych		0,790	0,790	5,210
		wytwarzające z biomasy mieszanej	189,79	0,000	0,000	3,580
		wytwarzające z biomasy z odpadów przemysłowych drewnopochodnych i celulozowo-papiern.		238,000	254,600	223,200
3	Elektrownie wiatrowe	zlokalizowane na lądzie	83,280	152,559	287,909	451,090
4	Elektrownie wodne	przepływowe do 0,3 MW		42,523	43,271	42,778
		przepływowe do 1 MW		41,723	41,723	44,525
		przepływowe do 5 MW		129,525	129,525	132,513
		przepływowe do 10 MW	852,495	47,780	47,780	48,280
		przepływowe powyżej 10 MW		289,800	289,800	289,800
		przepływowa z członem pompowym		382,680	382,680	382,680
5	Elektrownie wykorzystujące technologię współspalania*	paliwa kopalne i biomasa	-	-	-	-
		paliwa kopalne i biogaz				
RAZEM			1 157,537	1 362,141	1 523,777	1 678,271

* W przypadku instalacji wykorzystujących technologię współspalania w elektrowniach konwencjonalnych dokonywana jest zmiana warunków wykonywanej działalności – co powoduje zmianę koncesji. Ze względu na duże przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

Tabela 4. Ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w poszczególnych technologiach odnawialnych źródeł energii w latach 2005-2008 [GWh]

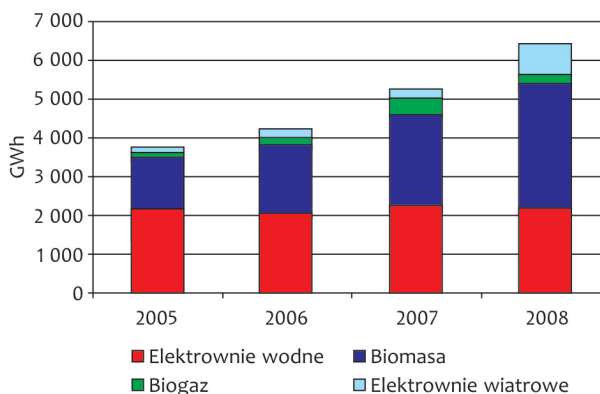
Rodzaj źródła	2005	2006	2007	2008
Elektrownie wodne	2 176	2 030	2 253	2 153
Biomasa	1 345	1 818	2 343	3 267
Biogaz	105	117	162	221
Elektrownie wiatrowe	135	257	472	806
Ogółem	3 761	4 222	5 230	6 447

spowodowane funkcjonowaniem mechanizmu zielonych certyfikatów, który stworzył korzystne warunki dla inwestycji w odnawialne źródła energii. W 2006 r. produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii po raz pierwszy przekroczyła 4 TWh, a w roku 2008 już 6 TWh. Ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w poszczególnych technologiach odnawialnych źródeł energii od 2005 r. przedstawia tabela 4 oraz rysunek 1.

Struktura wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem zasobów odnawialnych w latach 2005-2008 wskazuje, że największy udział w wy-

tworzeniu tej energii mają elektrownie i elektrociepłownie wykorzystujące energię biomasy oraz elektrownie wodne. Ponadto coraz istotniejszą rolę odgrywają źródła wykorzystujące wiatr oraz biogaz.

W latach 2005-2008 nastąpił znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł wykorzystujących energię biomasy i wiatru.

**Rysunek 1.** Ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w poszczególnych technologiach odnawialnych źródeł energii w latach 2005-2008 [GWh]

5. Działania w zakresie realizacji zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych dotyczących ochrony klimatu

Polska od lat redukuje emisję gazów cieplarnianych. Głównym czynnikiem ograniczającym emisję było zmniejszenie zużycia energii pierwotnej w gospodarce narodowej o około 30% w stosunku do bazowego 1988 r. Jednocześnie zmieniała się struktura wykorzystywanych paliw w kierunku ograniczenia zużycia węgla oraz wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Niemniej jednak wymaga zaznaczenia, iż w latach 1988-2007 występowały okresy, w których emisja gazów cieplarnianych, na skutek intensywnego rozwoju gospodarczego, wzrastała.

W tabeli 5 przedstawiono krajową inwentaryzację emisji gazów cieplarnianych w latach 1988-2007.

Emisja netto dwutlenku węgla obliczana jest przez odjęcie bilansu emisji i pochłaniania tego gazu dla kategorii 5 wymienionej w powyższej tabeli – Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo od sumarycznej emisji ze wszystkich pozostałych kategorii. Zgodnie z zaleceniami konwencji UNFCCC, emisję CO₂ przedstawiono zarówno z uwzględnieniem, jak i bez uwzględnienia wartości dla kategorii 5 (tabele 5 i 6). Ponadto, zgodnie z metodyką IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), w inwentaryzacji nie wliczono do bilansu krajowego emisji CO₂ z biomasy. Dla gazów innych niż CO₂ wyniki inwentaryzacji można przedstawić – dla porównania – w jednostkach ekwiwalentu CO₂ przy wykorzystaniu odpowiednich wartości Globalnego Potencjału Ocieplenia (GWP), które dla metanu wynosi 21, zaś dla podtlenku azotu 310. Jak przedstawiono w tabeli 6,

Tabela 5. Krajowa inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych w latach 1988-2007 według kategorii IPCC [Gg ekw. CO₂]⁴⁾

Kategoria	1988	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂
1. Energia	469 594,85	309 212,02	319 324,67	319 252,94	315 453,29	324 617,45	321 704,33
2. Procesy przemysłowe	33 495,82	19 598,14	22 665,71	23 546,81	29 423,30	31 539,69	33 299,29
3. Użytkowanie rozpuszczalników i innych produktów	1 006,46	664,25	647,39	704,67	705,75	705,75	733,04
4. Rolnictwo	51 225,04	33 710,48	32 978,42	32 376,32	32 947,601	34 504,18	35 039,64
5. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	- 32 926,48	- 29 777,64	- 30 847,42	- 34 101,15	- 35 373,61	- 40 504,79	- 40 497,08
6. Odpady	14 188,25	8 307,67	8 187,10	8 111,10	8 078,10	7 924,90	8 105,11
Suma – netto z kategorią 5	536 583,96	341 714,91	352 955,88	349 890,69	351 234,43	358 787,18	358 384,32

Tabela 6. Krajowa inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych w latach 1988-2007 według gazów [Gg ekw. CO₂]⁵⁾

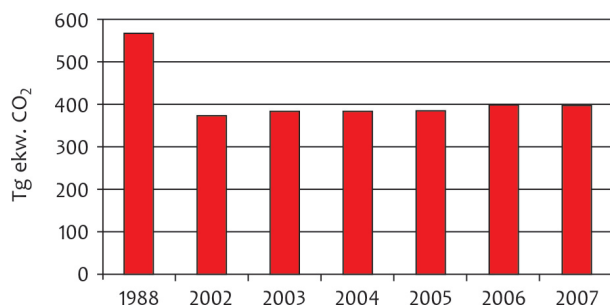
Zanieczyszczenie	1988	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂	Gg ekw. CO ₂
CO ₂ – netto z kategorią 5	436 669,74	273 628,21	283 828,79	280 860,94	280 490,89	286 716,67	285 389,93
CO ₂ – bez kategorii 5	469 604,46	305 692,58	317 000,42	317 296,81	318 215,84	329 599,11	328 274,74
CH ₄ – netto z kategorią 5	58 950,17	38 169,98	38 655,78	38 274,31	38 537,37	38 768,08	38 610,59
CH ₄ – bez kategorii 5	58 942,68	35 885,93	36 336,04	35 942,13	36 188,82	36 393,24	36 225,29
N ₂ O – netto z kategorią 5	40 665,57	28 119,67	28 259,18	28 300,26	28 899,81	30 158,44	30 748,22
N ₂ O – bez kategorii 5	40 664,81	28 116,99	28 254,70	28 297,72	28 897,02	30 155,62	30 745,80
HFC ₅	15,72	1 486,04	1 912,03	2 146,66	3 018,32	2 844,22	3 327,01
PFC ₅	252,24	286,59	278,39	285,08	259,95	269,75	276,65
SF ₆	30,53	24,42	21,72	23,43	28,09	30,02	31,92
Suma – netto z kategorią 5	536 583,96	341 714,91	352 955,88	349 890,69	351 234,43	358 787,11	358 384,32
Suma – bez kategorii 5	569 510,43	371 492,55	383 803,31	383 991,84	386 608,04	399 291,97	398 881,41

⁴⁾ Źródło – KASHUE – Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych za rok 2007, Raport wykonany na potrzeby Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz Protokołu z Kioto.

⁵⁾ Źródło – KASHUE – Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych za rok 2007, Raport wykonany na potrzeby Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz Protokołu z Kioto.

w 2007 r. dominującą pozycję w emisji krajowej ma dwutlenek węgla (bez kategorii 5) 82,3%, udział metanu i podtlenku azotu (bez kategorii 5) jest znacznie mniejszy, odpowiednio 9,1% i 7,7%. Udziały wszystkich gazów przemysłowych stanowią niewielki udział w krajowej emisji gazów cieplarnianych (łącznie ok. 0,9%).

Tabela 6 przedstawia krajową inwentaryzację emisji gazów cieplarnianych w latach 1988-2007 według gazów, natomiast rysunek 2 przedstawia emisję gazów cieplarnianych (bez kategorii 5 wymienionej w tabeli 5) w latach 1988-2007.



Rysunek 2. Emisje gazów cieplarnianych (bez kategorii 5 wymienionej w tabeli 5) w latach 1988-2007 [Tg ekw. CO₂]⁶⁾

6. Poszczególne rodzaje odnawialnych źródeł energii

6.1. Energia biomasy

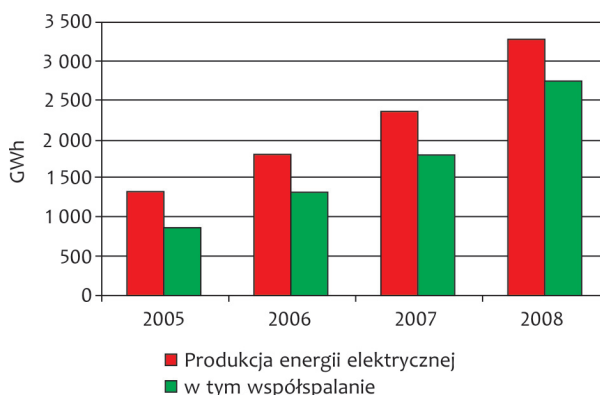
W instalacjach wykorzystujących biomasę w 2008 r. wytworzono 3,267 TWh energii elektrycznej. W stosunku do 2005 r. nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej z tego zasobu o 1,922 TWh, co oznacza blisko 2,5-krotny wzrost produkcji. W najbliższych latach przewidywany jest dalszy wzrost produkcji energii elektrycznej w tych źródłach, spowodowany przede wszystkim rozwojem generacji rozproszonej w oparciu o skojarzoną produkcję energii elektrycznej i ciepła. Wykorzystanie biomasy w procesie współspalania powinno w coraz większym stopniu obejmować biomasę odpadową i z upraw energetycznych, w związku z tym wprowadzono mechanizmy wymuszające stosowanie w tej technologii biomasy innej niż biomasa pochodzenia leśnego (rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązk

Tabela 7. Produkcja energii elektrycznej oraz moc zainstalowana w instalacjach wykorzystujących biomasę w latach 2005-2008⁷⁾

Biomasa	2005	2006	2007	2008
Produkcja energii elektrycznej [GWh]	1 345	1 818	2 343	3 267
w tym współspalanie	875	1 314	1 797	2 752
Moc zainstalowana [MW]	190	239	255	232

potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. Nr 156, poz. 969)). Biomasa pochodzenia leśnego powinna być w pierwszej kolejności wykorzystywana w przemyśle drzewnym, celulozowo-papierniczym i płytowym.

W tabeli 7 oraz na rysunku 3 przedstawiono wielkość produkcji energii elektrycznej oraz moc zainstalowaną w instalacjach wykorzystujących biomasę w Polsce.



Rysunek 3. Produkcja energii elektrycznej w instalacjach wykorzystujących biomasę w latach 2005-2008

6.2. Energia wodna

Elektrownie wodne są obok źródeł wykorzystujących energię biomasy najistotniejszym producentem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Potwierdzeniem tego jest ponad 30% udział energetyki wodnej w energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w roku 2008. Niemniej jednak wymaga zaznaczenia, iż udział ten gwałtownie się obniża, co związane jest z dynamicznym rozwojem innych rodzajów odnawialnych źródeł energii (w tym przede wszystkim energetyki wiatrowej). W 2008 r. produkcja energii elektrycznej pochodząca z elektrowni wodnych była mniejsza niż w poprzednim roku, co było związane z mniejszą ilością opadów i z ich rozkładem w ciągu roku. W najbliższych

⁶⁾ Źródło – KASHUE – Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych za rok 2007, Raport wykonany na potrzeby Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz Protokołu z Kioto.

⁷⁾ Dane dotyczą tylko jednostek dedykowanych, bez uwzględnienia instalacji współpalających, ze względu na duże przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji.

Tabela 8. Moc zainstalowana w elektrowniach wodnych w latach 2005-2008

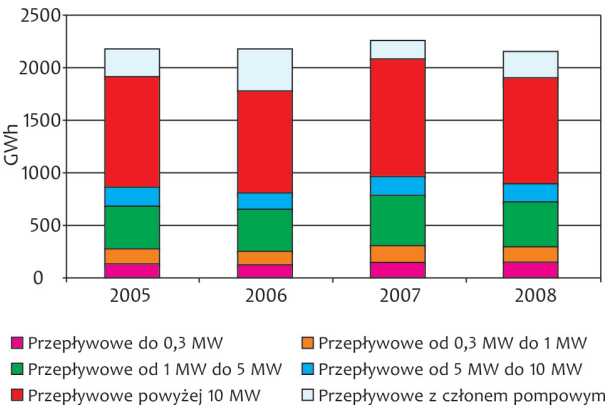
Lp.	Rodzaj elektrowni wodnej	Moc zainstalowana (MW)			
		2005 r.	2006 r.	2007 r.	2008 r.
1	Przepływowe do 0,3 MW		42,5	43,3	42,8
2	Przepływowe od 0,3 MW do 1 MW		41,7	41,7	44,5
3	Przepływowe od 1 MW do 5 MW		129,5	129,5	132,5
4	Przepływowe od 5 MW do 10 MW		47,8	47,8	48,3
5	Przepływowe powyżej 10 MW		289,8	289,8	289,8
6	Przepływowe z członem pompowym		382,7	382,7	382,7
Razem		852,5	934,0	934,8	940,6

Tabela 9. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wodnych w latach 2005-2008 w Polsce

Lp.	Rodzaj elektrowni wodnej	Ilość energii (GWh)			
		2005 r.	2006 r.	2007 r.	2008 r.
1	Przepływowe do 0,3 MW	124,7	116,9	146,2	139,8
2	Przepływowe od 0,3 MW do 1 MW	150,2	137,2	162,1	158,9
3	Przepływowe od 1 MW do 5 MW	413,9	396,1	479,0	427,7
4	Przepływowe od 5 MW do 10 MW	157,1	152,3	176,3	168,6
5	Przepływowe powyżej 10 MW	1 063,7	977,4	1 120,5	1 010,5
6	Przepływowe z członem pompowym	266,0	249,9	168,6	247,3
Razem		2 175,6	2 029,8	2 252,7	2 152,8

latach spodziewany jest przyrost mocy przede wszystkim w małych elektrowniach wodnych. Budowa nowych dużych elektrowni wodnych w Polsce jest bowiem wysoce utrudniona z uwagi na duże nakłady inwestycyjne, niezbędne przy tego typu projektach, oraz uwarunkowania środowiskowe.

Moc zainstalowaną w elektrowniach wodnych w latach 2005-2008 przedstawia tabela 8. Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w elektrowniach wodnych przedstawia tabela 9, a jej graficzne odzwierciedlenie – rysunek 4.



Rysunek 4. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wodnych w latach 2005-2008 w Polsce

6.3. Energia wiatrowa

W latach 2005-2008 nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych ze 135 GWh do blisko 806 GWh, a moc zainstalowana

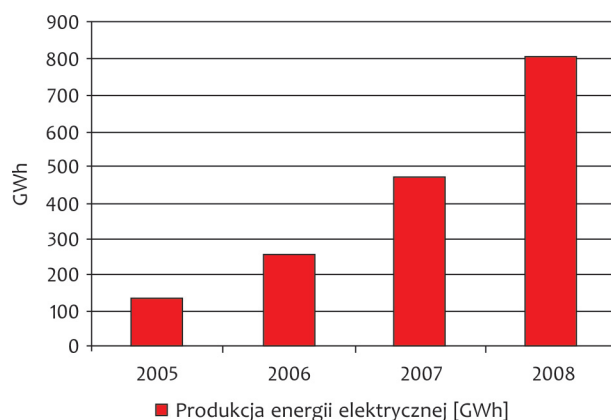
elektrowni wiatrowych zwiększyła się aż 5-krotnie (z 83,3 MW do 451,1 MW). Osiągnięty w 2008 r. poziom 806 GWh stanowił 12,6% energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i 0,52% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto, ale prognozuje się, że udział elektrowni wiatrowych w produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2010 r. wyniesie ok. 24%⁸⁾. Należy podkreślić, iż rozwój energetyki wiatrowej planowany jest zarówno na lądzie, jak i na morzu. Wstępne dane obejmujące okres I połowy 2009 r. dotyczące zarówno mocy zainstalowanej, jak i produkcji energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych wskazują, iż nadal utrzymywana jest duża dynamika rozwoju w przedmiotowym obszarze.

Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej oraz moc zainstalowaną w elektrowniach wiatrowych w Polsce przedstawiają tabela 10 oraz rysunek 5 (na str. 21).

Tabela 10. Moc zainstalowana oraz produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych w Polsce w latach 2005-2008

Elektrownie wiatrowe	2005	2006	2007	2008
Moc zainstalowana [MW]	83,3	152,6	287,9	451,1
Produkcja energii elektrycznej [GWh]	135,3	257,0	472,1	805,9

⁸⁾ Źródło – Prognoza Zapotrzebowania na Paliwa i Energię do 2030 roku. Załącznik 2 do projektu Polityki energetycznej Polski do 2030 roku.



Rysunek 5. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych w Polsce w latach 2005-2008

6.4. Energia biogazu

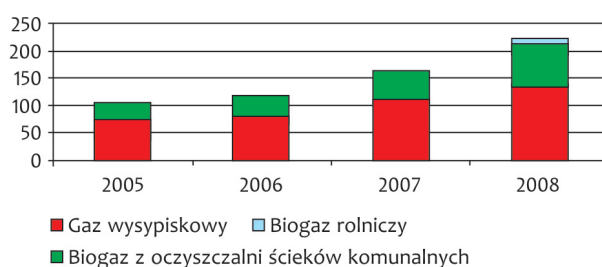
Produkcja energii elektrycznej z biogazu od 2005 r. wzrosła ponad dwukrotnie ze 105 GWh do 221 GWh w 2008 r. Wytwarzanie energii elektrycznej z biogazu odbywa się z biogazu składowiskowego (wysypiskowego), biogazu z fermentacji osadów ściekowych w oczyszczalniach ścieków oraz biogazu z biogazowni rolniczych. Perspektywnym kierunkiem wykorzystania biogazu, oprócz produkcji energii elektrycznej i ciepła (przede wszystkim w kogeneracji), jest wykorzystanie go jako paliwa transportowego. Na dzień 31 grudnia 2008 r. zainstalowane były 103 elektrownie biogazowe (w tym: elektrownie wytwarzające energię elektryczną z biogazu z oczyszczalni ścieków – 35, elektrownie wytwarzające energię elektryczną z biogazu składowiskowego – 66, elektrownie wytwarzające energię elektryczną z biogazu rolniczego – 2)⁹⁾.

Największe ilości biogazu pozyskiwane są z substratu składowiskowego (wysypiskowego) oraz z oczyszczalni ścieków. W ostatnich latach wzrosła także produkcja energii elektrycznej i ciepła w biogazowniach rolniczych. Przewiduje się, że w przyszłości będzie następował rozwój źródeł tego typu, wykorzystujących jako paliwo nie tylko odchody zwierzęce, ale także surowce rolnicze (biomasa z upraw energetycznych), produkty uboczne rolnictwa, produkty uboczne lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej. Ze względu na największy potencjał energetyczny (wytwarzanie biogazu o parametrach jakościowych gazu ziemnego wysokometanowego) biogazownie rolnicze mogą stać się w dłuższej perspektywie czasowej dominującym kierunkiem rozwoju tego nośnika energii.

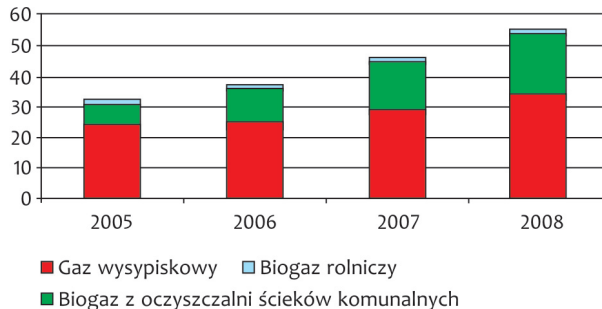
Tabela 11 przedstawia wielkość zainstalowanej mocy w instalacjach wykorzystujących biogaz oraz ilość energii elektrycznej wytworzonej w tych źródłach, a jej graficzne odzwierciedlenie – rysunek 6 i 7.

Tabela 11. Produkcja energii elektrycznej oraz moc zainstalowana w instalacjach wykorzystujących biogaz w Polsce w latach 2005-2008

Biogaz	2005	2006	2007	2008
Produkcja energii elektrycznej [GWh]	105	117	162	221
Gaz wysypiskowy	74	80	111	139
Biogaz z oczyszczalni ścieków komunalnych	30	35	48	74
Biogaz rolniczy	1	2	3	8
Moc zainstalowana [MW]	32	37	46	55
Gaz wysypiskowy	24	25	29	34
Biogaz z oczyszczalni ścieków komunalnych	7	11	16	20
Biogaz rolniczy	1	1	1	1



Rysunek 6. Produkcja energii elektrycznej w instalacjach wykorzystujących biogaz w Polsce w latach 2005-2008



Rysunek 7. Moc zainstalowana w instalacjach wykorzystujących biogaz w Polsce w latach 2005-2008

6.5. Fotowoltaika

Wielkość mocy zainstalowanej ogniw fotowoltaicznych w Polsce jest niższa od 1 MW, a większość źródeł nie jest przyłączona do sieci elektroenergetycznej. Obecnie udział fotowoltaiki w całkowitej produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych ze względu na bardzo wysokie koszty inwestycyjne jest znikomy, a wykorzystanie fotowoltaiki ogranicza się do celów specjalnych. Nowe osiągnięcia w zakresie technologii fotowoltaicznych, np. w zakresie efektywnej kosztowo produkcji ogniw cienkowarstwowych, mogą spowodować, że w przyszłości energia z tego typu źródeł będzie odgrywała większą rolę w strukturze produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

⁹⁾ Źródło – Urząd Regulacji Energetyki.

7. Promocja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

Od dnia 1 października 2005 r. funkcjonuje w Polsce system wsparcia produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii. Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii bądź uiszczenia opłaty zastępczej. Wprowadzony w Polsce system wsparcia, będący formułą tzw. zielonych certyfikatów, jest mechanizmem rynkowym sprzyjającym optymalnemu rozwojowi i konkurencji. Rozdzielając świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych od energii fizycznej, umożliwiono obrót na giełdzie prawami majątkowymi wynikającymi z tych świadectw.

Uzupełnieniem tego mechanizmu, jako konsekwencja rozdzielenia fizycznego przepływu energii elektrycznej od świadectw pochodzenia, jest obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne pełniące rolę sprzedawcy z urzędu całej energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych, przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania danego sprzedawcy z urzędu, po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym.

Bardzo istotnym elementem wsparcia energii odnawialnej jest także zwolnienie od podatku akcyzowego energii wytworzonej w OZE.

Ważnym czynnikiem wpływającym na rozwój energetyki odnawialnej są także regulacje prawne umożliwiające pozyskanie na inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii dotacji i preferencyjnych kredytów, udzielanych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz wojewódzkie fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej. Środki z tych funduszy zgodnie z ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150,

z późn. zm.) są przeznaczane m.in. na wspomaganie działalności wspierającej wykorzystanie lokalnych źródeł energii odnawialnej oraz pomoc przy wprowadzaniu bardziej przyjaznych dla środowiska nośników energii.

Dodatkowym wsparciem energetyki odnawialnej jest możliwość uzyskania dofinansowania ze środków unijnych, przede wszystkim z Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko”, w szczególności w ramach Priorytetu IX „Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna”. Zgodnie z tym Programem nastąpić ma zmniejszenie oddziaływania sektora energetyki na środowisko, a także podwyższenie sprawności wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii, poprawy efektywności energetycznej w procesie użytkowania energii oraz wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych.

W ramach powyższego priorytetu działaniem o największym znaczeniu dla rozwoju odnawialnych źródeł energii jest działanie 9.4 „Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych” oraz działanie 9.6 „Sieci ułatwiające odbiór energii ze źródeł odnawialnych”.

Dodatkowo przewiduje się możliwość udzielenia wsparcia na rozwój przemysłu produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej, w oparciu o Priorytet X „Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii”, a w szczególności o działanie 10.3 „Rozwój przemysłu dla odnawialnych źródeł energii”. Wsparcie jest kierowane na budowę nowoczesnych linii technologicznych wytwarzających urządzenia wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej i ciepła ze źródeł odnawialnych.

Ponadto wsparcie finansowe ze środków unijnych można otrzymać w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych (RPO), za które odpowiedzialne są zarządy poszczególnych województw. Dofinansowanie mogą uzyskać projekty związane z budową jednostek wykorzystujących wszystkie znane rodzaje energii odnawialnej. Regiony stosują konkursową procedurę wyłaniania dofinansowania wspomnianych projektów. Wniosek aplikacyjny może być złożony jedynie w terminie wskazanym w ogłoszeniu o naborze wniosków, który ukazuje się na stronie internetowej instytucji wdrażającej RPO.

USTAWA

z dnia 9 kwietnia 2010 r.

o udostępnianiu informacji gospodarczych i wymianie danych gospodarczych¹⁾

(Dz. U. z dnia 14 maja 2010 r. Nr 81, poz. 530)

(fragment)

Rozdział 1

Przepisy ogólne

Art. 1.1. Ustawa określa zasady:

- 1) udostępniania informacji gospodarczych dotyczących wiarygodności płatniczej;
- 2) wymiany danych dotyczących wiarygodności płatniczej z instytucjami dysponującymi takimi danymi mającymi siedzibę w państwach członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronach umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
- 3) tworzenia i działania biura informacji gospodarczej;
- 4) ujawniania, przechowywania, aktualizacji i usuwania informacji gospodarczych;
- 5) nadzoru nad biurem informacji gospodarczej.

2. Informacje gospodarcze udostępnia się osobom trzecim nieoznaczonym w chwili przeznaczania tych informacji do udostępniania.

3. Przepisów ustawy nie stosuje się do udostępniania danych pochodzących z publicznie dostępnych rejestrów lub zbiorów.

(...)

Rozdział 7

Zmiany w przepisach obowiązujących, przepisy przejściowe i końcowe

Art. 52. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.¹⁵⁾) art. 62a otrzymuje brzmienie:

„Art. 62a. Przedsiębiorstwo energetyczne może udostępniać dane o odbiorcy na zasadach i w trybie określonym w ustawie z dnia 9 kwietnia 2010 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych i wymianie danych gospodarczych (Dz. U. Nr 81, poz. 530).”.

(...)

¹⁾ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, (...).

(...)

¹⁵⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

USTAWA

z dnia 9 kwietnia 2010 r.

o zmianie ustawy 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 dnia 14 maja 2010 r. Nr 81, poz. 532)

Art. 1. 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. Nr 52, poz. 343, z 2008 r. Nr 157, poz. 976 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 63:
 - a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. W przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, kara pieniężna wynosi:

 - 1) równowartość iloczynu kwoty 4500 zł i wielkości niedoboru ropy naftowej lub gazu płynnego (LPG), wyrażonej w tonach, lub niedoboru paliw, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2, wyrażonej w metrach sześciennych;
 - 2) równowartość 250% wartości niedoboru gazu ziemnego, wyliczonej według cen gazu ziemnego ustalonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 24 ust. 1.”,
 - b) ust. 16 otrzymuje brzmienie:

„16. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa w ust. 1:

 - 1) pkt 3 – wylicza się na podstawie:
 - a) ceny hurtowej sprzedaży paliwa stosowanej przez producenta lub handlowca mającego największy udział w krajowym rynku paliw, w dniu stwierdzenia niedopełnienia obowiązków, pomniejszonej o wartość podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, w przypadku gdy są one zawarte w cenie tego paliwa,
 - b) cen gazu ziemnego ustalonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 24 ust. 1;
 - 2) pkt 7 – wylicza się na podstawie ceny określonej w decyzji, o której mowa w art. 33 ust. 1 pkt 3 lit. b;
 - 3) pkt 20 – wylicza się na podstawie:
 - a) średniej ceny ropy naftowej gatunku Brent, obowiązującej na londyńskiej Międzynarodowej Giełdzie Pa-

liwowej (IPE) w dniu stwierdzenia niedopełnienia obowiązków, wyrażonej w dolarach amerykańskich za baryłkę; średnią cenę za tonę tej ropy oblicza się jako iloczyn ceny baryłki ropy naftowej, współczynnika 7,28 i średniego kursu dolara amerykańskiego, ogłaszanego przez Narodowy Bank Polski, obowiązującego w dniu stwierdzenia niedopełnienia obowiązków,

b) ceny hurtowej sprzedaży paliwa stosowanej przez producenta lub handlowca mającego największy udział w krajowym rynku paliw, w dniu stwierdzenia niedopełnienia obowiązków, pomniejszonej o wartość podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, w przypadku gdy są one zawarte w cenie tego paliwa.”,

c) dodaje się ust. 17 w brzmieniu:

„17. Dniem stwierdzenia niedopełnienia obowiązków, o których mowa w ust. 1 pkt 1-3, 7 oraz 20, jest dzień podpisania protokołu, o którym mowa w art. 29 ust. 7 lub w art. 30 ust. 7.”;

2) w art. 66 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Kar pieniężnych nie nakłada się, jeżeli od stwierdzenia naruszeń ustawy, o których mowa w art. 63 ust. 1 pkt 1-3 oraz pkt 7, upłynęły 3 lata.”.

Art. 2. 1. Do postępowań wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy dotychczasowe.

2. Do zdarzeń zaistniałych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stanowiących naruszenie przepisów art. 63 ust. 1 pkt 1-3, 7 oraz 20 ustawy wymienionej w art. 1, stosuje się dotychczasowe przepisy o karach pieniężnych, chyba że kara pieniężna wymierzona według przepisów w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą byłaby względniejsza.

Art. 3. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Bieżące wydarzenia związane z realizacją zadań stanowiska Koordynatora ds. Współpracy Międzynarodowej

Najważniejsze wydarzenia, obok stałego uczestnictwa przedstawicieli URE w pracach grup roboczych CEER/ERGEG i bieżącej współpracy z Komisją Europejską, to:

- wybór dr. Mariusza Swory Zastępcą Przewodniczącego Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energetyki ERRA – 21 kwietnia 2010 r.,
- 62. spotkanie Zgromadzenia Ogólnego CEER i inauguracyjne spotkanie Rady Regulatorów ACER – 5-6 maja 2010 r.,
- polsko-szwedzkie rozmowy w URE w sprawie połączenia międzysystemowego SwePol Link – 7 maja 2010 r.

Polski Regulator Zastępcą Przewodniczącego ERRA

21 kwietnia 2010 r. dr Mariusz Swora, Prezes URE, został wybrany przez Regulatorów rynków energetycznych Zastępcą Przewodniczącego Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energetyki ERRA.

ERRA jest dobrowolnym stowarzyszeniem 28 niezależnych organów regulacyjnych energetyki z krajów Europy Centralnej i Wschodniej oraz Wspólnoty Niepodległych Państw. Członkiem stowarzyszonym ERRA jest m.in. Amerykańskie Stowarzyszenie Regulatorów (NARUC), wspierane przez Amerykańską Agencję Rozwoju Międzynarodowego (USAID).

Celem stowarzyszenia, utworzonego w 2000 r., jest stałe udoskonalanie narzędzi regulacyjnych (jakości regulacji), równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii, wzmacnianie pozycji organów regulacyjnych, ich niezależności wobec innych instytucji administracji rządowej, a także stała współpraca między regulatorami oraz wymiana informacji i doświadczeń regulacyjnych. Do celów ERRA należy również prowadzenie wspólnych badań porównawczych i szkoleń.

Tuż po ogłoszeniu decyzji Zgromadzenia Ogólnego Prezes Swora powiedział: „Objęcie tej funkcji traktuję jako zaszczyt i zarazem potwierdzenie silnej pozycji międzynarodowej polskiego regulatora. Jednym z pomysłów na polską aktywność w organizacji jest promowanie systemu inteligentnych sieci. Chciałbym, żeby to był nasz podstawowy wkład w działalność ERRA”. Zdaniem Prezesa URE Polska ma unikalny know-how potrzebny państwom naszego regionu

do rozwijania systemów inteligentnych pomiarów sieci, daleko rozwinięte badania w zakresie zwalczania ubóstwa energetycznego i ugruntowane wzorce regulacyjne w wielu innych dziedzinach.

Inauguracyjne spotkanie Rady Regulatorów ACER

4-5 maja 2010 r. w Brukseli odbyło się 62. spotkanie Zgromadzenia Ogólnego CEER i jednocześnie pierwsze posiedzenie europejskich regulatorów w ramach niedawno powołanej unijnej Agencji Współpracy Regulatorów Rynków Energii ACER. Polskę w Radzie Regulatorów ACER i na Zgromadzeniu Ogólnym CEER reprezentował Wiceprezes URE – Marek Woszczyk. W agendzie dwudniowego spotkania ACER znalazły się przede wszystkim kwestie organizacyjno-proceduralne związane z organizacją prac Agencji oraz wyborem władz instytucji.

Przewodniczącym Rady Regulatorów został Lord Mogg, przewodniczący CEER/ERGEG i zarazem szef Ofgemu – brytyjskiego urzędu regulacyjnego. Jego zastępcą został Walter Boltz, zastępca szefa CEER/ERGEG i jednocześnie szef E-Control – austriackiej instytucji regulującej rynek energii. Kadencja przewodniczącego i wiceprzewodniczącego trwa 2,5 roku, z możliwością ponownego wyboru na zajmowane stanowisko.

Ponadto, 6 maja 2010 r., po uzyskaniu pozytywnej opinii Rady Regulatorów, Rada Administracyjna wskazała na stanowisko dyrektora ACER Alberto Pototschniga. Zgodnie z obowiązującą procedurą wyboru, A. Pototschnig, 1 czerwca złożył oświadczenie przed Komisją Przemysłu, Handlu i Energii w Parlamencie Europejskim oraz udzielił odpowiedzi na pytania członków komisji.

Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki ACER została ustanowiona rozporządzeniem Nr 713/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 r. Docelowo siedzibą Agencji będzie Lubliana (Słowenia), a oficjalne rozpoczęcie prac nastąpi w marcu 2011 r.

Celem Agencji ACER jest wspieranie krajowych organów regulacyjnych i Komisji Europejskiej w wykonywaniu ich zadań na poziomie wspólnotowym. Do jej kompetencji należy m.in. monitorowanie współpracy regionalnej między operatorami systemów przesyłowych, monitorowanie rynków wewnętrznych energii elektrycznej i gazu ziemnego

oraz wydawanie decyzji dotyczących warunków dostępu do infrastruktury transgranicznej i warunków jej bezpieczeństwa eksploatacyjnego.

W skład ACER wchodzi: Rada Administracyjna, Rada Organów Regulacyjnych, Dyrektor oraz Komisja Odwoławcza.

Rada Administracyjna powołuje Dyrektora ACER oraz członków Komisji Odwoławczej, przyjmuje roczny i wieloletni program pracy oraz sporządza roczne sprawozdania z działalności Agencji.

Rada Organów Regulacyjnych jest organem opiniodawczo-doradczym, a do jej kompetencji należy m.in. zatwierdzanie programu prac Agencji na nadchodzący rok czy udzielanie dyrektorowi ACER wskazówek dotyczących wykonywania jego zadań. W jej skład wchodzi wysocy rangą przedstawiciele krajowych regulatorów, po jednym jego zastępcy z każdego państwa członkowskiego UE oraz, bez prawa głosu, przedstawiciel Komisji Europejskiej.

Dyrektor zarządza Agencją i reprezentuje ją na zewnątrz, przygotowuje prace Rady Administracyjnej oraz jest odpowiedzialny za wykonanie rocznego planu prac Agencji. Do jego zadań należy również przygotowanie rocznego programu prac Agencji na nadchodzący rok i przedłożenie go do 30 czerwca każdego roku Radzie Organów Regulacyjnych, Parlamentowi Europejskiemu i Komisji. Kadencja Dyrektora trwa 5 lat.

Przedstawicielem Polski w Radzie Organów Regulacyjnych ACER jest Marek Woszczyk, Wiceprezes URE, a Jego zastępcą Halina Bownik-Trymucha, dyrektor Departamentu Promowania Konkurencji w Urzędzie Regulacji Energetyki.

Polsko-szwedzkie rozmowy w URE

Od początku 2010 r. trwają intensywne negocjacje regulatorów rynku energii Polski i Szwecji w sprawie wykorzystania połączenia międzysystemowego SwePol Link. Linia przesyłowa SwePol Link to podmorskie połączenie kablowe prądu stałego łączące Polskę ze Szwecją.

Od chwili utworzenia Inicjatyw Regionalnych w ramach ERGEG regulatorzy rynku energii Polski i Szwecji kontynuują współpracę w ramach Grupy Wdrożeniowej „Optymalizacja wykorzystania połączenia międzysystemowego SwePol Link i Połączenia Bałtyckiego” (IG „Optimizing the use of the interconnectors – SwePol Link and Baltic Cable”).

Istotny postęp w prowadzonych negocjacjach miał miejsce w marcu 2010 r., kiedy to operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji: PSE Operator SA i Svenska Kraftnät (SvK), podpisali wspólną deklarację o prowadzeniu prac nad wdrożeniem rynkowych mechanizmów udostępniania zdolności przesyłowych połączenia SwePol Link. Deklaracja ta została pozytywnie przyjęta przez regulatorów obu krajów, a podjęte prace są przez nich na bieżąco nadzorowane.

Na spotkaniu Grupy Wdrożeniowej 16 kwietnia br. w Warszawie Marek Woszczyk, Wiceprezes URE, podkreślał, że problem udostępnienia połączenia na zasadach rynkowych wymaga pilnego rozwiązania w związku z koniecznością wprowadzenia rozwiązań zgodnych z prawem wspólnotowym.

7 maja 2010 r. miało miejsce w URE kolejne spotkanie, w którym oprócz przedstawicieli polskiego i szwedzkiego regulatora wzięli udział przedstawiciele operatorów systemów przesyłowych, firm energetycznych oraz giełd energii. Spotkanie w całości poświęcone zostało warunkom prawnym proponowanej optymalizacji wykorzystania połączenia energetycznego na dnie Bałtyku oraz opracowaniu harmonogramu dalszych działań.

Równolegle prowadzona jest współpraca między Nord Pool Spot AS a Towarową Giełdą Energii SA, której celem jest wdrożenie aukcji niejawnych (tzw. *implicit auctions*), umożliwiających udostępnianie uczestnikom rynku zdolności przesyłowych SwePol Link.

Kolejne spotkanie Grupy Wdrożeniowej zaplanowano na 23 czerwca br. w Sztokholmie.

Opracowały: Kamila Kloc-Evison (Radca Prezesa) i Katarzyna Szumska (Główny specjalista), Koordynator ds. Współpracy Międzynarodowej



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Warszawa, dnia 7 maja 2010 r. ■

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 7/2010

w sprawie jednostkowej opłaty zastępczej dla jednostki kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy obowiązującej w 2010 r.

Działając na podstawie art. 9a ust. 8b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104) i art. 12 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104),

ogłaszam

jednostkową opłatę zastępczą oznaczoną symbolem **Ozm**, o której mowa w art. 9a ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązującą w **2010 r.** w wysokości:

Ozm = 59,16 [zł/MWh], tj. **30%** średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił jednostkową opłatę zastępczą oznaczoną symbolem Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowej opłaty zastępczej, biorąc pod uwagę:

- 1) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji z jednostek opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy,
- 2) różnicę między kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,
- 4) poziom zagospodarowania dostępnych ilości metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy.



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Warszawa, dnia 28 maja 2010 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 9/2010 w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2011 r.

Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104 i Nr 81, poz. 530),

ogłaszam

jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami **Ozg**, **Ozk** i **Ozm**, o których mowa w art. 9a ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązujące w 2011 r. w wysokości:

Ozg = 127,15 [zł/MWh], tj. 64,47% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
Ozk = 29,58 [zł/MWh], tj. 15% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
Ozm = 59,16 [zł/MWh], tj. 30% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowej opłaty zastępczej, biorąc pod uwagę:

- 1) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- 2) różnicę między kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,
- 4) poziom zagospodarowania dostępnych ilości metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu używanego z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11).

Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

W celu pobrania opublikowanych taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych należy:

- 1) wejść na stronę internetową URE, adres www.ure.gov.pl, wybrać podstronę dla przedsiębiorstw energetycznych;

Urząd Regulacji Energetyki

ENERGIA RÓWNOWAGA BEZPIECZEŃSTWO

DLA ODBIORCY ENERGII

DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

16.06.2010 URE w regionach - Zawiercie, Poznań, Zamość

14.06.2010 Bezpieczeństwo energetyczne i ekologiczne. Finał krajowego konkursu energetycznego w Jaworznie

10.06.2010 Nie ma deregulacji bez demopolizacji. Konferencja „The Warsaw Voice”

08.06.2010 Nowa książka w „Bibliotece Regulatora” URE

Przebieg teorii, interesujące założenia i wnioski przydatne w dyskusji o obywatelskich wolnościach w gospodarce, to tylko kilka z zalet nowej publikacji „Biblioteki Regulatora” URE - książki „Monopolizacja. Demonopolizacja. Niepewność”, autorstwa Marka Dietla i Krzysztofa Makowskiego.

więcej aktualności »

ENERGIA ELEKTRYCZNA

PALIWA GAZOWE

CIEPŁO

PALIWA CIEKŁE

© Urząd Regulacji Energetyki. Wszelkie prawa zastrzeżone. Przy wykorzystywaniu materiałów wymagane jest podanie źródła. Nota copyright © do artykułów zamieszczonych na stronie Urzędu Regulacji Energetyki przysługują autorom tych artykułów.

- 2) następnie należy wybrać ścieżkę: Rynki energii – Energia elektryczna (lub Paliwa gazowe) – Taryfy dla energii elektrycznej (lub odpowiednio Taryfy dla paliw gazowych); ze strony, która się ukaże, dla wybranego danego roku można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.

ENERGIA RÓWNOWAGA BEZPIECZEŃSTWO

DLA ODBIORCY ENERGII

DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

18.06.2010 Projekt Instrukcji na stronie www.gaz-system.pl

16.06.2010 Kontrola zapasów paliw gazowych

RYNKI ENERGII

ENERGIA ELEKTRYCZNA

Charakterystyka rynku energii elektrycznej

Srednie ceny energii i opłaty zastępcze

Taryfy dla energii elektrycznej

Koszty osieroczone rozwiązaniem KDT

Odnawialne Źródła Energii

Energia z kogeneracji

28 maja 2010 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał Informację Nr 9/2010 w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2011 roku

27.05.2010 Energia dostarczana odbiorcom końcowym w ramach bilansowania handlowego użytkowników systemu powinna być uwzględniana przez podmioty sprzedające tę energię w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii odbiorcom końcowym.

więcej »

więcej »

29.03.2010 Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2009

Jakość dostaw energii elektrycznej Raport

Mapa Odnawialnych źródeł ENERGII

SOB Ankiety i raporty

INTELEKTNE liczniki energii