



Urząd Regulacji
Energetyki

05

2010

NR 5 (73) 1 września 2010 ISSN 1506-090X cena 15 zł

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

Spółeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw
energetycznych – raport z badań ankietowych

Wytwarzanie ciepła
w świetle zmieniających się przepisów prawa

Porównanie przykładowych działań i metod
wspierania przez organizacje budownictwa
socjalnego we Włoszech

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

- 3 Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle drugich badań ankietowych – Raport
- 43 Bilansowanie wyodrębnionych obszarów w sieciach dystrybucyjnych elektroenergetycznych w kontekście realizacji zasady TPA przez lokalnych OSD
- 54 Wybrane aspekty wytwarzania ciepła w świetle zmieniających się przepisów prawa
- 67 Studium porównawcze przyjętych reguł postępowania przez organizacje budownictwa socjalnego we Włoszech
- 71 Charakter prawny warunków przyłączenia
- 77 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 19 maja 2010 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych
- 78 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego
- 92 Bieżąca współpraca międzynarodowa URE

Szanowni Czytelnicy!

Kolejny numer Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki przynosi interesujące materiały dotyczące społecznego wymiaru rynku energetycznego w Polsce i Europie. Z przyjemnością przedstawiamy pełną wersję „Raportu – Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle drugich badań ankietowych”. Pierwszy raz w Polsce badania ankietowe dotyczące społecznej odpowiedzialności biznesu energetycznego przeprowadzono w ubiegłym roku (por. Biuletyn URE nr 5/2009). Obecne badanie stanowi kontynuację ubiegłorocznej pracy Zespołu URE. W Raporcie z badań 2010 r. znalazły się szczegółowe informacje dotyczące postępowania firm energetycznych wobec odbiorcy wrażliwego społecznie, obecności przedsiębiorstw energetycznych w środowisku lokalnym, współpracy z ośrodkami pomocy społecznej, instalowania liczników przedpłatowych, procedur komunikacji wewnętrznej, audytu w zakresie społecznej odpowiedzialności biznesu. O budownictwie socjalnym we Włoszech napisał Ryszard Zwierchanowski w artykule „Studium porównawcze przyjętych reguł postępowania przez organizacje budownictwa socjalnego we Włoszech”. Ważny aspekt związany funkcjonowaniem zasady TPA (Third Part Access) poruszył dr inż. Rafał Gawin – „Bilansowanie wyodrębnionych obszarów w sieciach dystrybucyjnych elektroenergetycznych w kontekście realizacji zasady TPA przez lokalnych OSD”. W bieżącym numerze Biuletynu polecamy kolejny tekst związany z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne – „Charakter prawny warunków przyłączenia” autorstwa Łukasza Bartuszką. Tematykę prawną kontynuuje Paweł Bogusławski w artykule „Wybrane aspekty wytwarzania ciepła w świetle zmieniających się przepisów prawa”, w Biuletynie znajdują Państwo również teksty dwóch rozporządzeń Ministra Gospodarki oraz informacje o bieżącej współpracy międzynarodowej URE.

Zapraszamy do lektury

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 30 sierpnia 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

Zespół ds. Koordynacji Prac nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności
Przedsiębiorstw Energetycznych w URE – „Strefa Odbiorcy”

Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle drugich badań ankietowych

Raport

Praca zbiorowa
Agnieszka Dobroczyńska
Agnieszka Dębek
Iwona Figaszewska

Tomasz Dec
Jadwiga Goździk
Jacek Górski
Henryk Kossak
Magdalena Mrowczyk
Iwona Ostapowicz
Rafał Ruszczyński
Agnieszka Ryfka
Izabela Rylak-Świderska
Jolanta Skrago
Lidia Styperek
Damian Trzeciak

Wstęp

Idea społecznej odpowiedzialności biznesu (SOB) zyskująca wśród przedsiębiorców coraz szersze zrozumienie, jest w opinii Prezesa URE szczególnie potrzebna zarówno konsumentom, jak i przedsiębiorstwom energetycznym.

W Urzędzie Regulacji Energetyki, po raz drugi, zostały przygotowane ankiety, obejmujące swoim zakresem zarówno zagadnienia związane ze społeczną odpowiedzialnością przedsiębiorstw energetycznych (energia elektryczna, gaz, ciepło), jak i problemy związane z odbiorcami wrażliwymi społecznie.

Przedmiot ankiety wynika z przyjętej przez Prezesa URE następującej koncepcji społecznie odpowiedzialnego biznesu energetycznego:

Jest to strategia harmonijnie łącząca etyczne i ekologiczne aspekty w działalności gospodarczej z jej dominującym atrybutem, czyli efektywnością, eksponującą jawność, przejrzystość działania, rzetelność wobec klientów (kalkulacja cen, jakość dostaw i obsługi) oraz w kontaktach z pozostałymi interesariuszami (m.in. z pracownikami, akcjonariuszami, dostawcami, społecznością lokalną), samograniczenie przewagi monopolistycznej.

To wkład biznesu w realizację polityki energetycznej państwa oraz taki sposób prowadzenia firmy, który nie nadużywa jej przewagi wobec odbiorcy energii elektrycznej, gazu czy ciepła.

Korzyści strategii powinny być rozpatrywane w perspektywie długofalowej i są to: zwiększenie lojalności konsumentów i interesariuszy, poprawa relacji ze społecznością i władzami lokalnymi, podniesienie poziomu kultury organizacyjnej firmy. A przede wszystkim zapewnienie firmie trwałego rozwoju oraz wzrostu jej wartości¹⁾.

Obecne badanie stanowi kontynuację przeprowadzonego w 2009 r.²⁾ Wyniki badania ankietowego mają istotne znaczenie dla działań Prezesa URE na rzecz wdrożenia koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw do sektora elektroenergetycznego, w tym dalszych prac prowadzonych w ramach specjalnie do tego powołanego Zespołu³⁾.

¹⁾ Więcej na ten temat w: „Prezes Urzędu Regulacji Energetyki a społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych. Raport Końcowy”, Zespół ds. Prac Badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 1 września 2008 r. – Biuletyn URE Nr 6/2008.

²⁾ Więcej na ten temat w: „Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle badań ankietowych. Raport.”, Zespół do Przeprowadzenia i Opracowania Badań Ankietowych Dotyczących Problematyki Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 30 czerwca 2009 r. – Biuletyn URE Nr 5/2009.

³⁾ Decyzja Nr 15/2009 Prezesa URE z dnia 15 września 2009 r. w sprawie powołania oraz szczegółowego zakresu zadań, trybu działania i składu osobowego Zespołu do Spraw Koor-

Wszystkim zarządom przedsiębiorstw energetycznych, które podjęły trud wypełnienia przesłanej ankiety, należą się podziękowania.

I. Wprowadzenie do badań ankietowych

1. Charakterystyka metodologii badania

Cel badania

Drugi sprawdzian stosowania społecznej odpowiedzialności biznesu w energetyce potrzebny był Regulatorowi przede wszystkim do zebrania informacji służących ocenie zmian sytuacji w sferze SOB, co z kolei wpływa na podejmowanie przez Prezesa URE działań aplikacyjnych (programy, kodeksy, propagowanie SOB itd.); nie bez znaczenia jest też ich aspekt perswazyjny wobec przedsiębiorców, że zainteresowanie się Regulatora problematyką SOB nie ma charakteru okazjonalnego, wręcz przeciwnie są to sprawy, do których Prezes URE przywiązuje dużą uwagę. Jest to o tyle istotne, że środki protekcji odbiorcy, którymi dysponuje w obecnym stanie prawnym są przecież bardzo ograniczone.

Zakres i przedmiot badania nie uległy praktycznie zmianie w stosunku do ubiegłorocznego. I tak, gwoili przypomnienia zakres badania – w formie ankietowej – można określić jako ogólny, dotyczący obecnego i planowanego zaangażowania się przedsiębiorstw w SOB oraz postrzeganych z tego tytułu korzyści i ponoszonych kosztów.

Przedmiotem badania jest poziom percepcji i stan praktycznych wdrożeń idei SOB, całość podzielono – tak jak w poprzednim roku – na cztery części:

„A” – strategia i zarządzanie SOB. Odpowiedzi miały dostarczyć informacji: o rozumieniu koncepcji, szczególnie przez władze firmy; o relacjach SOB i strategii spółki; o odpowiedzialności za SOB i jej zarządzanie;

„B” – badanie wykorzystywanych ogólnych procedur wdrażania SOB;

„C” – praktyka konkretnych działań SOB podejmowanych przez zarząd spółki w odniesieniu do: środowiska pracowniczego, środowiska naturalnego, społeczności lokalnej oraz rynku;

„D” – problematyka tzw. odbiorcy wrażliwego społecznie, w szczególności był to sprawdzian dla firm elektroenergetycznych i gazowych realizacji art. 3 ust. 7 i 8 dyrektywy elektroenergetycz-

dynacji Prac nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych w Urzędzie Regulacji Energetyki oraz Decyzja Nr 10/2010 Prezesa URE z dnia 24 maja 2010 r. w sprawie powołania oraz szczegółowego zakresu zadań, trybu działania i składu osobowego Zespołu do Spraw Koordynacji Prac nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych w Urzędzie Regulacji Energetyki – „STREFA ODBIORCY”.

nej⁴⁾ oraz art. 3 ust. 3 i 4 dyrektywy gazowej⁵⁾. Pytania o taką grupę odbiorców skierowano także do przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Zestaw pytań we wszystkich częściach ankiety został w zasadzie zachowany. Jednym z nielicznych wyjątków, polegających na odstępstwie od zeszłorocznego „kanonu”, była rezygnacja z pytania o definicję SOB, jaką przyjął Prezes URE dla sektora energetyki. Uznaliśmy zeszłoroczne odpowiedzi za w pełni miarodajne również w dłuższym okresie. Pojawiły się też nowe, które dotyczyły: przystąpienia przedsiębiorstw energetycznych do *Deklaracji w sprawie zrównoważonego rozwoju w branży energetycznej w Polsce*, przedstawionej przez PGNiG SA podczas I Ogólnopolskiej Konferencji Zrównoważonego Rozwoju w Branży Energetycznej, która odbyła się w Warszawie, 17 czerwca 2009 r. oraz barier wdrożenia zasad SOB w przedsiębiorstwie.

Ankietami objęto okres 1 stycznia 2009 r. – 31 grudnia 2009 r., tak więc uzyskane dane są zarówno informacjami zamykającymi pewien okres, jak i stanowią punkt wyjściowy do kontynuowania w kolejnych latach badań postępu we wdrażaniu koncepcji SOB w sektorze energetycznym, co pozwala na porównanie z danymi uzyskanymi z analizy ankiet za okres wcześniejszy.

Charakterystyka próby badawczej

Badaniem, tak jak w roku ubiegłym, objęto przedsiębiorstwa energetyczne, znajdujące się w bazie udzielonych koncesji URE, tj. uwzględniające kryteria art. 32 ustawy – Prawo energetyczne⁶⁾, reprezentujące trzy podstawowe rodzaje mediów energetycznych oraz wszystkie zakresy działalności energetycznej. Tegoroczna próba liczyła 50 obiektów (o sześć mniej niż w roku ubiegłym przede wszystkim ze względu na sytuację w gazownictwie). Mimo pozornie skromnej liczby, tych prawie pięćdziesięciu respondentów ma wysoce dominujący udział w rynku energii. Dobór próby miał charakter celowy. W odniesieniu do energii elektrycznej i gazu podstawowym kryterium było prowadzenie profesjonalnej działalności energetycznej, natomiast wybór przedsiębiorstw z ciepłownictwa, to w dalszym ciągu po-

dejście celowo-losowe: największe, pod względem liczby odbiorców ciepła, spółki ciepłownicze wskazane przez oddziały terenowe URE. Próba reprezentuje firmy o różnym zasięgu działania i zróżnicowanym charakterze własności.

Ankiety przesłano do:

- w elektroenergetyce – zarządów zarówno grup kapitałowych, jak i członków tych grup, obejmując zarówno obrót, jak i dystrybucję (łącznie 33 podmioty),
- w gazownictwie – zarządu grupy kapitałowej oraz zarządów członków tej grupy w gazie, oraz operatora gazociągów przesyłowych (łącznie 8 podmiotów),
- w ciepłownictwie – zarządów zarówno zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw produkcyjno-dystrybucyjnych, jak i zarządów przedsiębiorstw zajmujących się wyłącznie dystrybucją ciepła (łącznie 9 podmiotów).

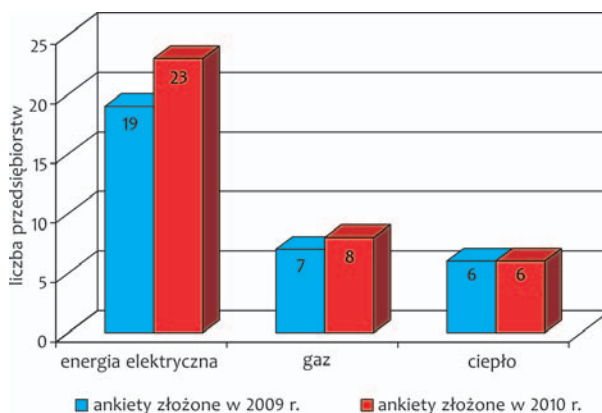
Organizacja badania

Struktura i treść pytań ankiet zostały przygotowane w Urzędzie Regulacji Energetyki, na podstawie ubiegłorocznych.

Ankiety zostały skierowane przez Prezesa URE na ręce prezesów 50 zarządów przedsiębiorstw energetycznych i zostały rozesłane w połowie lutego 2010 r., a ich zwrot nastąpił do końca maja br.

2. Wyniki formalne

Porównując okres napływania odpowiedzi, na pytania zawarte w ankiecie, z ubiegłorocznym, nadal można zauważyć, że jej treść okazała się dla przedsiębiorstw dosyć trudna, choćby ze względu na liczbę postawionych pytań, ale też jej zakres tematyczny. Termin przewidziany do wypełnienia ankiety, tym razem dwumiesięczny, okazał się także niewystarczający. W porównaniu z rokiem ubiegłym cieszony jest jednak fakt, że tym razem zwrot ankiet nastąpił od większej liczby przedsiębiorstw – 37, podczas gdy w 2009 r. – od 32 podmiotów.



Wykres 1. Stan odpowiedzi na ankietę w 2009 r. i 2010 r. (Źródło: URE)

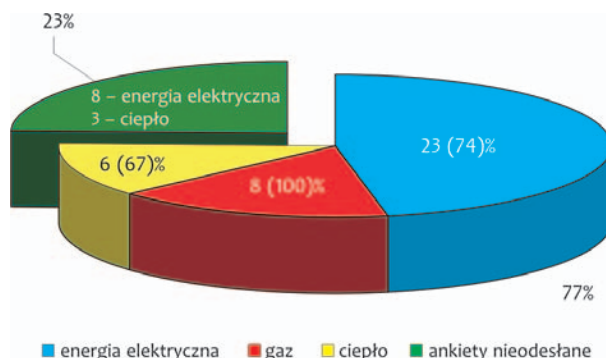
⁴⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, L 211/55 z dnia 14.08.2009 r.

⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, L 211/94 z dnia 14.08.2009 r.

⁶⁾ Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.). Art. 32 mówi o obowiązku uzyskania koncesji na prowadzenie wskazanego rodzaju działalności gospodarczej.

W trakcie badania w dwóch przypadkach możliwe i celowe było wypełnienie ankiety dla całej grupy kapitałowej. W związku z tym ostateczna próba badawcza objęła 48 podmiotów, w tym 31 przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Zwrot ankiet, otrzymano więc od 77% całej próby badawczej, co stanowi wzrost o 17 pkt procentowych w porównaniu z rokiem ubiegłym (wykres 2).



Wykres 2. Zwrot ankiet – struktura odpowiedzi (Źródło: URE)

Warto w tym miejscu nadmienić, że w zdecydowanej większości odpowiedzi na ankietę przesłały podmioty, które uczestniczyły w pierwszym badaniu, stanowi to zatem dobry materiał porównawczy z danymi uzyskanymi z ubiegłorocznej analizy ankiet.

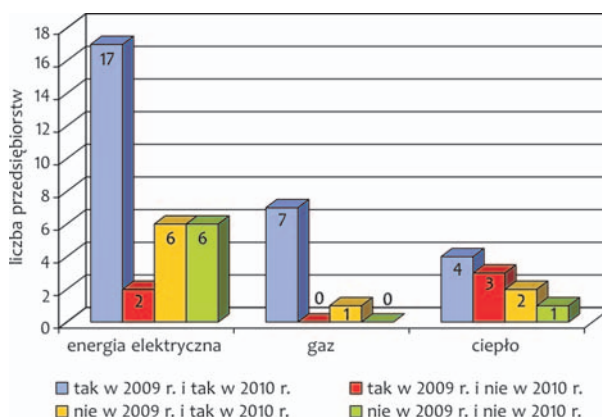
Wykaz podmiotów, które odesłały wypełnione ankietę zawiera załącznik nr 1.

3. Synteza

Z uzyskanego materiału badawczego wyłania się następujący obraz zaangażowania przedsiębiorców energetycznych w dzieło społecznej odpowiedzialności biznesu. I tak okazuje się, że w tym środowisku przedsiębiorców koncepcja SOB nadal nie jest zinternalizowana, potwierdza to brak chociażby wyodrębnionych strategii SOB, ale nie tylko, również powierzchowność działań i zwracanie uwagi na względy wizerunkowe, co nie dziwi w zachowaniach firm na rynkach konkurencyjnych, a co w sytuacji polskiego rynku energii – w szczególności gazu – jest wysoce niepokojące. Ogólnie rzecz biorąc koncepcja SOB, jej pewne zasady oraz idee związane z szeroko mówiąc filantropią, zachowaniami ekologicznie poprawnymi, są coraz lepiej znane. Gorzej jest z praktyką. Dokonuje się pewnych serwitutów na rzecz środowiska, lokalnej społeczności; szczególnie dużo uwagi poświęca się staraniom o pracowników, ich kwalifikacje i zadowolenie – motywy tego wszystkiego mogą być, a najprawdopodobniej są inne, niż wynikające z misji SOB. Upowszechnienie się wykładni korzyści ekonomicznych z tytułu „społecznie odpowiedzialnej, przyjaznej firmy”, jest tym istotnym motywem działań w tej sferze. Ciągłe jednak ich nikła liczebność świadczy jednocześnie

o dość formalnym podchodzeniu do problematyki SOB. W materiale badawczym trudno byłoby znaleźć ślady innego traktowania SOB w dziedzinach monopolu naturalnego, czyli właśnie w energetyce. Nadal dominuje logika: filantropia (w szerokim znaczeniu) → wizerunek → korzyść firmy, śladowe dowody rozumienia SOB jako SOBE, czyli społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych.

Interesującym, ogólnym porównaniem badanej sytuacji w dwóch ostatnich latach jest graficzne ujęcie odpowiedzi rozpatrywanych na poziomie zerojedynekowym: „tak” lub „nie” (wykres 3). W elektroenergetyce wyraźna dominacja „tak” (kolor niebieski) z pewnym wzmocnieniem w drugim roku (żółty), regres niewielki (czerwony); w gazownictwie: „tak” – sytuacja praktycznie bez zmian; w ciepłownictwie trudniej o wyraźny obraz: są firmy z pozytywnymi odpowiedziami w dwóch badaniach, ale też obserwowany postęp i regres zarazem, brak podstaw do jednoznacznej interpretacji. **Generalnie wynika z tego jednak, że zaangażowanie się firm w sferę SOB rośnie.**



Wykres 3. Ogólna analiza złożonych ankiet w latach 2009-2010 (Źródło: URE)

Jednocześnie należy zauważyć, że występuje grupa przedsiębiorstw, zarówno w elektroenergetyce, jak i w ciepłownictwie, która udzieliła odpowiedzi w pierwszym badaniu, natomiast w 2010 r. nie wypełniła ankiet. Może to świadczyć o tym, że koncepcja SOB nadal nie zajmuje w tych przedsiębiorstwach ugruntowanej pozycji.

Zarysowany ogólnie stan badanej sytuacji *sobowskiej* w energetyce będzie w dalszej części uszczegółowiony.

II. Szczegółowe wyniki badań ankietowych

Wyniki ankiety przedstawiamy – tak jak w ubiegłorocznym *Raporcie* – w nieco innym porządku niż kolejność zadanych pytań w poszczególnych częściach ankiety. Jest to spowodowane tym, że otrzy-

mane odpowiedzi, aby lepiej były wykorzystane – dobitniej charakteryzowały poszczególne zagadnienia – wymagały odmiennego łączenia.

Pierwsza część dotyczy odpowiedzi na pytania „świadomościowe” o charakterze deklaratywnym, co do rozumienia i oceny przydatności SOB w firmie. Druga jest już pewnym tego sprawdzeniem, bo obrazuje realizację SOB na poziomie programowym. Trzecia – wchodzi głębiej w praktykę, ponieważ zbiera aspekty składające się na proces zarządzania SOB. Czwarta część dotyczy praktyki wdrażania przedsięwzięć wypełniających konkretną treścią idee SOB. Raportowanie tej części ankiety kończą informacje o poddawaniu działalności firmy audytowi wewnętrznemu i zewnętrznej ocenie firmy.

Odrębną częścią są wyniki na temat: firma a odbiorca wrażliwy społecznie.

1. SOB – ujęcie deklaratywne i programowe

1.1. Zrozumienie kategorii SOB

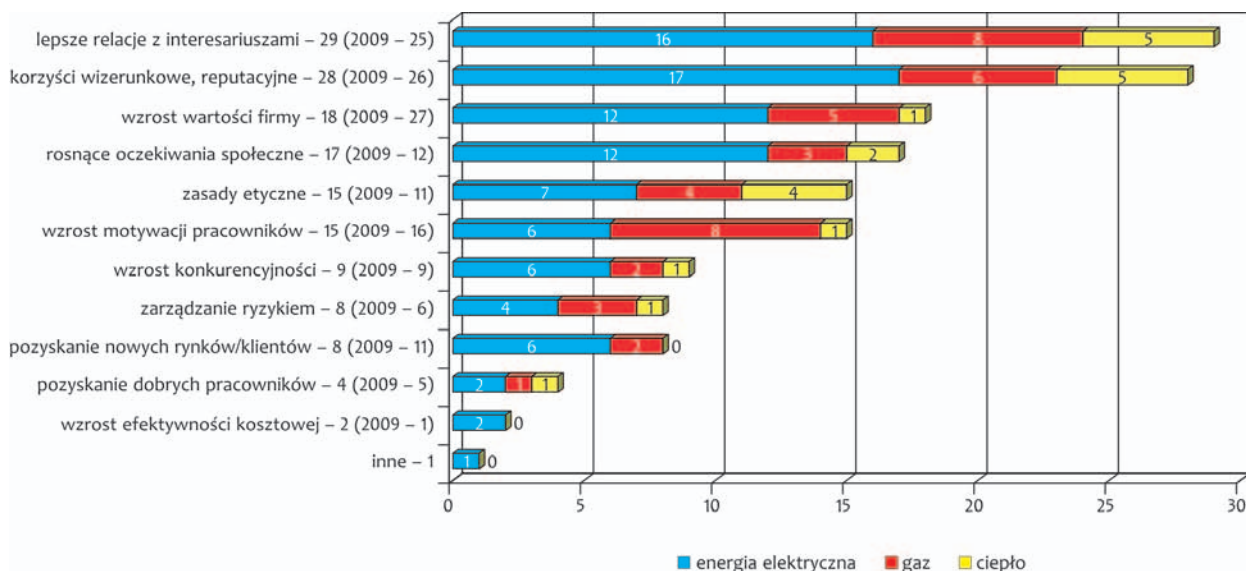
Punktem wyjścia zeszłorocznego badania obecności SOB w działaniu firm energetycznych było ustalenie z ankietowanymi wspólnego języka. Stąd wzięły się zapytania o sprawy, których istotą jest definicja

Przypominamy, że badanie motywacji przedsiębiorców we włączaniu SOB w zarządzanie firmą przydaje się do oceny rozumienia kategorii SOB, a kwestia interesariuszy do sprawdzianu świadomości szerokiego kontekstu funkcjonowania firmy wykraczającego poza operacyjno-ekonomiczne uwarunkowania. Podobną wiedzę można uzyskać z odpowiedzi na dyspozycję o przytoczenie celów konkretnej firmy w odniesieniu do SOB i o stosowane autoregulacje.

Powody uwzględniania SOB

Na pytanie: **Czy są powody, dla których zdaniem Zarządu Spółki, SOB powinien zostać włączony jako element zarządzania Spółką?** – uzyskano 86% pozytywnych odpowiedzi (spadek o 5 pkt procentowych w porównaniu do 2009 r.). Natomiast wybór z potencjalnego zestawu głównych powodów włączenia SOB, jako elementu zarządzania spółką, przedstawia wykres 4.

W dalszym ciągu wyraźnie więcej wskazań dotyczy bezpośrednich korzyści firmy (trzy pierwsze elementy), znacznie mniej firm widzi powody w zewnętrznych wyzwaniach społecznych. Może to oznaczać, że przedsiębiorstwa energetyczne nie w pełni identyfikują się z pierwiastkiem etycznym



Wykres 4. Główne powody włączenia SOB jako elementu zarządzania spółką (Źródło: URE)

badanego przedmiotu. Uzyskane odpowiedzi posłużyły sprawdzeniu przyswojenia ogólnej idei SOB, ale przede wszystkim zbadaniu stosunku przedsiębiorców do właściwości definicji przyjętej przez Prezesa URE dla energetyki. Prawie 80% badanych respondentów podzieliło pogląd Regulatora. W obecnym badaniu, nie było więc potrzeby powtórzenia tego pytania; założyliśmy bowiem, że środowisko przedsiębiorców energetycznych nie zmieniło w tym względzie poglądów.

SOB, wybierają do realizacji z tej koncepcji to, co może przynieść wymierne korzyści ekonomiczne, ale jednocześnie brak zrozumienia, że wyrazem najwyższej odpowiedzialności wobec odbiorcy jest wybór „wzrostu efektywności kosztowej” jako motywu SOB (dwie spółki elektroenergetyczne). Zważywszy na przedmiot działania badanych firm stan ten jest wysoce niepokojący.

Biorąc pod uwagę poszczególne media rozkład odpowiedzi jest podobny do ubiegłorocznego.

Interesariusze

Na pytanie: **Czy Spółka zidentyfikowała swoich Interesariuszy?** – 100% ankietowanych w gazownictwie i ciepłownictwie oraz 91% ankietowanych w przypadku elektroenergetyki udzieliło odpowiedzi „tak”, co oznacza, że w stosunku do ubiegłego badania nastąpił wyraźny postęp.

Na dyspozycję: **Proszę wymienić maksymalnie 5 głównych Interesariuszy Spółki**, otrzymano typowy ich komplet, tzn.: klienci, pracownicy Spółki (w tym organizacje związkowe), społeczność lokalna (władze, środowiska naukowe, biznesowe, kulturowe), udziałowcy (akcjonariusze), dostawcy. W kilku przypadkach wśród wymienionych Interesariuszy pojawiła się także administracja publiczna (Regulator, UOKiK) oraz organy Unii Europejskiej: Komisja Europejska i Parlament. Te ostatnie przykłady odpowiedzi, to nowe ujęcie sprawy w stosunku do poprzedniego badania.

Przedstawione powyżej wyniki skłaniają do pewnych uogólnień. Nadal docenia się potrzebę zaangażowania w SOB głównie z powodów – szeroko sprawę ujmując – wizerunkowych i tego co szczególnie ten wizerunek w oczach klientów powinien kształto-

wać, czyli zachowania proekologicznie i filantropia. W dalszym ciągu alarmuje brak wskazań na „wzrost efektywności kosztowej” oraz brak zrozumienia, że w dziedzinach monopolu naturalnego trzeba być szczególnie etycznym, przede wszystkim w zakresie podstawowej działalności.

1.2. Obecność SOB w koncepcjach rozwoju firmy, autonomiczne strategie

Kolejnym krokiem do rozszyfrowania stosunku do SOB w energetyce jest to, jak uświadomienie sobie potrzeby zaangażowania się w SOB przekłada się na konkrety mające swoje odzwierciedlenie w postępowaniu zarządów firm, na ich strategiczne dokumenty, na próby formułowania wyspecjalizowanych strategii *sobowskich*, w umiejętności formułowania celów konkretnej firmy w odniesieniu do SOB.

SOB przedmiotem rozmów zarządów spółek

Na zadane pytanie: **Czy tematyka SOB jest przedmiotem rozmów na spotkaniach Zarządu Spółki?** – 32 firmy wskazały odpowiedź twierdzącą: tj. 89% ogółem, w tym 100% firm gazowniczych, prawie 83%

Tabela 1. Zarządy spółek wobec SOB – przykłady

Lp.	Firma	Wątki poruszane na spotkaniach zarządu spółki
1	elektroenergetyczna	m.in. kształtowanie pozytywnego wizerunku spółki, reputacja spółki, ochrona środowiska, doskonalenie umiejętności pracowników, motywacja pracowników, sponsoring, wpływ na lokalne społeczności
2	elektroenergetyczna	mecenat i sponsoring kultury, wsparcie dla edukacji i służby zdrowia, wsparcie inicjatyw w zakresie ochrony środowiska, sponsoring sportu dzieci i młodzieży, polityka prokliencka, polityka taryfowa i cenowa, rozwój oferty produktowej opartej o OZE, tworzenie i wdrażanie produktów wspomagających efektywność energetyczną, kierunki rozwoju biznesu
3	elektroenergetyczna	sprostanie oczekiwaniom klientów, polityka windykacyjna dla klientów wrażliwych społecznie, podnoszenie poziomu organizacji firmy
4	elektroenergetyczna	terminowa realizacja potrzeb klientów w zakresie przyłączenia do sieci, realizacja planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie rozbudowy sieci, standardy jakościowe obsługi klientów i świadczonych usług dystrybucji, warunki usuwania kolizji urządzeń energetycznych z planami budowlanymi klientów
5	elektroenergetyczna	rozpatrywanie próśb oraz wniosków podmiotów ubiegających się o wsparcie ich działalności statutowej (organizacje prowadzące działalność w zakresie pomocy społecznej, działalności charytatywnej, ochrony i promocji zdrowia, wspierania edukacji i kultury, ochrony środowiska)
6	elektroenergetyczna	optymalizacja pracy sieci poprzez inwestycje i modernizację, sprawy pracownicze, BHP, ochrona środowiska, wprowadzanie standardów i ujednoliceń mających na celu zapewnienie transparentnych zasad traktowania wszystkich odbiorców
7	gazownicza	realizacja działań zmierzających do poprawy bezpieczeństwa korzystania z gazu, prowadzenie działań sponsoringowych, wsparcie projektów ekologicznych
8	gazownicza	podejmowanie kluczowych decyzji dotyczących kierunków działań mających związek ze społeczną odpowiedzialnością firmy – w związku z przyjętą SZRiOB dla całej GK oraz autonomiczną SZRiOB spółki
9	gazownicza	realizacja celów przyjętych w strategii SOB dla spółki
10	gazownicza	realizacja inwestycji zgodnie z zasadami SOB
11	ciepłownicza	stałe ulepszanie jakości usług, komunikowanie i wdrażanie SOB, zaangażowanie pracowników w działania SOB, strategia oraz misja firmy względem zmieniających się warunków biznesowych w tym m.in. kwestie środowiska i społecznego oddziaływania
12	ciepłownicza	kwestie dot. oddziaływania środowiskowego, poprawy komfortu życia mieszkańców, wspierania inicjatyw społeczno-kulturalnych, angażowania się w niesienie pomocy najbardziej potrzebującym
13	ciepłownicza	wzrost cen w grupach, poziom wynagradzanego majątku, wpływ nowych cen na klientów i rynek

Źródło: URE.

firm elektroenergetycznych i 83% firm ciepłowniczych; 4 firmy – negatywną i jedno przedsiębiorstwo nie ustosunkowało się do pytania. Główne wątki, poruszane na spotkaniach zarządów spółek, odnoszące się do SOB, zostały przytoczone w tabeli 1 (str. 8).

Porównując wyniki tegorocznej ankiety z uzyskanymi z roku poprzedniego można zauważyć duże podobieństwo w przytaczanych odpowiedziach. Nadal zauważalna jest koncentracja wokół takich spraw jak: szeroko pojęty sponsoring, sprawy związane z podstawową działalnością firmy i jej pracownikami, ochroną środowiska, ale pojawia się także kwestia efektywności energetycznej, czy realizacja celów przyjętych w strategii SOB dla spółek. Zatem idee SOB są obecne w myśleniu kierownictwa firm.

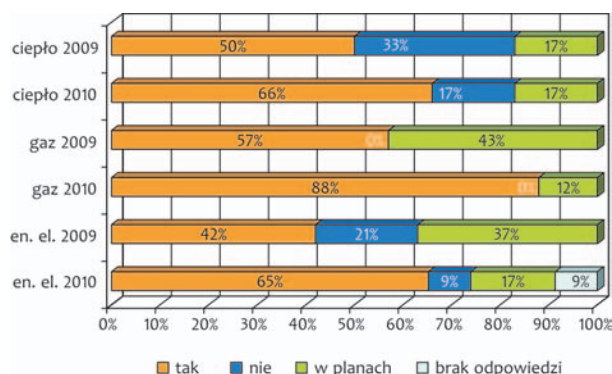
SOB a ogólna strategia firmy

W zakresie strategii i zarządzania SOB sprawdzano werbalne deklaracje przez wejście w koncepcje rozwoju firm.

Na pytanie: **Czy zasady i cele SOB są ujęte w strategii biznesowej Zarządu Spółki?** – uzyskano wyniki prezentowane na wykresie 5.

Ogólnie 70% odpowiedzi potwierdziło obecność zasad SOB w strategii biznesowej (prawie półtora raza więcej niż rok wcześniej), 8% wskazało na jej brak (blisko o połowę mniej niż rok wcześniej), 16% respondentów planuje dopiero przyjęcie tych zasad (także ok. połowa mniej niż poprzednio), 6% tym razem nie ustosunkowało się do pytania.

Największy postęp w ujmowaniu zasad i celów SOB w strategii biznesowej widać w gazownictwie – 31% przedsiębiorstw, które w zeszłym roku planowały przyjęcie tych zasad, skutecznie wywiązało się



Wykres 5. Obecność zasad i celów SOB w strategii biznesowej (Źródło: URE)

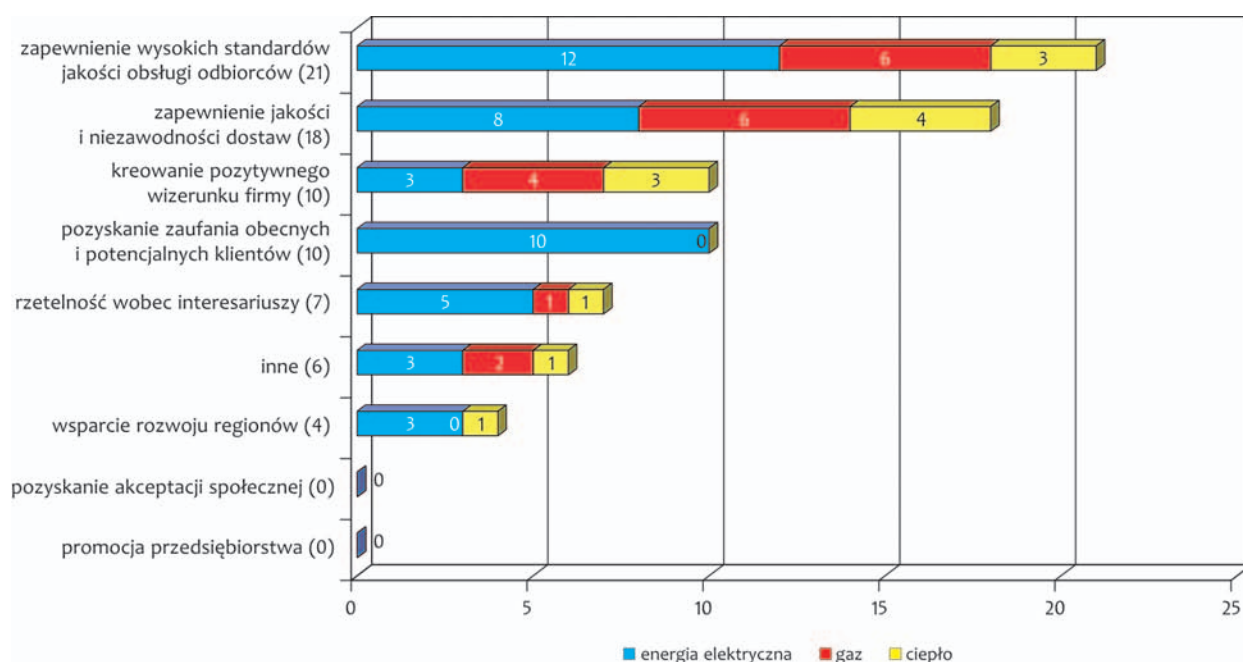
ze zobowiązania. W elektroenergetyce i ciepłownictwie również zaobserwować można postęp w tym zakresie, choć w mniejszym stopniu.

Respondenci, którzy posiadają zasady i cele SOB w strategii biznesowej, poproszeni zostali o przytoczenie najważniejszych kwestii ujętych w strategii biznesowej, wyniki przedstawia wykres 6.

Wśród przytoczonych celów strategii biznesowych zarządów spółek dominuje zapewnienie wysokich standardów jakości obsługi odbiorców.

Wśród innych kwestii ujętych w strategii biznesowej przedsiębiorstwa podały m.in.:

- optymalizację kosztów dystrybucji energii elektrycznej,
- zapewnienie zrównoważonego zarządzania kapitałem ludzkim, zapewnienie dialogu ze społecznością lokalną i uwzględnianie jej głosu w działalności biznesowej, promowanie rozwiązań i zachowań prośrodowiskowych,

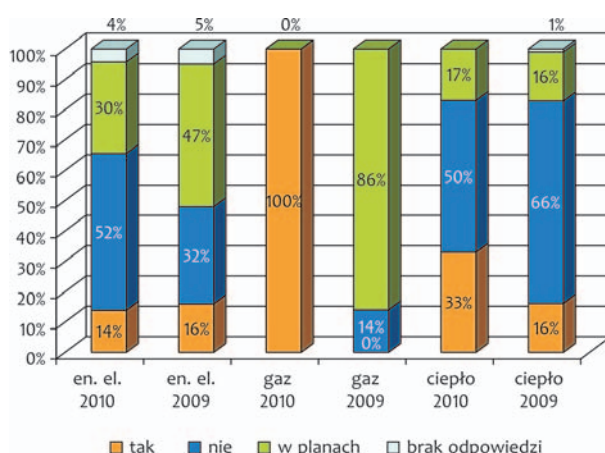


Wykres 6. Strategie biznesowe zarządów spółek – cele SOB (Źródło: URE)

- pozyskiwanie nowych klientów, zaspokajanie potrzeb klientów aktualnych i potencjalnych, utrzymanie bezpieczeństwa dostaw ciepła oraz rozwój infrastruktury ciepłowniczej, wzrost wartości firmy, a także wsparcie społeczności regionu przy jednoczesnej dbałości o dobrą kondycję finansowo-techniczną firmy i jej rozwój,
- cele strategiczne: Nr 1 dla klienta, Nr 1 dla środowiska, Pracodawca z wyboru, Benchmark w sektorze, Rentowny rozwój.

Autonomiczna strategia SOB

Istotnym sprawdzianem zaangażowania firm w sprawę SOB jest posiadanie specjalnej strategii, stąd ponownie zadane **pytanie o przyjęcie przez Zarząd Spółki strategii na rzecz SOB**. Udzielone odpowiedzi – w porównaniu z ubiegłorocznymi, wyglądają następująco:



Wykres 7. Posiadanie strategii na rzecz SOB (Źródło: URE)

Z tegorocznych danych wynika, że 35% przedsiębiorstw posiada strategię na rzecz SOB (wzrost o 22 pkt procentowe w porównaniu z ubiegłym rokiem, w tym wszystkie spółki gazownicze udzieliły twierdzącej odpowiedzi na zadane pytanie), 40% ankietowanych jej nie ma, 22% planuje, 3% nie ustosunkowało się do pytania.

Tym razem spółki, które potwierdziły przyjęcie strategii, w zdecydowanej większości określiły jej horyzont czasowy od trzech do sześciu lat, jedna ze spółek elektroenergetycznych podała, że opracowanie całościowego systemu zarządzania SOB nastąpi do końca 2012 r., w innej spółce prowadzone są działania długofalowe bez daty końcowej ze względu na procesy inwestycyjne, jedno przedsiębiorstwo podzieliło okresy przyjęcia strategii (tak jak w zeszłym roku) na dwa etapy: krótkoterminowy na trzy lata i długoterminowy do 2025 r. Były też przedsiębiorstwa, które zaznaczały, że nie opracowują oddzielnej strategii *sobowskiej*, ale włączają w całościową strategię działalności firmy.

Warto w tym miejscu nadmienić, że w tym roku 8 przedsiębiorstw załączyło do odpowiedzi na ankietę kopię przyjętej strategii, podczas gdy w poprzednich badaniach tylko 2 przedsiębiorstwa dołączyły kopię przyjętej strategii (jedna ze spółek zastrzegła jej treść, przekazując egzemplarz *Strategii* wyłącznie na użytek URE). Podstawowe idee strategii, w dokumentach przesłanych przez przedsiębiorstwa, są skupione na harmonijnym łączeniu korzyści społecznych i ekonomicznych: podejmowanie działań społecznych, charytatywnych, ekologicznych – wykraczające poza tradycyjne role przedsiębiorców, które budują trwałe i długoterminowe relacje w społecznościach lokalnych – przy jednoczesnym staraniu o wzrost wartości firmy. Podobne treści można wyczytać w odpowiedziach na pytanie o *założenia Strategii*. W tabeli 2 (str. 11) są podane kierunkowe ujęcia celów *Strategii* przytoczone w ankiecie, jak i poszczególnych dokumentach załączonych do ankiety.

Z uwagi na fakt, że spory procent firm nie posiada stosownych strategii, interesujące było sprawdzenie planów zarządów spółek, co do jej przyjęcia: czy i kiedy jest zamierzone jej przyjęcie i na jaki okres. Niestety, w zdecydowanej większości przedsiębiorstwa nie zamierzają poczynić kroków do przyjęcia stosownej strategii. Niektóre z nich podały, że elementy strategii SOB zawarte są w strategii firmy, dlatego też nie przewiduje się opracowania osobnej polityki. Jedna z firm elektroenergetycznych podała, że „Zarząd Spółki nie zamierza w najbliższym czasie wdrażać strategii SOB, przy czym w ramach prowadzonej działalności stara się uwzględnić etyczne i ekologiczne aspekty wchodzące w skład SOB. W zakresie założeń SOB dotyczących wspierania odbiorców wrażliwych Zarząd dostrzega potrzebę uregulowania tej kwestii poprzez działania instytucji oraz organów rządowych. Jeśli wdrożenie powyższych działań będzie spoczywało na OSD to jest to możliwe przy założeniu, że Prezes URE wyrazi zgodę na uwzględnienie całkowitych kosztów w tym związanych w przychodzie regulowanym przy kalkulacji taryfy”. Cztery firmy elektroenergetyczne zadeklarowały zamiar przyjęcia strategii w terminie od roku do dwóch lat, inne – w terminach uzgodnionych w ramach grup kapitałowych.

Potwierdza się zeszłoroczna sytuacja, że mimo braku formalnej strategii na rzecz SOB firmy w znacznym stopniu zachowują się zgodnie z duchem koncepcji SOB, co potwierdza zarówno wynik pytania o główne poruszane wątki na zebraniach kierownictw firm, jak i zawarcie formalnej idei SOB w ogólnej strategii biznesowej firmy: nie mamy strategii, ale myślimy i zachowujemy się zgodnie z oczekiwaniami twórców SOB.

Tabela 2. Założenia strategii na rzecz SOB przyjętej przez zarządy spółek – przykłady

Lp.	Firma	Główne założenia przyjętej strategii
1	elektroenergetyczna	„Celem Strategii działań społecznych i charytatywnych jest wykrócenie poza oczekiwania społeczne, budując trwałe i długoterminowe relacje w społecznościach lokalnych, szukając równocześnie szans na powiązanie korzyści społecznych i ekonomicznych”
2	elektroenergetyczna	Nr 1 dla klienta, Nr 1 dla środowiska, Pracodawca z wyboru, Benchmark w sektorze, Rentowny rozwój, ambicja strategiczna osiągnięcia w 2050 r. stanu, gdzie wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła ma neutralny wpływ na środowisko
3	gazownicza	troska o akcjonariuszy, klienta, pracowników przesłanką harmonijnego łączenia zrównoważonego rozwoju i wzrostu wartości firmy
4	trzy firmy gazownicze	zwiększenie satysfakcji obecnych i pozyskanie nowych klientów poprzez poprawę jakości obsługi klienta; efektywna współpraca z partnerami społecznymi i biznesowymi; działalność biznesowa w sposób odpowiedzialny i z poszanowaniem środowiska naturalnego; bezpieczne i przyjazne miejsce pracy; spójna, rzetelna i efektywna komunikacja i marketing
5	gazownicza	prowadzenie działalności biznesowej w sposób odpowiedzialny i z poszanowaniem środowiska, bezpieczne i przyjazne miejsce pracy, spójna, rzetelna i efektywna komunikacja i marketing, poszukiwanie nowych obszarów działalności biznesowej zgodnych z ideą zrównoważonego rozwoju, zwiększenie satysfakcji obecnych i pozyskanie nowych klientów poprzez poprawę jakości obsługi, dialog z partnerami społecznymi i biznesowymi
6	gazownicza	ułatwienie społeczeństwu i pracownikom spółki zrozumienia istoty działalności przedsiębiorstwa, uświadamianie społeczeństwu i pracownikom spółki celów działalności wykraczających poza maksymalizację zysku, ułatwianie pracownikom zrozumienia realizowanych przez przedsiębiorstwo strategii, wspieranie ciągłości procesów zarządzania, umożliwienie pracownikom poznanie zasad SOB
7	gazownicza	koncentracja wokół ekologii: działania na poziomie lokalnym i ogólnopolskim oraz wewnątrz firmy; komunikacja z otoczeniem; zaangażowanie w działania lokalnych społeczności oraz tworzenie koalicji na rzecz ochrony środowiska; zaangażowanie do procesu komunikacji uznanych ekspertów lokalnych; działania na rzecz ochrony środowiska w codziennej działalności firmy
8	ciepłownicza	rozwój przedsiębiorstwa we wszystkich sferach (technicznej, finansowej, marketingowo-sprzedażowej), kreowanie pozytywnego wizerunku firmy i budowa więzi społecznych

Źródło: URE

Z reguły podejmuje się działania, gdy zarząd spółki przyjął określone dokumenty, wskazujące na cele, zakres i czas podejmowanych prac. W przypadku wdrażania koncepcji SOB mamy do czynienia z sytuacją „odwrotną”. Przedsiębiorstwa energetyczne podejmują wiele działań mieszczących się w ramach SOB, podczas gdy nie zostały wypracowane i przyjęte podstawowe dokumenty odnoszące się do tych spraw. Konieczność uporządkowania i koordynacji prac podejmowanych na rzecz SOB, doprowadzi prawdopodobnie do wypracowania przez zarządy spółek strategii na rzecz realizacji koncepcji SOB lub włączy te prace do ogólnej strategii działania spółki.

2. Zarządzanie SOB

W tej części ankiety, tak jak i w roku ubiegłym, pytano o praktyczne kwestie zarządzania SOB w firmie, czyli takie jak: umiejscowienie odpowiedzialności za SOB w organach spółki oraz o ogólne procedury całościowe wprowadzające SOB do firmy.

2.1. Odpowiedzialność za SOB

Na początku w ankiecie sprawdzano, czy w Zarządzie Spółki jest osoba, która również ma powierzone sprawy odpowiedzialności za realizację koncepcji SOB.

W sektorze energii elektrycznej nadal utrzymuje się wysoki procent firm, które nie posiadają takiej osoby – 57% (53% w 2009 r.), tylko 17% wskazało odpowiedź pozytywną, 17% – dopiero planuje wyodrębnienie takiej osoby, zaś 9% nie odpowiedziało na pytanie. W gazownictwie zarówno 50% firm ma osobę odpowiedzialną za SOB w zarządzie, jak i 50% jej nie posiada. W zeszłym roku w ciepłownictwie żadne z przedsiębiorstw nie widziało podstaw do angażowania osób z zarządu spółki do realizacji koncepcji SOB, natomiast obecnie sytuacja wygląda trochę lepiej: 33% firm posiada osobę odpowiedzialną za SOB, 50% – nie posiada, 17% – planuje wyodrębnienie takiej osoby.

Kolejne pytanie dotyczyło pozycji w zarządzie firmy osoby wskazanej jako odpowiedzialnej za SOB, jej zakresu zadań i realizowanych innych zadań poza powierzonymi z zakresu SOB. W tabeli 3 (str. 12) podano przykładowe odpowiedzi, jakie uzyskano.

Obecność w zarządach spółek osoby odpowiedzialnej za SOB nie kończyło badania. Należało sprawdzić, czy na innych stopniach w strukturze zarządzania są osoby, którym powierzono ten zakres zadań. Stąd ponowne pytanie o osoby spoza Zarządu Spółki odpowiedzialne za zarządzanie/monitoring SOB. W tym zakresie uzyskano następujące dane:

Tabela 3. Personalna odpowiedzialność za SOB w zarządzie spółki – przykłady

Lp.	Firma	Funkcja	Zakres zadań	Realizacja innych zadań
1	elektroenergetyczna	Prezes Zarządu	koordynacja zagadnień związanych z całokształtem działalności GK oraz samej spółki, w tym Departamentu Komunikacji Korporacyjnej, koordynującego zagadnienia SOB	tak
2	elektroenergetyczna	Prezesi Zarządów każdej ze spółek oraz Prezes Zarządu całej Grupy; dodatkowo utworzono stanowisko Rzecznika Praw Klienta	Prezes Zarządu odpowiedzialny za nadzór nad realizacją 5 strategicznych ambicji/celów Grupy; Rzecznik Praw Klienta odpowiada za badanie procesów związanych z obsługą klienta i zgłaszanie rekomendacji w celu ciągłego usprawniania całego procesu oraz monitorowania, czy prawa konsumenta są respektowane w ujęciu prawnym i etycznym	tak
3	gazownicza	Prezes i Wiceprezes Zarządu Spółki	sponsorowanie projektu, wyznaczanie strategicznych kierunków działań i podejmowanie decyzji dot. ich realizacji; powołany także Pełnomocnik Zarządu ds. SZR i Odpowiedzialnego Biznesu	tak
4	gazownicza	Kierownik Biura Komunikacji i Public Relations/Koordinator Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu	koordynacja procesu wdrażania SZRIOB w spółce	tak
5	gazownicza	Kierownik Biura Komunikacji i PR	koordynacja i wdrażanie polityki SOB w spółce	tak
6	ciepłownicza	Dyrektor ds. Komunikacji	wdrażanie i koordynowanie polityki korporacyjnej dotyczącej SOB oraz komunikowanie na ten temat	tak
7	ciepłownicza	Prezes i Wiceprezesi Zarządu	Prezes Zarządu – zakres techniczno-eksploatacyjny Wiceprezes Zarządu – zakres ekonomiczno-finansowy Wiceprezes Zarządu – zakres obsługi klienta, Wiceprezes Zarządu – zakres rozwoju rynku i marketingu	tak

Źródło: URE.

- energia elektryczna: w 41% spółek jest wyznaczona taka osoba, 36% spółek nie ma takiej osoby, 9% spółek planuje jej wyznaczenie (14% nie udzieliło odpowiedzi) – wyniki są porównywalne do tych, jakie uzyskano w zeszłym roku,
- gazownictwo: w 71% spółek jest wyznaczona osoba (zdecydowana poprawa wyników w porównaniu z zeszłym rokiem), 29% nie udzieliło odpowiedzi,
- ciepłownictwo: 25% spółek wyodrębniło takie stanowisko, 50% – nie ma takiej osoby (25% nie udzieliło odpowiedzi).

Interesującym aspektem zarządzania SOB jest określenie, komu takie obowiązki są powierzane. Z analizy ankiet wynika, że najczęściej osobom na stanowisku kierowniczym, związanym – tak jak w poprzednim roku – z komórkami komunikacji i informacji (komórki PR). Dodatkowo 11% spółek wskazało taką osobę, pomimo że za realizację koncepcji SOB odpowiadają już osoby z zarządu spółki (w 2009 r. – 12%) (tabela 4 – str. 13).

Należy przy tym zauważyć, że w 8 przypadkach na 9 osoby, którym powierzono obowiązki związane z SOB, realizują równocześnie inne zadania.

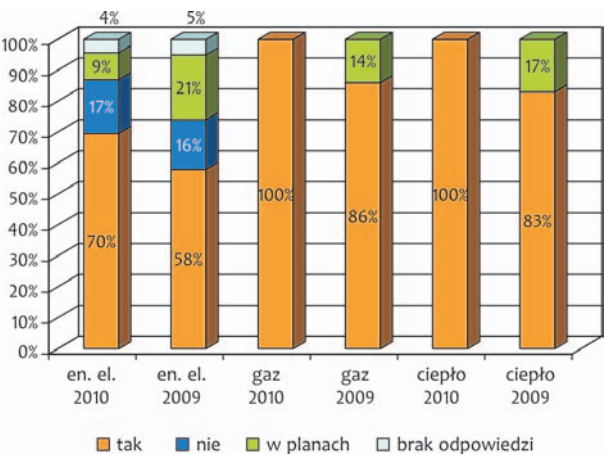
2.2. Procedury zarządcze

Kolejnym pytaniem, skierowanym do przedsiębiorstw, było: **Czy Zarząd Spółki wdrożył systemy za-**

rzędcze (np. ISO – zarządzanie jakością, środowiskiem, BHP, itp.), procedury (np. badania satysfakcji pracowników/dostawców, sponsoringu, analizy ryzyka itp.) lub wytyczne (np. w zakresie reprezentacji, działań społecznych, itp.) w zakresie realizacji SOB?

Wynik z uzyskanych odpowiedzi wygląda następująco: 81% przedsiębiorstw wdrożyło różnego typu procedury zarządcze, tylko 11% – nie posiada takich, a 5% planuje ich przyjęcie w niedalekiej przyszłości (3% nie udzieliło odpowiedzi).

Porównując dane uzyskane z zeszłorocznej ankiety wyraźnie widać, że przedsiębiorstwa gazownicze



Wykres 8. Wdrożenie systemów zarządczych, procedur, wytycznych SOB (Źródło: URE)

Tabela 4. Personalna odpowiedzialność za SOB i jej zakres – przykłady

L.p.	Firma	Szczebel struktury	Zakres zadań	Realizacja innych zadań
1	elektroenergetyczna	kierowniczy	1. Referat Zarządzania Kontaktami z Klientem – kreowanie i zarządzanie polityką CSR 2. Referat Public Relations – polityka informacyjna dot. środowiska zewnętrznego, sponsoring i darowizny, programy edukacyjne dla dzieci i młodzieży, zarządzanie marką 3. Biuro Komunikacji Wewnętrznej – przepływ informacji, badanie opinii pracowników	tak
2	elektroenergetyczna	w ramach zadań realizowanych przez Centrum Marketingu i Komunikacji, nadzorowane przez Dyrektora Centrum; powołane stanowisko Rzecznika Praw Klienta	wybór, opiniowanie i realizacja inicjatyw SOB w zakresie strategii marketingowej, zarządzania marką, sponsoringu zgodnie z przyjętymi założeniami komunikacyjnymi i Strategią Grupy; Rzecznik Praw Klienta reprezentuje interesy klienta	tak
3	elektroenergetyczna	pracowniczy	udział w tworzeniu i aktualizacji strategii marketingu oraz zarządzania marką firmy, planowanie budżetu działań związanych z wprowadzeniem jednolitego systemu tożsamości wizualnej w spółce, sponsoring oraz zaangażowanie społeczne	tak
4	elektroenergetyczna	kierowniczy	Kierownik Zespołu Informacji i Promocji – zadania PR, sponsoring, społeczne zaangażowanie spółki, strona www i intranetowa, współpraca z mediami, funkcja Rzecznika Prasowego, utrzymanie jednolitego systemu tożsamości wizualnej	tak
5	elektroenergetyczna	kierowniczy	wsparcie komunikacyjne utrzymania wysokiego poziomu satysfakcji i zaangażowania pracowników, wsparcie komunikacyjne strategii rozwoju firmy, koordynacja i monitoring pracy nad strategią zrównoważonego rozwoju, monitorowanie przestrzegania kodeksu etycznego i programu zgodności, reagowanie na informacje o nieprzestrzeganiu Standardów Obsługi Klienta	brak odp.
6	gazownicza	kierowniczy (Pełnomocnik Zarządu ds. SZR, 44 Koordynatorów CSR w gazowniach, oddziałach i spółkach GK, Komitet Sterujący – przedstawiciele kluczowych Departamentów i Biur Centrali spółki)	koordynacja realizacji SZR, monitorowanie postępów wdrażania	tak
7	gazownicza	kierowniczy – pełnomocnik ds. PR będący jednocześnie Koordynatorem CSR	Pełnomocnik ds. PR pełniący równoległe funkcje Rzecznika Prasowego odpowiedzialny m.in. za kształtowanie wizerunku spółki, prowadzenie działalności promocyjno-reklamowej, sponsorskiej, charytatywnej; nadzór nad opracowaniem oraz wdrożeniem SZRiOB	tak
8	gazownicza	kierowniczy	planowanie, wdrażanie, realizacja, monitoring, raportowanie i komunikowanie strategii	tak
9	ciepłownicza	kierowniczy	elementy związane z SOB ujęte są w ramach kompetencji obszarów: zarządzania zasobami ludzkimi, jakości i środowiska, BHP, Eksploatacji, komunikacji i obsługi odbiorców	tak

Źródło: URE.

i ciepłownicze w 100% wdrożyły systemy zarządzania, czyli plany zostały całkowicie zrealizowane.

W tabeli 5 (str. 14) przedstawione zostały przykładowe zakresy regulacji objęte systemami zarządzanymi.

Ponadto, wymienianymi przez przedsiębiorstwa procedurami były m.in.:

- ISO 9001/Regulamin zamówień w zakresie współpracy z dostawcami i ich oceną,
- system zarządzania środowiskiem wg ISO 14001/18001 – procesowe podejście do wypełniania standardów w zakresie ochrony środowiska i bezpieczeństwa pracy,

- system zarządzania bezpieczeństwem pracy PN-N-18001, OHSAS 18001,
- działania w zakresie BHP – postępowania w przypadku wypadku przy pracy, szkolenia pracowników BHP,
- system zarządzania bezpieczeństwem informacji – w oparciu o normę PN-ISO/IEC 27001,
- system zarządzania ISO 14001:2004 w zakresie świadczenia usług energetycznych, OHSAS 18001:2007 – zarządzanie bezpieczeństwem,
- monitorowanie emisji CO₂, gospodarka odpadami,

Tabela 5. Procedury zarządzania dziedzinami z SOB – przykłady

Lp.	Firma	Nazwa systemu/procedury	Zakres regulacji objęty systemem/procedurą
1	elektroenergetyczna	System Zarządzania Jakością wg ISO 9001	system wdrożony w zakresie działalności podstawowej spółki; uregulowano m.in. kwestie związane z komunikacją z klientem, badaniem zadowolenia klientów, oceną dostawców, zapewnieniem jakości parametrów energii elektrycznej, postępowaniem w sytuacji awarii, rekrutacją i podnoszeniem kwalifikacji pracowników
2	elektroenergetyczna	ISO 9001/Szkolenia	planowanie i realizacja szkoleń dla pracowników, badanie efektywności szkoleń oraz ocena szkoleń przez pracowników
3	elektroenergetyczna	a) Procedura działalności charytatywnej i sponsoringowej b) Procedura Zarządzania relacjami z dostawcami	a) zasady działalności charytatywnej: – określenie czym jest ta działalność – określenie obszarów tej działalności – określenie organu podejmującego decyzję o udzieleniu wsparcia – tryb prac nad selekcją, realizacją i dokumentacją tej działalności zasady działalności sponsoringowej: – określenie obszarów, które mogą zostać objęte sponsoringiem – proces weryfikacji potencjalnych projektów – proces realizacji projektów b) selekcja ofert, jakie wpłynęły do firmy; kwalifikacja dostawców; okresowa ocena dostawców; postępowanie w przypadku reklamacji
4	gazownicza	Badanie satysfakcji pracownika	m.in. postrzeganie własnej pracy, elementy polityki personalnej, oczekiwania względem pracodawcy, komunikacja wew., stopień identyfikacji z firmą
5	gazownicza	a) DSZ-05 Monitorowanie satysfakcji klienta b) DSZ-04 Planowanie i realizacja szkoleń BHP/ZSZ	a) celem procedury jest badanie poziomu satysfakcji klienta oraz pozyskanie niezbędnych informacji zmierzających do zidentyfikowania priorytetów doskonalenia. Przedmiotem procedury jest monitorowanie oraz badanie potrzeb Klientów oraz określanie sposobu ich zaspokajania. Procedura obowiązuje pracowników wszystkich komórek organizacyjnych. b) celem procedury jest zapewnienie niezbędnych kompetencji pracownikom firmy poprzez określenie i ujednolicenie zasad rozwoju zawodowego/realizacji szkoleń personelu z zakresu BHP/ ZSZ. Procedura określa zasady przeprowadzania szkoleń wstępnych oraz okresowych z zakresu BHP/ ZSZ. Obejmuje wszystkich pracowników firmy
6	ciepłownicza	a) Dokument standaryzacyjny NATO AQAP 2110:2006 b) Procedura Marketing Partnerski	a) zakres certyfikacji: projektowanie, wykonywanie i kompleksowa obsługa instalacji energetycznych. Produkcja, przesył, dystrybucja i sprzedaż ciepła. b) utrzymywanie stałego partnerstwa z klientami kluczowymi. Pozyskiwanie informacji dotyczących planowanych działań klientów (uprzedzanie faktów, zamierzeń inwestycyjnych klienta). Przekazywanie informacji o działalności firmy. Wsparcie dla działalności handlowej
7	ciepłownicza	Badanie dot. komunikacji wewnętrznej	badanie opinii pracowników na temat kanałów i treści komunikacji wewnętrznej

Źródło: URE.

- polityka zarządzania ryzykiem – analiza ryzyka zmienności cen mediów, ocena wiarygodności kontrahentów, sporządzanie kwestionariuszy oceny ryzyk,
- działania sponsoringowe, charytatywne, zaangażowanie społeczne.

Przedsiębiorstwa ponownie zostały poproszone (jak w zeszłym roku) – w przypadku nieposiadania systemów zarządczych, procedur lub wytycznych – o podanie, czy planują je wdrożyć – a jeśli tak – kiedy i na jaki okres. Jedna spółka podała rok 2011, dwie inne spółki planują wdrożenie procedur dopie-

ro po zatwierdzeniu wytycznych dla całej grupy kapitałowej. Kilka firm pomimo tego, że posiada już przedmiotowe systemy, planuje w niedalekiej przyszłości (2010 r., połowa 2011 r., za dwa lata) wdrożyć jeszcze inne, a wśród wymienianych przez firmy są m.in.: certyfikowanie zintegrowanego systemu zarządzania obejmujący system zarządzania jakością oraz system zarządzania bezpieczeństwem informacji, badanie satysfakcji pracowników, zintegrowany system zarządzania obejmujący wymagania norm: ISO 9001:2008, ISO 14001:2005, ISO 27001:2007, PN-N 18001, listy procesów i ryzyk w analizach ryzyka działalności gospodarczej spółek.

3. SOB w realizacji

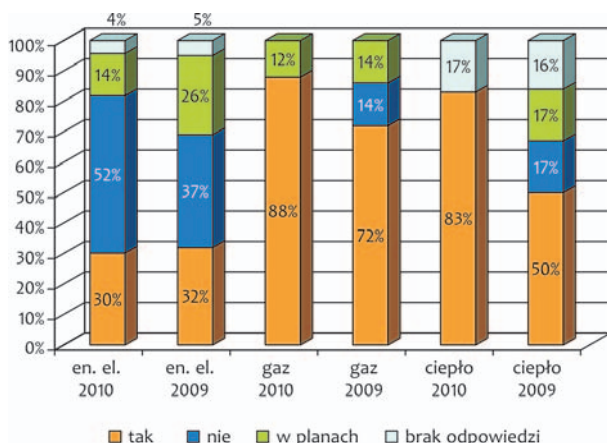
Dalsze pytania, jakie zostały zadane przedsiębiorstwom, miały rozstrzygnąć kwestie związane z weryfikacją rozumienia koncepcji SOB przez spółki, a także zobrazować obecność tej koncepcji w codziennym działaniu firm.

Podobnie jak w ubiegłorocznej ankiecie, chciano także uzyskać obraz konkretnych działań podejmowanych przez zarządy spółek przez pryzmat poszczególnych dziedzin SOB: pracownicy i miejsce pracy, środowisko, społeczność lokalna i rynek.

Dla każdej dziedziny zadano pytania o kluczowe cele/programy stawiane przez zarząd spółki, środki przeznaczone na te przedsięwzięcia (tym razem w procentach przychodów ogółem), oczekiwane korzyści z ich realizacji oraz o adresatów programów.

3.1. Autoregulacja

Pierwszym pytaniem, jakie zadaliśmy firmom, niezbędnym do zobrazowania najogólniejszych form wdrażania idei SOB do firmy, było: **Czy Zarząd Spółki przyjął dobrowolne inicjatywy/deklaracje/autoregulacje odnoszące się do SOB** (np. Kodeksy Dobrych Praktyk, Kodeks Etyczny, Wytyczne dla przedsiębiorstw wielonarodowych, Global Compact, itp.). Uzyskane odpowiedzi przedstawiono graficznie na wykresie 9.



Wykres 9. Przyjęcie dobrowolnych inicjatyw, autoregulacji odnoszących się do SOB (Źródło: URE)

Z analizy uzyskanych danych wynika, że nadal – w porównaniu z rokiem ubiegłym – bardziej zaawansowana sytuacja w świadomym wprowadzaniu autoregulacji jest w gazownictwie i ciepłownictwie. W elektroenergetyce natomiast przybyło przedsiębiorstw, które ich nie mają, co stawia tę część energetyki w niekorzystnym świetle.

Ogólne wyniki, jakie uzyskano, są następujące: 51% firm przyjął dobrowolne inicjatywy (autoregulacje), 32% firm nie zdecydowało się na ten krok, 11% planuje a 6% nie udzieliło odpowiedzi.

Jeśli chodzi o formy wykorzystywanych przez firmy regulacji, to wymieniane były m.in.:

- **Kodeks Etyki** – zasady etycznego postępowania zarządu i pracowników spółki w stosunkach z klientami i kontrahentami spółki oraz w relacjach wewnętrznych, jak również działania podejmowane na rzecz społeczeństw, podkreślenie roli kluczowych wartości: odpowiedzialność, zaangażowanie, profesjonalizm, praca zespołowa, szacunek,
- **Zasady Dobrych Praktyk Menadżera/Kodeks Etyczny Menadżerów** – zasady etyczne dla menadżerów, powstrzymywanie się od działań konkurencyjnych, dbałość o zachowanie poufności posiadanych informacji oraz sposób monitorowania i ocena przestrzegania zasad,
- **Regulaminy zamówień** – regulacje związane z przejrzystym postępowaniem przy dokonywaniu zamówień w spółce: Regulamin udzielania zamówień publicznych, Regulamin udzielania zamówień innych niż zamówienia publiczne, Instrukcja zakupów,
- **Global Compact⁷⁾** – przynależność i poparcie dla dziesięciu fundamentalnych zasad z zakresu m.in. praw człowieka, standardów pracy, ochrony środowiska i przeciwdziałania korupcji,
- **Polityka Środowiskowa/Instrukcja środowiskowa dla podwykonawców** – wdrożenie i utrzymanie systemu zarządzania środowiskowego/oświadczenie podwykonawców o przestrzeganiu norm ISO 14001,
- **Zintegrowany System Zarządzania** – określający przejrzyste i jednolite zasady postępowania w relacjach z odbiorcami w procesie przyłączeniowym, zawierania i obsługi umów,
- **Kodeks postępowania dla Dostawców** – definiujący podstawowe wymogi zrównoważonego rozwoju wobec dostawców firmy,
- **Deklaracja w sprawie zrównoważonego rozwoju w branży energetycznej w Polsce z 17.06.2009 r.** – w zakresie m.in.: zapewnienia sprawnego funkcjonowania rynków (swoboda i otwartość handlu, przejrzyste reguły inwestowania i działania, efektywna konkurencja), budowania rynku odbiorców na otwartym rynku energii i gazu, dbałości o klientów, promocji energooszczędnych rozwiązań, uczestnictwa w rozwoju odnawialnych źródeł energii,
- **Regulaminy w zakresie prowadzenia działalności charytatywnej i sponsoringu.**

⁷⁾ Dodatkowo, po wypełnieniu ankiety, OGP Gaz – System SA przysłał Regulatorowi Raport Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA z postępów we wdrażaniu zasad inicjatywy Global Compact 07/2009 – 07/2010, *Communication on Progress*, dostępny na www.gaz-system.pl. *Global Compact* – to inicjatywa sekretarza Generalnego ONZ, Kofi Annana ze stycznia 1999 r., skierowana do biznesu, aby w swojej działalności kierował się 10 podstawowymi zasadami z zakresu praw człowieka, praw pracowniczych, ochrony środowiska i przeciwdziałania korupcji. *Global Compact* promuje SOB, więcej na stronie www.globalcompact.org.pl.

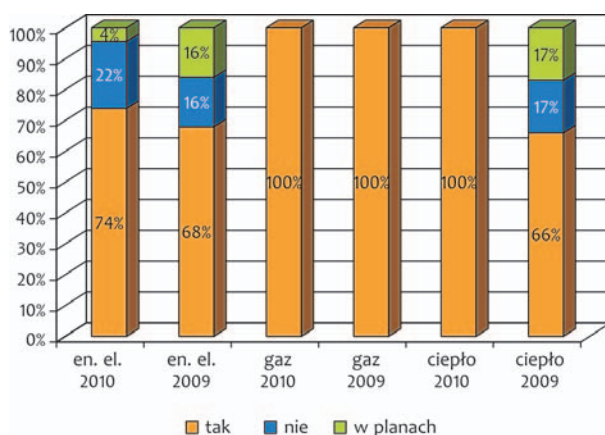
Przedsiębiorstwa, które aktualnie nie posiadają dobrowolnych inicjatyw, zgłaszają chęć ich realizacji w niedalekiej przyszłości (2010-2011 r.). Niektóre z nich uzależniają stosowanie wytycznych od decyzji podejmowanych w ramach całej grupy kapitałowej. Rozważane są m.in.: uczestnictwo w Global Compact, przyjęcie Kodeksu Etycznego, Kodeksu Dobrych Praktyk, przystąpienie do Forum Odpowiedzialnego Biznesu.

Warto w tym miejscu zauważyć, że na pytanie o **podpisanie Deklaracji w sprawie zrównoważonego rozwoju w branży energetycznej w Polsce**, przedstawionej z inicjatywy PGNiG SA podczas I Ogólnopolskiej Konferencji Zrównoważonego Rozwoju w Branży Energetycznej, która odbyła się w Warszawie 17 czerwca 2009 r., okazało się, że tylko 11% ankietowanych przedsiębiorstw podpisało tę Deklarację (dwie firmy elektroenergetyczne, dwie firmy gazownicze), aż 76% nie jest jej sygnatariuszem (14% nie udzieliło żadnych informacji)⁸⁾.

3.2. SOB wobec środowiska pracowniczego

Z uzyskanych wcześniej odpowiedzi ankietowych otrzymaliśmy potwierdzenie, że zarządzanie kapitałem ludzkim jest wysoko w hierarchii celów SOB wdrażanych przez firmy. Szczegółową implikacją działań firm w tej mierze są pytania związane z realizacją różnych przedsięwzięć wobec jej pracowników.

Na pytanie, **Czy Zarząd Spółki realizuje działania w zakresie SOB dotyczące oddziaływania na pracowników i miejsce pracy?**, uzyskano następujące wyniki:



Wykres 10. Aktywność firm wobec pracowników (Źródło: URE)

⁸⁾ Na II Ogólnopolskiej Konferencji Zrównoważonego Rozwoju w Branży Energetycznej, która odbyła się w Warszawie 17 czerwca 2010 r., zorganizowanej przez PGNiG SA oraz PricewaterhouseCoopers, przedstawiono prezentację: *Rok po podpisaniu Deklaracji... – podsumowanie działań Sygnatariuszy*, PricewaterhouseCoopers, Zespół ds. zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu. Materiały z tej konferencji dostępne są na stronie www.odpowiedzialna-energia.pl

W tym roku zarówno wszystkie firmy z sektora gazu, jak i wszystkie z sektora ciepła, zadeklarowały realizację działań w zakresie SOB wobec pracowników i miejsca pracy. Widać także, w porównaniu z rokiem ubiegłym, wzrost liczby firm elektroenergetycznych, które posiadają działania w przedmiotowym zakresie. Ogólnie – 84% spółek posiada programy w obszarze pracowniczym, 13% spółek odpowiedziało przecząco, 3% planuje przyjęcie takich działań.

Kolejne pytanie dotyczyło zarówno opisu programów, celów i korzyści, jakie się z tym wiążą, jak również kosztów wdrażania tych programów.

Firmy wymieniły bardzo liczne przykłady dotyczące realizowanych przez zarządy spółek działań w obszarze *Miejsce Pracy*, od których oczekiwano zarówno korzyści dla firmy (m.in. zwiększenie efektywności pracy, wprowadzenie zasad ładu korporacyjnego), jak i podniesienia poziomu zadowolenia pracowników, w tym m.in. badanie satysfakcji pracowniczej; realizowanie procedur rekrutacyjnych, szkoleniowych; bezpieczeństwo i higiena pracy; systemy premiowe; optymalizacja zatrudnienia; wynagrodzenia i zasiłki losowe; zarządzanie talentami, kompetencjami; wartościowanie stanowisk pracy; pracownicze programy emerytalne itp. Są to, jak widać, typowe programy pracownicze mające na celu przede wszystkim zwiększenie kompetencji, potencjału zawodowego pracowników, budowanie ścieżek ich kariery, wzrost motywacji, zapewnienie realnego wpływu pracowników na warunki i środowisko pracy, pozytywny wpływ na efektywne zarządzanie zasobami ludzkimi.

W tym roku pytaliśmy o koszty, jakie przedsiębiorstwa ponoszą w zakresie realizacji polityki pracowniczej, w ujęciu relatywnym: udziałach w przychodach ogółem. Nieliczne firmy ustosunkowały się do tego pytania i przedstawiły w ankietach przeznaczone środki w takiej postaci, ale nadal w większości sytuacji trudnością okazało się przyporządkowanie środków finansowych do określonych programów⁹⁾.

Tabela 6 (str. 17) przedstawia rozbięcie na szczegółowe informacje dotyczące kluczowych programów dla trzech firm, które uznaliśmy za warte upowszechnienia z uwagi na rozbudowane i pełne formy odpowiedzi.

Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, które dopiero zamierzają przyjąć określone działania dotyczące oddziaływania na pracowników i miejsce pracy, podawały: (ponownie) program przekwalifiko-

w zakładce Prezentacje. Deklarację podpisały: PGNiG SA, EDF Polska, Gaz – System SA, GDF Suez Energia Polska, Turon SA, ENEA SA i Vattenfall Poland Sp. z o.o. Podczas tegorocznej II Ogólnopolskiej Konferencji trzy kolejne firmy: Fortum Power and Heat Polska, Lotos oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator przystąpiły do Deklaracji, więcej na stronie www.odpowiedzialna-energia.pl.

⁹⁾ Analogiczna sytuacja wystąpiła w pozostałych dziedzinach SOB.

Tabela 6. SOB w obszarze pracowniczym – przykłady

Lp.	Nazwa programu	Cele	Przeznaczone środki [% przychodów ogółem]	Oczekiwane korzyści	Adresaci
firma elektroenergetyczna					
1	Dialog społeczny	zapewnienie dialogu społecznego w Spółce	0,002%	wdrażanie zmian przy zapewnieniu akceptacji społecznej	związki zawodowe działające w Spółce
2	Akademia Menedżera – studia podyplomowe	– podniesienie kwalifikacji kierowniczych i interpersonalnych uczestników; – nabycie w czasie studiów umiejętności, które pozwolą m.in. efektywniej wykorzystywać kwalifikacje pracowników, odpowiednio ich motywować i lepiej zarządzać.	0,006%	zwiększenie efektywności pracy poprzez usprawnienie umiejętności zarządzania	kadra kierownicza
3	Apel o przekazanie 1% podatku na cele charytatywne	– zaangażowanie pracowników do przekazania 1% podatku na cele charytatywne, – stworzenie, na podstawie nadesłanych informacji od pracowników, listy zawierającej dane Organizacji Pożytku Publicznego, które wspierają potrzebujących	brak kosztów	– wsparcie ze strony pracowników osób poszkodowanych i potrzebujących pomocy, – zaangażowanie pracowników w działania społeczne	wszyscy pracownicy Spółki
4	Rekreacja (turnieje sportowe, festyny rodzinne)	utożsamianie się pracownika z firmą, integracja pracowników	0,040%	podniesienie poziomu zadowolenia z tytułu przynależności do Spółki	wszyscy pracownicy Spółki
5	Wypoczynek (wycieczki, wczasy, kolonie)	umożliwienie pracownikom i ich rodzinom wypoczynku	0,727%	podniesienie poziomu zadowolenia z tytułu przynależności do Spółki	wszyscy pracownicy Spółki
6	Pracowniczy Program Emerytalny, ubezpieczenie grupowe	umożliwienie pracownikom gromadzenie kapitału na przyszłe świadczenia emerytalne tzw. III filar połączone z ochroną ubezpieczeniową na życie i zdarzenie losowe	0,790%	gromadzenie środków pieniężnych na indywidualnym koncie	wszyscy pracownicy Spółki
firma elektroenergetyczna					
1	Edukacja i szkolenia	podnoszenie i uzupełnianie kwalifikacji zawodowych	0,10%	posiadająca odpowiednie kwalifikacje kadra	wszyscy pracownicy Spółki
2	Bezpieczeństwo i higiena pracy	zapewnienie bezpiecznych i higienicznych warunków pracy	0,12%	minimalizacja występowania ryzyka wypadkowego i chorób zawodowych	wszyscy pracownicy Spółki
3	Angażowanie pracowników	system premiowania powiązany z systemem ocen pracowniczych	1,76%	zaangażowanie w realizację projektów i nowych zadań	wszyscy pracownicy Spółki
4	Odejścia	optymalizacja zatrudnienia	0,17%	optymalizacja funduszu wynagrodzeń	pracownicy Spółki
firma gazownicza					
1	Pracowniczy Program Emerytalny	dbałość o klienta wewnętrznego	1,9%	utrzymanie poczucia bezpieczeństwa, zwiększenie zaangażowania pracowników	pracownicy ze stażem pracy powyżej trzech miesięcy
2	Prywatne abonamenty medyczne	dbałość o klienta wewnętrznego	0,2%	utrzymanie poczucia bezpieczeństwa, zwiększenie zaangażowania pracowników	pracownicy i ich rodziny

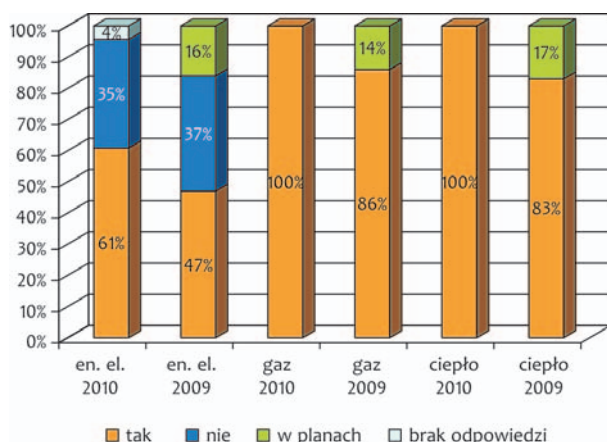
Źródło: URE.

wujący pracowników w ramach zmieniającego się popytu na pracę, przyjęcie odpowiednich, spójnych polityk po uzgodnieniu z całą grupą kapitałową. Plany obejmują okres 2010-2011 r.

Przedsiębiorstwa przeznaczyły na działania w obszarze pracowniczym w zakresie 0,002% – 1,9% przychodów ogółem.

3.3. SOB wobec środowiska naturalnego

Badając środowiskowy obszar SOB okazało się, że tak jak w przypadku obszaru pracowniczego, wszystkie spółki gazownicze i ciepłownicze są w to zaangażowane, natomiast elektroenergetyczne w 61% (wzrost o 14 pkt procentowych do zeszłego badania). Ogólnie wyniki były następujące: 76% przedsiębiorstw realizuje takie działania, 21% ich nie podjęło (3% firm nie udzieliło odpowiedzi).



Wykres 11. Aktywność firm wobec środowiska naturalnego (Źródło: URE)

W tym przypadku przedsiębiorstwa wymieniły także liczne przykłady podejmowanych i realizowanych działań ochronnych wobec środowiska, poprzez m.in.: ograniczenie negatywnego wpływu na środowisko, likwidację zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego, promocję i poprawę efektywności energetycznej, stosowanie ekologicznych i bezpiecznych rozwiązań technologicznych (tab. 7 na str. 19–20).

Ekologiczne zaangażowanie firm jest dosyć duże. Podejmują różnorodne przedsięwzięcia (co często jest spowodowane charakterem podstawowej działalności energetycznej) indywidualnie, ale również przystępują do szerszych inicjatyw.

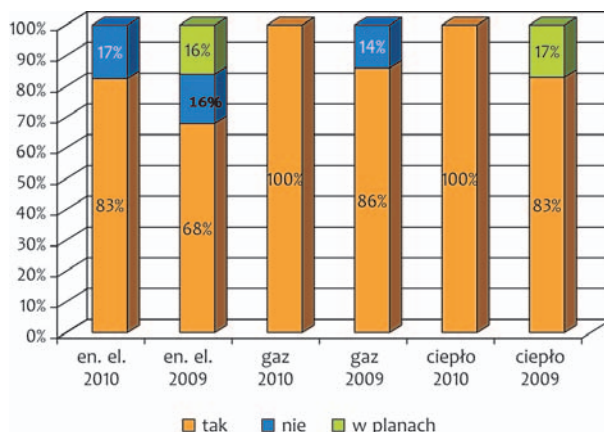
Jedno z przedsiębiorstw elektroenergetycznych planuje ponadto osiągnięcie równowagi przyrodniczej na terenach wystąpienia nieuniknionych skutków awarii technicznych z uwolnieniem do środowiska substancji ropopochodnych (poprzez zewnętrzne usługi usuwania skutków takich awarii). Inne firmy planują podjęcie działań w zakresie SOB po

uzgodnieniu spójnej polityki całej grupy kapitałowej w tym zakresie.

Przedsiębiorstwa przeznaczyły na działania w obszarze środowiska naturalnego w zakresie 0,0002% – 0,19% przychodów ogółem.

3.4. SOB wobec środowiska lokalnego

W zakresie relacji firmy ze społecznością lokalną, uzyskano wyniki ogółem: aż 89% spółek posiada stosowne programy, 11% spółek nie stosuje takich programów.



Wykres 12. Aktywność firm wobec społeczności lokalnej (Źródło: URE)

Przedsiębiorstwa najczęściej wymieniali następujące rodzaje działań wpływających na społeczność lokalną (tab. 8 – str. 20–21):

- działalność charytatywna, sponsoring,
- wspieranie inicjatyw i wydarzeń ważnych dla społeczności lokalnych,
- działania edukacyjne, konkursy dla dzieci i młodzieży,
- programy poprawnej relacji ze związkami zawodowymi,
- filantropia w ochronie zdrowia, edukacji, oświacie, kulturze,
- polityka zatrudnienia (uwzględniająca specyfikę lokalnego rynku pracy),
- współpraca z instytucjami publicznymi (samorządowymi),
- patronaty.

Przedsiębiorstwa przeznaczyły na działania skierowane do społeczności lokalnych w zakresie 0,0002% – ok. 1%.

3.5. SOB – biznesowe elementy definicji SOB

Kolejne pole działalności SOB to umownie ujęta w kategorię „rynek” podstawowa działalność firmy na styku z dostawcami i odbiorcami energii. Biorąc pod uwagę to, z jaką dziedzina gospodarczą mamy

Tabela 7. SOB w obszarze środowiska naturalnego – przykłady

Lp.	Nazwa programu	Cele	Przeznaczone środki [% przychodów ogółem]	Oczekiwane korzyści	Adresaci
firma elektroenergetyczna					
1	Badania transformatorów mogących zawierać PCB	całkowite przebadanie transformatorów mogących zawierać PCB do czerwca 2010 r.	0,016%	wyeliminowanie zagrożenia dla środowiska	społeczność lokalna
2	Wymiana kondensatorów i wyłączników zawierających PCB	całkowita wymiana kondensatorów i wyłączników zawierających PCB do czerwca 2010 r.	0,002%	wyeliminowanie zagrożenia dla środowiska	społeczność lokalna
3	Usuwanie azbestu	całkowite usunięcie azbestu do końca 2032 r.	0,021 %	wyeliminowanie zagrożenia dla środowiska	społeczność lokalna
4	Modernizacja nieszczelnych stanowisk transformatorowych 110/SN	uszczelnienie wszystkich stanowisk transformatorowych 110/SN	0,19%	wyeliminowanie zagrożenia dla środowiska	społeczność lokalna
5	Wynoszenie gniazd bocianich zlokalizowanych na słupach energetycznych na platformy	wyniesienie wszystkich gniazd na platformy	0,003%	zwiększenie bezpieczeństwa gniazdujących na słupach bocianów	społeczność lokalna
6	Wprowadzenie wykładów z ochrony środowiska w ramach szkoleń okresowych bhp	podnoszenie świadomości ekologicznej pracowników	0,0005%	ochrona środowiska w obszarze działalności Spółki	pracownicy Spółki
firma gazownicza					
1	Likwidacja zanieczyszczeń terenów byłych gazowni klasycznych	przewodzenie prac rekultywacyjnych zanieczyszczonych terenów byłych gazowni klasycznych zgodnie z zatwierdzonymi przez Zarząd harmonogramami prac	0,01%	zmniejszenie lub usunięcie zanieczyszczeń wód gruntowych i/lub gruntu	przyszłe pokolenia, pracownicy
2	Ograniczenie emisji spalin z silników benzynowych	zakup nowych samochodów z silnikami napędzanymi gazem ziemnym lub przystosowanie używanych samochodów do napędzania gazem ziemnym, zgodnie z zatwierdzonym planem	0,3%	zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do powietrza	przyszłe pokolenia, pracownicy, klienci
3	Ograniczenie zużycia czynników energetycznych	przewodzenie analizy i profilaktyki w zakresie oszczędnego gospodarowania czynnikami energetycznymi w Oddziałach Zakładach Gazowniczych	0,15%	ograniczenie zużycia czynników atmosferycznych, zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery	przyszłe pokolenia, pracownicy, klienci
4	Monitorowanie emisji gazu ziemnego (Spółka uczestniczy w pracach zespołu powołanego do opracowania wspólnej dla GK koncepcji monitorowania upustów gazu ziemnego do atmosfery)	przewodzenie obserwacji w zakresie ilości gazu ziemnego emitowanego do atmosfery	b.d.	zmniejszanie emisji szkodliwych substancji do atmosfery	przyszłe pokolenia, pracownicy, klienci
5	Edukacja ekologiczna	propagowanie ekologicznych zachowań	0,0005%	przyczynianie się do ochrony naturalnych zasobów Ziemi	przyszłe pokolenia, klienci

firma gazownicza					
1	PN-EN ISO 14001:2005 „Systemy zarządzania środowiskowego. Wymagania i wytyczne stosowania”	osiągnięcie pozycji nowoczesnej i efektywnie zarządzanej firmy świadczącej usługi przesyłowe na europejskim poziomie z uwzględnieniem ekologicznych i bezpiecznych rozwiązań technologicznych	0,00014%	minimalizowanie negatywnych oddziaływań na środowisko oraz kontrolowanie efektów działalności w stosunku do otoczenia	pracownicy, klienci, kontrahenci oraz dostawcy
2	Fundusz Naturalnej Energii – konkurs grantowy dotyczący projektów ekologicznych skierowanych do społeczności lokalnych	angażowanie i edukacja społeczności lokalnych	0,00009%	poinformowanie i uzyskanie akceptacji społeczności lokalnych dla realizowanych inwestycji	władze lokalne, szkoły, organizacje ekologiczne
3	Eco biuro – segregacja śmieci, zbiórka baterii	minimalizacja negatywnego wpływu na środowisko, edukacja ekologiczna pracowników	0,00002%	minimalizacja negatywnego wpływu na środowisko	pracownicy

Źródło: URE.

Tabela 8. SOB w obszarze społeczności lokalnej – przykłady

Lp.	Nazwa programu	Cele	Przeznaczone środki [% przychodów ogółem]	Oczekiwane korzyści	Adresaci
firma elektroenergetyczna					
1	Program „Akademia bezpiecznego przedszkolaka” – program we współpracy z Policją	– wzrost świadomości dzieci w zakresie użytkowania energii elektrycznej – bezpieczeństwo używania urządzeń domowych	0,0008%	– zmniejszenie ilości potencjalnych zagrożeń w użytkowaniu urządzeń elektrycznych przez dzieci – właściwe posługiwanie się urządzeniami domowymi zasilanymi energią elektryczną	dzieci w wieku przedszkolnym i szkolnym
2	Program „Dziecko pod parasolem prawa” – program we współpracy z Policją	wzrost świadomości dzieci i młodzieży w zakresie praw obywatelskich dzieci i młodzieży	b.d.	minimalizowanie działań mających charakter łamania praw dziecka i ochrona przed potencjalnymi zagrożeniami	dzieci w wieku przedszkolnym i szkolnym
3	Program „Bezpieczna droga” – program we współpracy ze Strażą Miejską	wzrost świadomości potencjalnych zagrożeń towarzyszących dzieciom w drodze do szkoły i przedszkoli	0,0003%	zwiększenie bezpieczeństwa dzieci podróżujących w drodze do i ze szkoły/przedszkola	dzieci w wieku przedszkolnym i szkolnym
4	Program „Bezpieczniejsz z prądem” –program we współpracy z PTPIREE	– wzrost świadomości dzieci w zakresie użytkowania energii elektrycznej – bezpieczeństwo używania urządzeń domowych	0,0002%	– zmniejszenie ilości potencjalnych zagrożeń w użytkowaniu urządzeń elektrycznych przez dzieci – właściwe posługiwanie się urządzeniami domowymi zasilanymi energią elektryczną	dzieci w wieku przedszkolnym i szkolnym
5	Działalność charytatywna (m.in. wakacje dla ciężko chorych dzieci, organizacja Świąt Bożego Narodzenia dla dzieci i młodzieży z ubogich rodzin, dotacja na budowę Domu Seniora, wsparcie szpitali, wsparcie kultury i sztuki	postrzeganie Spółki jako lokalnego partnera w rozwiązywaniu problemów społecznych mieszkańców regionu/ów	0,0045%	– pomoc najuboższym i organizacjom wspierającym działania mające na celu przeciwdziałanie biedzie i krzywdzie ludzkiej – ochrona dziedzictwa narodowego – rozwój intelektualny dzieci i młodzieży – wzrost zainteresowania dzieci i młodzieży zajęciami pozalekcyjnymi i rozwój umiejętności indywidualnych	społeczność lokalna, klienci Spółki

firma gazownicza					
1	Zakup aparatury medycznej	pomoc szpitalom publicznym	<1%	poprawa stanu zdrowia społeczności lokalnych	społeczność lokalna
2	Sponsorowanie przedsięwzięć z dziedziny kultury	pozytywny wizerunek firmy	<1%	budowanie pozytywnego wizerunku firmy	społeczność lokalna, artyści
3	Współpraca z lokalnymi uczelniami	wspieranie nauki i edukacji	<1%	korzyści wizerunkowe oraz pośrednio kadrowe	społeczność lokalna, studenci, naukowcy
firma ciepłownicza					
1	Porozumienie o współpracy między firmą, elektrociepłownią i gminą miejską w sprawie udzielania wsparcia organizacjom pozarządowym niosącym pomoc najbardziej potrzebującym	udzielanie pomocy organizacjom pozarządowym w dofinansowaniu ciepła oraz ciepłej wody użytkowej dostarczanej z sieci ciepłowniczej wytwarzanej w elektrociepłowni	0,011%	umacnianie pozytywnego wizerunku firmy	organizacje pozarządowe profesjonalnie zajmujące się niesieniem pomocy najbardziej potrzebującym
2	Zaangażowanie społeczne, w tym działalność charytatywna (darowizny dla instytucji, organizacji społecznych)	udzielanie pomocy najbardziej potrzebującym	0,015%	umacnianie pozytywnego wizerunku firmy	fundacje
3	Wsparcie rozwoju instytucji i inicjatyw na rzecz społeczności lokalnej (sponsoring)	udzielanie pomocy	0,041%	umacnianie pozytywnego wizerunku firmy	społeczność lokalna, instytucje
4	Prowadzenie dialogu społecznego	poznanie opinii o działalności firmy i skuteczności podejmowanych działań w zakresie marketingu	0,005%	doskonalenie metod formułowania treści i formy przekazu	odbiorcy, społeczność lokalna

Źródło: URE.

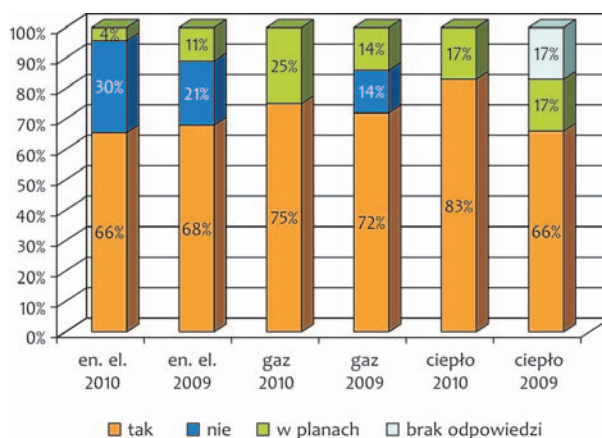
do czynienia, jest to szczególnie istotna część ankiety dla Regulatora, którego misją jest *równoważenie interesów zarówno przedsiębiorstw energetycznych, jak i odbiorców paliw i energii*¹⁰⁾. Jak zatem firmy do tej sprawy podchodzą jest bardzo istotną sprawą i praktycznym probierzem rzeczywistego, a nie tylko deklaracyjnego stosunku do SOB.

W tym roku uzyskano następujące wyniki dotyczące aktywności spółek: 70% spółek prowadzi działania w tym zakresie (wzrost tylko o 1 pkt procentowy w porównaniu z rokiem ubiegłym), 19% wskazało odpowiedź negatywną, 11% zamierza je wprowadzić (wykres 13).

Z analizy uzyskanych danych wynika, że stopień zaangażowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych w zmianę relacji z rynkiem praktycznie nie uległ zmianie (niewielki regres). Wzrost zainteresowania tą sferą obserwujemy za to w gazownictwie oraz ciepłownictwie, gdzie od zeszłego roku o 3 (gaz) i 17 (ciepło) pkt. procentowych zwiększyła się liczba podmiotów, które wprowadziły działania w zakresie SOB mające bezpośredni wpływ na relacje z otoczeniem.

Analogicznie do pozostałych obszarów, przedsiębiorstwa zostały poproszone o podanie konkretnych działań opisujących aktywność na tym polu. Do najczęściej wymienianych przez firmy przykładów realizowanych przedsięwzięć należały:

- procedury dotyczące obsługi klientów (zindywidualizowanie obsługi klienta, e-bok),
- kwalifikacja dostawców wyrobów oraz usług, kodeks postępowania dla dostawców,



Wykres 13. Aktywność firm wobec rynku (Źródło: URE)

¹⁰⁾ Art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

- prowadzenie działań marketingowych,
- doskonalenie stron internetowych w celu nawiązania komunikacji z otoczeniem,
- monitoring stanu sieci, stała modernizacja urządzeń, inwestycje z wykorzystaniem optymalnych technologii w interesie odbiorców, zapewnienie ciągłości dostaw mediów,
- działania sponsoringowe.

Przedsiębiorstwa podały, że przeznaczyły na prowadzenie tego typu działań środki finansowe w zakresie 0,000007% – 12,97% przychodów ogółem.

Przedsiębiorstwa planujące podjęcie działań w zakresie SOB wobec rynku, wymieniały m.in.: współpracę z przedsiębiorstwami obrotu w zakresie przyłączania klientów do sieci gazowej i świadczenie usługi dystrybucyjnej, ułatwianie i usprawnianie obsługi klientów w zakresie procesu przyłączeniowego (2010 r.), kampania promująca usługę dystrybucji gazu, jako ekologicznego nośnika energetycznego (2010-2013), akcja informacyjna o zagrożeniach związanych z nielegalnym poborem gazu (2010-2013), badanie satysfakcji klienta (2010-2013). Kilka przedsiębiorstw uzależniło przyjęcie polityk w zakresie

Tabela 9. SOB wobec rynku – przykłady

Lp.	Opis programów	Cele	Przeznaczone środki [% przychodów ogółem]	Oczekiwane korzyści	Adresaci
firma elektroenergetyczna					
1	Kontakt z klientami, komunikacja zewnętrzna i marketingowa	zachowanie ciągłości komunikacyjnej z klientami	0,002%	budowanie pozytywnego wizerunku spółki poprzez utrzymywanie stałych, poprawnych relacji z klientami	klienci spółki
2	Zapewnienie ciągłości dostaw	rozwój sieci dystrybucyjnej, zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej	12,97%	zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, poprawa zadowolenia klientów	klienci spółki
3	Udział w życiu publicznym	obecność spółki w najważniejszych wydarzeniach społecznych, gospodarczych i kulturalnych	0,001%	kształtowanie pozytywnego wizerunku spółki	lokalne organizacje biznesowe, samorządowe i naukowe
firma gazownicza					
1	Badanie satysfakcji klienta	poprawa obsługi klienta	0,000007%	zadowolony klient	klienci spółki
2	Udział w Zespole ds. Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw przy MG/Grupa Robocza ds. Odpowiedzialnych Inwestycji	stworzenie Kodeksu Dobrych Praktyk dla branży energetycznej	b.d.	wprowadzenie KDP dla branży energetycznej	branża energetyczna
3	Kodeks Etyczny	promocja wartości firmowych, budowanie spójnej kultury organizacyjnej	0,00002%	przejrzystość i etyczność działań wśród pracowników i otoczenia spółki	pracownicy, klienci, partnerzy biznesowi, społeczności lokalne, urzędy
firma ciepłownicza					
1	Promocja produktów centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej (reklama w prasie i TV lokalnej, środkach komunikacji miejskiej, katalogach teleadresowych, imprezach itp.)	poinformowanie społeczności lokalnej o korzyściach wynikających z zaopatrzenia w ciepło i ciepłą wodę użytkową z sieci, umacnianie pozytywnego wizerunku firmy	0,016%	pozyskanie nowych odbiorców i utrzymanie dotychczasowych	developeperzy, spółdzielnie mieszkaniowe, podmioty gospodarcze, instytucje, społeczność lokalna
2	Program ciepłej wody użytkowej	zwiększenie sprzedaży energii cieplnej w zakresie dostawy ciepłej wody użytkowej wśród odbiorców zaopatrywanych w ciepło z miejskiej sieci	0,015%	pozyskanie nowych odbiorców korzystających z alternatywnych źródeł zasilania, zwiększanie sprzedaży ciepła i bezpieczeństwa dla odbiorców poprzez eliminowanie piecyków gazowych i instalowanie systemu ciepłej wody użytkowej z miejskiej sieci	spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, podmioty gospodarcze, instytucje

Źródło: URE.

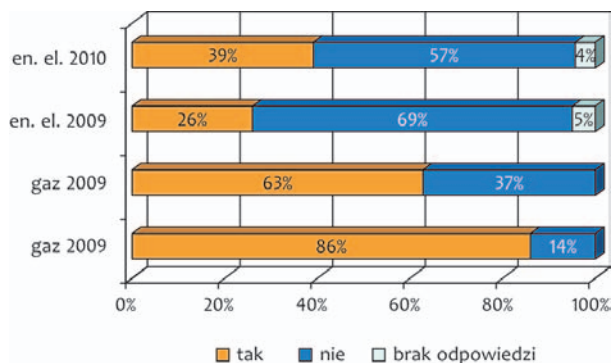
oddziaływania na rynek po uprzednim opracowaniu strategii SOB w tym obszarze w całej grupie kapitałowej.

3.6. Korzystanie z dorobku ERGEG

Materiałem analitycznym (na pewno nie jedynym, ale niewątpliwie swoistym dla elektroenergetyki i gazownictwa), który mógłby dostarczyć Prezesowi URE dodatkowych przesłanek, wskazówek dla sposobów realizacji celów SOB w przedsiębiorstwach energetycznych, jest dorobek Grupy Europejskich Regulatorów ds. Energii Elektrycznej i Gazu (ang. ERGEG) w postaci wytycznych oraz kodeksów dobrych praktyk. Były one pomyślane jako ułatwienie wdrażania zasad zawartych w dyrektywach energetycznych przez przeniesienie ogólnych ram prawnych na język realnych sytuacji występujących w toku działalności energetycznej. Tym samym, ich zadaniem jest przyspieszenie – szczególnie w zakresach sieciowych – przekształceń sprzyjających liberalizacji rynku energii, jego płynności i tym samym dobru odbiorców energii. Przy czym rola Regulatorów na tym się nie kończyła. Widziano ją także jako współpracę prowadzoną z przedsiębiorstwami energetycznymi, operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, uczestnikami i zarządami giełd energii elektrycznej, której celem jest dobrowolne wdrożenie wytycznych oraz dobrych praktyk przygotowanych przez ERGEG, co łatwo można zinterpretować jako etyczne postępowanie społecznie odpowiedzialnego przedsiębiorstwa energetycznego. Jednocześnie są to również zalecenia i wytyczne dla działań Regulatora¹¹⁾. Przy czym nie należy zapominać, że te narzędzia przygotowano tylko dla firm elektroenergetycznych i gazowych. Możliwości duże, ale jak jest z ich wykorzystaniem?

Porównując wyniki, jakie uzyskano w dwóch kolejnych badaniach, wyłania się niewyraźny obraz, który trudno jednoznacznie skomentować. W sektorze gazowniczym odnotowano zmniejszenie się liczby przedsiębiorstw, które bezpośrednio korzystają z dorobku ERGEG stosując się do tych wytycznych i jednocześnie, jak można sądzić po różnych innych działaniach, materia ta jest w istocie realizowana. W elektroenergetyce natomiast nastąpił wyraźny postęp. Ogólnie – 45% podmiotów realizuje w swoich działaniach wytyczne, 52% udzieliło odpowiedzi negatywnej, 3% nie ustosunkowało się do pytania.

¹¹⁾ Możliwość podjęcia przez Prezesa URE działań, wynikających np. z zaleceń i wytycznych dla Regulatorów zawartych w Wytycznych i Kodeksach Dobrych Praktyk sformułowanych przez ERGEG, będą mogły zostać skonkretyzowane dopiero po dokonaniu analiz tych dokumentów. Tego typu dokumentów jest wiele, ich spis został zamieszczony w Załączniku 8 Raportu *Prezes URE a społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw...*, op. cit.



Wykres 14. Korzystanie z dorobku ERGEG (Źródło: URE)

Zważywszy na znaczenie narzędzi i procedur regulacyjnych, wypracowanych w grupach roboczych działających w ramach ERGEG, dla moderowania zachowań przedsiębiorców sprzyjających rozwojowi wspólnego, efektywnego rynku energii, sprawa zasługuje na bardziej szczegółowe badania, które powinny być wskazówką dla polskiego Regulatora w jego działalności.

Na prośbę o podanie przykładów stosowania konkretnych rozwiązań przygotowanych w ERGEG, wyeksponowano następujące przedsięwzięcia, do których się one odnoszą:

- rekomendacje dotyczące transparentności cen oferowanych dla odbiorców,
- wytyczne w zakresie zmiany sprzedawcy,
- bieżące informowanie klientów o zmianach w taryfie,
- obsługa klienta (*ERGEG Best Practice Propositions on Customer Issues*),
- wytyczne dotyczące procedury *Open Season*,
- opracowanie i wdrożenie instrukcji dotyczącej uniknięcia zachowań dyskryminacyjnych wobec użytkowników systemu magazynowania (poufność informacji, równy dostęp do instalacji magazynowych),
- stworzenie i udostępnianie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci,
- stworzenie i bieżąca aktualizacja portalu internetowego dla klientów,
- stworzenie klientom warunków do korzystania z tzw. zasady TPA,
- ochrona odbiorców (procedury obowiązującego w spółce Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością ISO).

Jedna spółka elektroenergetyczna podała, że „Zarząd Spółki wykorzystuje zapisy Kodeksu Dobrych Praktyk Sprzedawców Energii Elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w takim zakresie, w jakim dotyczą one specyfiki jej działania i są możliwe do realizacji”.

Wśród odpowiedzi przedsiębiorstw, dotyczących przyczyn braku korzystania z wytycznych ERGEG, przeważały następujące powody:

- spółki giełdowe stosują zasady zawarte w dokumencie „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW”,
- korzystanie wyłącznie z wytycznych Urzędu Regulacji Energetyki,
- oczekiwane są rozwiązania na poziomie grupy kapitałowej,
- brak należytej informacji („nie były w posiadaniu spółki”),
- przestrzeganie ogólnych zasad dobrych obyczajów i etyki w biznesie.

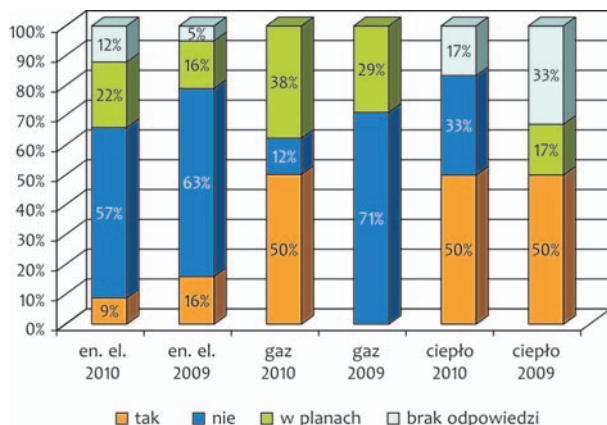
Jedna ze spółek elektroenergetycznych podała, że „W chwili obecnej [spółka] skoncentrowana jest na działaniach związanych z procesem konsolidacji. Mimo, iż formalnie Spółka nie wdrożyła do stosowania wytycznych i kodeksów dobrych praktyk opracowanych przez ERGEG, współdziałała z innymi spółkami sektora w celu ujednolicenia zasad stosowania przepisów wymienionych w dyrektywie 2003/54/WE”.

Inna spółka gazownicza wskazała, że „W związku z pracami nad dokumentem „Dobre praktyki sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” [spółka] zamierza na nim oprzeć własne zasady postępowania w tym zakresie”.

4. Ocena działania SOB

4.1. Raportowanie zewnętrzne

Podobnie, jak w ubiegłorocznej ankiecie, przedsiębiorstwa miały ustosunkować się do pytania o **wdrożenie raportowania zewnętrznego działań w zakresie SOB** (np. w formie raportu SOB/CSR/Zrównoważonego rozwoju środowiskowego). Poniższy wykres przedstawia porównanie uzyskanych wyników.



Wykres 15. Raportowanie zewnętrzne działań SOB (Źródło: URE)

Ogólnie: tylko 24% spółek wprowadziło raportowanie zewnętrzne działań w zakresie SOB, 43% spółek nie wdrożyło raportowania, 22% dopiero planuje (11% nie udzieliło odpowiedzi na pytanie).

W elektroenergetyce spadła prawie o połowę liczba podmiotów, które raportują zewnętrznie; w ciepłownictwie sytuacja wygląda podobnie do zeszłego roku (tyle samo podmiotów raportuje, z tym że przedsiębiorstwa, które miały to w planach, nie zrealizowały ich); najlepiej wypada gazownictwo: w zeszłym roku żadne z przedsiębiorstw nie wskazało w odpowiedziach raportowania, w tym roku aż połowa spółek zmieniła swój stosunek do tego typu działań (i wskazała odpowiedź twierdzącą).

Przedsiębiorstwa, które nie mają raportowania, bądź dopiero planują je wprowadzić, poproszone zostały o podanie innych działań komunikujących działania zarządu spółki w zakresie SOB. Wyniki, jakie uzyskano: 53% spółek wskazało, że realizuje inne działania, 34% nie posiada dodatkowych działań (13% nie udzieliło odpowiedzi na pytanie). Przedsiębiorstwa, które wskazały odpowiedź pozytywną, wymieniły następujące działania komunikujące (w większości jak w ubiegłym roku):

- informacje o działaniach SOB oraz otrzymanych nagrodach i wyróżnieniach na stronach internetowych, w kwartalniku firmowym, w mediach lokalnych i branżowych,
- informacje i komunikaty prasowe, materiały promocyjne spółki, teksty promocyjne,
- roczne raportowanie z realizacji umów sponsoringu, umów darowizn oraz działalności charytatywnej,
- okresowe raportowanie realizacji przyjętych planów finansowych,
- systematyczne informowanie partnerów biznesowych o sytuacji na rynku CO₂,
- publikowanie na stronach internetowych informacji dotyczących działania spółki w zakresie programów społecznościowych.

Warto w tym miejscu nadmienić, że 5 przedsiębiorstw załączyło do odpowiedzi na ankietę kopie raportów, których syntetyczne omówienie przedstawia załącznik nr 2.

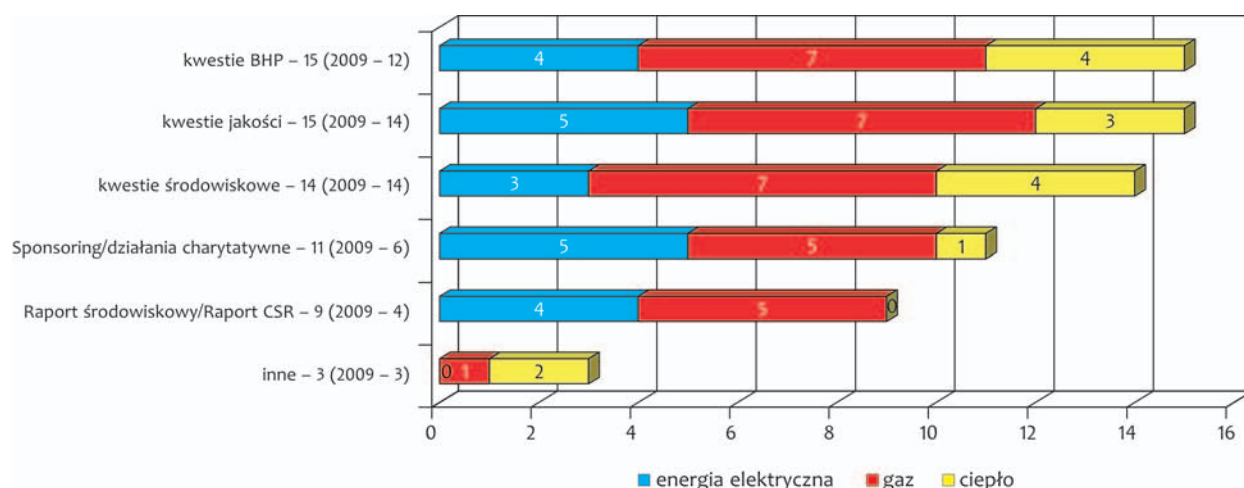
4.2. Audyt w firmie

Na pytanie: **Czy działania SOB podlegają ocenie audytora?**, uzyskano następujące odpowiedzi:

- ocenie audytora wewnętrznego podlegają działania SOB w 59% spółkach (33% nie podlega, 8% nie udzieliło odpowiedzi),
- ocenie audytora zewnętrznego podlegają działania SOB w 49% spółkach (41% nie podlega, 10% nie udzieliło odpowiedzi).

Na wykresie 16 (str. 25) przedstawione zostały szczegółowe podziały działań według oceny audytora.

Należy zauważyć, że w większym stopniu niż poprzednio, zaczęły podlegać ocenie audytora takie kwestie jak sponsoring/działania charytatywne, raportowanie oraz kwestie związane z BHP.



Wykres 16. Działania SOB podlegające ocenie audytora (Źródło: URE)

Do innych działań, niewymienionych do wyboru w ankiecie, podlegających ocenie audytora spółki wymieniły:

- weryfikacja raportów rocznych emisji CO₂,
- badanie satysfakcji pracowników,
- kwestie bezpieczeństwa informacji (w ramach certyfikacji PN-EN ISO 27001).

4.3. Nagrody

Prawie wszystkie spółki (81% – wynik identyczny z uzyskanym w ubiegłym roku) mogły pochwalić się nagrodami, wyróżnieniami (dowody uznania, wysokie notowania w rankingach, itp.) otrzymanymi w zakresie kwestii społecznych, środowiskowych czy personalnych. Do najczęściej wymienianych można zaliczyć:

- Laur Białego Tygrysa,
- „Przedsiębiorstwo Fair Play”,
- tytuł „Tego, który zmienia polski przemysł”,
- „Firma Przyjazna Klientowi”,
- „Najlepszy Pracodawca Roku”,
- tytuł „Przyjaciela Dziecka”,
- Firma przyjazna środowisku,
- Pracodawca przyjazny pracownikom,
- Nagrody jakości,
- Lider Filantropii.

Pojawiały się także następujące tytuły: Perły Polskiej Giełdy, Lider Polskiego Biznesu, Przejrzysta Firma, Firma Wysokiej Reputacji w kategorii Energia, Mecenaz Sportu, Oskar Serca, Laur Złotego Tygrysa, Certyfikat Innowacyjności, Gazetle Biznesu.

Tak jak w 2008 roku, większość z uzyskiwanych w 2009 roku nagród ma charakter lokalny o zróżnicowanym charakterze, stąd trudno o jednolitą podstawę porównawczą, niemniej znamienne jest to, że większość z firm dalej może poszczycić się wyróżnieniami z obszaru koncepcji SOB.

5. SOB wobec odbiorcy wrażliwego społecznie

Państwa członkowskie UE zostały zobowiązane do podejmowania właściwych środków dla ochrony odbiorców końcowych, a w szczególności do wprowadzenia odpowiednich zabezpieczeń chroniących odbiorców wrażliwych społecznie, łącznie ze środkami pomagającymi tym odbiorcom uniknąć odłączenia od sieci¹²⁾. Brak jest dotychczas systemowych rozwiązań powyższej kwestii, Prezes URE silnie o to zabiega jednocześnie starając się zbierać informacje o skali zjawiska i o tym, jak firmy energetyczne radzą sobie z tą sytuacją.

Trzeba zauważyć, że w celu wypełnienia przez Polskę zapisów przytoczonych wcześniej Dyrektyw, podjęto następujące prace. W „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”¹³⁾, Program Działań Wykonawczych na lata 2009 – 2012, działanie 5.5. – *Ochrona najgorzej sytuowanych odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wzrostu cen tej energii*, przyjęto następujący sposób realizacji tego zadania:

1. przygotowanie i wdrożenie odpowiedniego rozwiązania w ramach krajowego systemu pomocy społecznej dotyczącego ochrony najsłabszych ekonomicznie grup odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Zadanie to ma zostać zrealizowane w 2010 r. a odpowiedzialnym jest minister właściwy ds. zabezpieczenia społecznego oraz minister właściwy ds. gospodarki¹⁴⁾,

¹²⁾ Zob. przypis nr 4 i 5.

¹³⁾ Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r.

¹⁴⁾ 11 maja 2010 r. Rada Ministrów przyjęła założenia do aktów prawnych wprowadzających system ochrony odbiorców wrażliwych energii elektrycznej. Z informacją na ten temat można zapoznać się na www.kprm.gov.pl/rzad/decyzje_rzadu/id:4734.

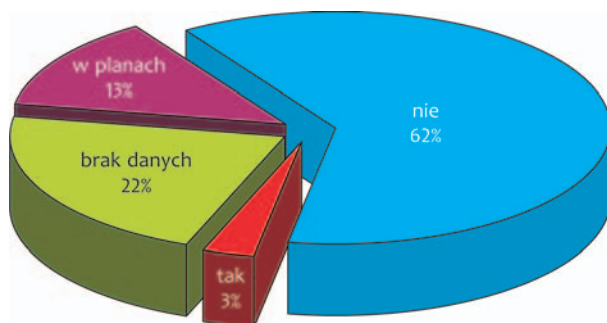
2. przygotowanie i wdrożenie dodatkowego rozwiązania, polegającego na świadczeniu pomocy najuboższym grupom odbiorców energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne w ramach opracowywanych przez nie programów pomocy (tzw. zasada odpowiedzialności społecznej biznesu CSR – *Corporate Social Responsibility*) w sektorze elektroenergetyki w warunkach konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Realizacja i tego zadania ma nastąpić także w 2010 r., a odpowiedzialnym jest minister właściwy ds. gospodarki.

W świetle powyższych zapisów „*Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*” ciekawym było uzyskanie informacji, w jaki sposób przedsiębiorstwa energetyczne przygotowują się do realizacji tego zadania, czy też może przyjęły „pozycję wyczekującą” spodziewając się ogólnych rozwiązań prawno – systemowych wraz z dodatkowym rozwiązaniem tego problemu w ramach SOB, opracowanym przez Ministra Gospodarki.

Specjalna część ankiety była zatem temu poświęcona. Poniżej są przedstawione jej wyniki z uwzględnieniem rezultatów zeszłorocznego badania.

5.1. Definicja odbiorcy wrażliwego społecznie

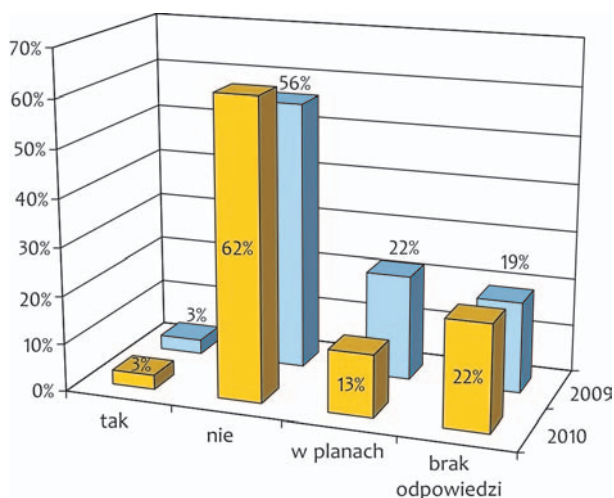
Podstawowe pytanie, otwierające tę część ankiety brzmiało: **Czy Zarząd Spółki przyjął definicję odbiorcy wrażliwego społecznie, o którym mowa...** Analiza uzyskanych odpowiedzi wskazuje, że tylko jeden z zarządów spółek przyjął definicję odbiorcy wrażliwego społecznie, natomiast zarządy pięciu spółek planują przyjęcie takiej definicji, co pokazuje wykres 17. Analogicznie jak w roku ubiegłym jedna spółka podała własną definicję odbiorcy wrażliwego społecznie przyjętą na potrzeby działów obsługi klienta. Jest nim odbiorca pobierający energię na potrzeby prowadzonego gospodarstwa domowego, pobierający dodatek mieszkaniowy lub korzystający z pomocy społecznej w szczególności z następujących form: zasiłku stałego, zasiłku okresowego, zasiłku celowego i specjalnego zasiłku celowego, świadczeń niepieniężnych w zakresie posiłków i niezbędnego ubrania. Spółka zwraca też uwagę, iż odbiorca wrażliwy społecznie to zarówno osoba pokrzywdzona



Wykres 17. Definicja odbiorcy wrażliwego społecznie (Źródło: URE)

przez los – chorobę, niepełnosprawność, jak też osoba o niskim statusie ekonomicznym. Według innego przedsiębiorstwa, które planuje przyjęcie definicji odbiorcy wrażliwego społecznie a na chwilę obecną posługuje się wersją roboczą, odbiorca wrażliwy społecznie to odbiorca korzystający w szczególności z pomocy Ośrodków Pomocy Społecznej.

Jedno z przedsiębiorstw energetycznych wyjaśniło, że definicja takiego odbiorcy powinna być określona na poziomie prawa polskiego wraz ze wskazaniem mechanizmu pomocy. Inna spółka energetyczna podała, że przyjęcie takiej definicji powinno być poprzedzone dogłębnymi konsultacjami i powinna być ona przygotowana w uzgodnieniu ze wszystkimi zainteresowanymi przedstawicielami stron, tj. sprzedawcami, podmiotami zajmującymi się opieką społeczną, stroną rządową, Urzędem Regulacji Energetyki. Tylko w pięciu spółkach planuje się przyjąć definicję odbiorcy wrażliwego społecznie, w dwóch przypadkach jest to uzależnione od wprowadzenia taryfy socjalnej. W porównaniu do roku ubiegłego (wykres 18) ilość ta uległa zmniejszeniu na rzecz mniej zdecydowanych, niepotrafiących wskazać konkretnych działań związanych z przyjęciem definicji odbiorcy wrażliwego społecznie. Dwa przedsiębiorstwa wyjaśniły, że definicje odbiorców wrażliwych społecznie powinny być zgodne z obowiązującym porządkiem prawnym i polityką grupy kapitałowej w powyższym



Wykres 18. Definicja odbiorcy wrażliwego społecznie – porównanie (Źródło: URE)

zakresie. W innym przypadku zarząd spółki zakłada przyjęcie definicji odbiorcy wrażliwego społecznie w sytuacji wprowadzenia taryfy socjalnej.

Jedno z przedsiębiorstw ciepłowniczych nie planuje przyjmować definicji odbiorcy wrażliwego społecznie ze względu na specyfikę klientów, wśród których klienci indywidualni stanowią niewielki procent odbiorców. Przychód od odbiorców indywidualnych stanowi zaledwie promil całkowitego przychodu przedsiębiorstwa.

Ze względu na brak definicji odbiorcy wrażliwego społecznie w większości przypadków niecelowym było prowadzenie analizy pod kątem udziału sprzedaży realizowanej przez odbiorców wrażliwych społecznie w ogólnym wolumenie sprzedaży.

Analiza udzielonych odpowiedzi skłania do opinii, że bez zdefiniowania beneficjentów programów pomocy, o czym dalej, pomoc taka nadal jest udzielana uznaniowo. Może to także wskazywać, na wspomnianą wcześniej, postawę „wyczekującą” przedsiębiorstw energetycznych wobec planowanym zmian prawnych.

5.2. Rejestry odbiorców wrażliwych społecznie

Na pytanie: **Czy w Spółce prowadzony jest rejestr odbiorców wrażliwych społecznie?** – większość ankietowanych odpowiedziało, że nie lub nie udzieliło odpowiedzi na to pytanie. Jedynie jedna spółka wskazała, że prowadzi taki rejestr oraz jedna, że aktualnie w przedsiębiorstwie trwają prace nad projektem takiego rejestru i jest on na etapie wstępnych ustaleń. Porównując wyniki tegorocznej ankiety, z poprzednią należy wskazać, że uzyskano podobny rezultat. W 2009 r. większość spółek nie odpowiedziała na ww. pytanie lub wskazała, że nie posiada takiego rejestru, wyjątkiem było jedno przedsiębiorstwo. Nieposiadanie takiego rejestru wynika najprawdopodobniej z braku oficjalnej (ustawowej) definicji odbiorcy wrażliwego oraz z braku przyjętych przez przedsiębiorstwa energetyczne własnych definicji na potrzeby wprowadzonych programów pomocy.

Kolejne pytanie dotyczyło tego, **czy w Spółce prowadzony jest osobny rejestr odbiorców, którzy sami lub członkowie ich rodzin korzystają w domu z urządzeń medycznych niezbędnych do podtrzymywania/ratowania zdrowia/życia?** Z informacji ankietowych wynika, że spółki nie prowadzą także osobnego rejestru odbiorców, którzy sami lub członkowie ich rodzin korzystają w domu z urządzeń medycznych niezbędnych do podtrzymania czy ratowania zdrowia/życia.

Pojawiają się jednak zwiastuny, na razie śladowe, że problem występuje. Była taka odpowiedź, że co prawda formalnie nie ma w firmie rejestru, natomiast biuro obsługi klienta jest w posiadaniu takich informacji. Inna jeszcze spółka wskazała, że „w przypadku, gdy odbiorca poinformuje o posiadaniu urządzeń medycznych zasilanych energią elektryczną niezbędną do podtrzymywania życia lub zdrowia odbiorcy lub innych osób mieszkających z odbiorcą, informacja taka archiwizowana jest przez Biuro Obsługi Klienta”. Nie podano jednak liczby takich odbiorców. Kolejna spółka wyjaśniła, że: „Spółka poszukuje optymalnego rozwiązania, które godzi interesy stron”.

Sprawa wymaga dalszych wyjaśnień, ponieważ trzeba to podkreślić, że miały miejsce przypadki wstrzymania dostaw energii do takich odbiorców. Jednak z powodu braku prowadzonych przez przed-

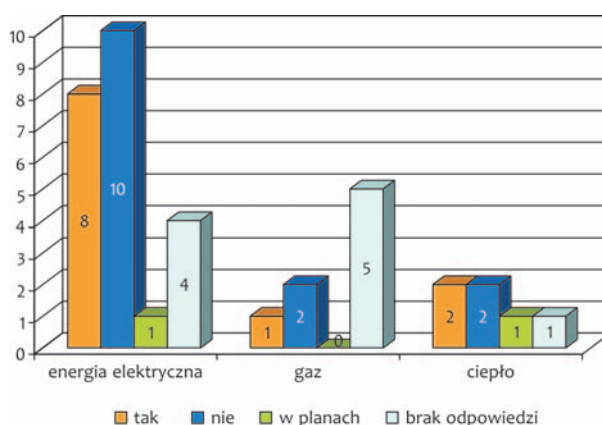
siębiorstwa energetyczne ewidencji takich przypadków, nie jest możliwe wskazanie ich liczby. Jak wskazała jedna ze spółek, na terenie jej działania doszło do „kilkunastu przypadków w okresie od 04.2009 r. do 03.2010 r. O tym, że klient korzysta z urządzenia podtrzymującego życie dowiadujemy się bezpośrednio przed wyłączeniem lub dopiero po wstrzymaniu dostarczania energii elektrycznej. Po otrzymaniu takiej informacji przywrócenie zasilania realizowane jest w pierwszej kolejności”. Inne przedsiębiorstwo wskazało, że nie posiada rejestru, „ale w przypadku informacji o odłączeniu takiego odbiorcy, odbiorca zostałby ponownie przyłączony”.

Odwołując się do sytuacji w zeszłorocznym badaniu, należy wskazać, że wyniki te są podobne. Zmniejszyła się tylko liczba zidentyfikowanych przypadków wstrzymania dostaw w tych okolicznościach.

5.3. Współpraca przedsiębiorstw energetycznych z Ośrodkami Pomocy Społecznej

W badanej przez Regulatora sytuacji odbiorcy wrażliwego, szczególnie, gdy jest brak rozwiązań prawno-systemowych, ważny był sprawdzian **czy w rozwiązywaniu problemów odbiorców wrażliwych społecznie, Zarząd Spółki współpracuje z ośrodkami pomocy społecznej?**

Okazało się, że współpracę z OPS podjęły lub planują podjąć, przede wszystkim spółki elektroenergetyczne, nieliczne ciepłownicze, zaś w gazownictwie dotyczy to jednego podmiotu – sprzedawcy, reprezentującego cały obrót a zatem bezpośrednią styczność z odbiorcą, co nie jest przedmiotem działania dystrybutorów. Ilustracja tej sytuacji jest pokazana na wykresie 19.



Wykres 19. Współpraca z ośrodkami pomocy społecznej (Źródło: URE)

W elektroenergetyce w szczegółach wyglądało to następująco: spółki współpracowały ze zróżnicowaną liczbą OPS – od 17 do 65 placówek. Jak dodatkowo podała jedna ze spółek obrotu, współpraca miała miejsce „ze wszystkimi ośrodkami, które wyrażają chęć współpracy – dotyczy zarówno MOPS, MOPR,

Caritas tudzież innych organizacji świadczących pomoc”, a inna np. współdziałała „indywidualnie i różnie w zależności od zaistniałych okoliczności”.

Formy współpracy były różne, najczęściej polegało to na:

- regulowaniu przez OPS za odbiorcę należności: na pokrycie zadłużenia; za wznowienie dostarczania energii elektrycznej; za przyłączenie do sieci; opłacanie faktur odbiorcom, którym przysługuje okresowa pomoc socjalna, w wielu przypadkach w formie ratalnej;
- opłacaniu przez OPS za odbiorcę zaległych należności, głównie w sytuacji zagrożenia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej w ramach prowadzonych działań windykacyjnych;
- ustalaniu terminów płatności, które reguluje za odbiorców OPS. W gazownictwie dotyczy to każdego klienta, który zgłosi, że za niego rachunek reguluje OPS;
- składaniu przez OPS wniosków (jako pełnomocnicy odbiorców) o wznowienie dostarczania energii elektrycznej i zastosowanie w rozliczeniach przedpłatowego systemu rozliczeń;
- pośredniczeniu przez OPS w przypadku rozłożenia należności na raty, w przesunięciu terminu płatności;
- uzgadnianiu stanu zadłużenia oraz wpłat dokonywanych przez odbiorców, którzy otrzymują świadczenia;
- uczestniczeniu OPS w długoterminowych planach ratalnej spłaty zadłużenia;
- zwracaniu się przez OPS z prośbą o częściowe lub całkowite pokrycie zadłużenia;
- przekazywaniu „informacji przez ośrodki pomocy społecznej o osobach oczekujących wsparcia ekonomicznego, udzielanie pomocy finansowej osobom uprawnionym do jej otrzymania przez ośrodki pomocy społecznej w formie regulowania opłat za energię elektryczną”;
- kontaktach pracowników, jednej ze spółek, z OPS „mających doprowadzić do wyeliminowania przyczyn uzasadniających wstrzymanie dostaw energii elektrycznej”.

Nieliczne z zarządów spółek (jeden – w elektroenergetyce i jeden w ciepłownictwie) planują podjąć współpracę z ośrodkami pomocy społecznej od 2010 r. lub „W momencie doprecyzowania w przepisach definicji odbiorcy wrażliwego”.

Tabela 10. Pomoc Ośrodków Pomocy Społecznej

Lp.	Firma	Liczba odbiorców, którym udzielono pomoc	Ile razy udzielono daną pomoc	Wielkość udzielonej pomocy [w PLN]
1	elektroenergetyczna	500	b.d.	b.d.
2	elektroenergetyczna	913	b.d.	132 000,00
3	ciepłownicza	2	11	1 822,67

Źródło: URE.

Interesującą rzeczą było, gdy ośrodek pomocy społecznej uregulował rachunek na rzecz odbiorcy, uzyskanie konkretnych informacji z zakresu udzielonej pomocy, dane te przedstawia tabela 10. Niestety na to pytanie, bez podania przyczyny, mało kto udzielił odpowiedzi: tylko dwie spółki obrotu energią elektryczną oraz jedna w zakresie dostarczania ciepła. Nawet te ograniczone, co do reprezentatywności dane, świadczą jednak o tym, że choć w całkowitym ujęciu udzielona pomoc nie jest duża, to jednak liczba odbiorców, którzy skorzystali z takiej pomocy w porównaniu do roku poprzedniego wzrosła.

Dla zilustrowania tej sytuacji, tj. braku odpowiedzi, przytaczamy wyjaśnienia z przedsiębiorstw, które wypełniły ten punkt ankiety:

- „rejestr nie jest prowadzony, ponieważ OPS nie przekazuje takich informacji”;
- „nie jest prowadzona ewidencja podmiotów, które dokonują wpłat za klientów”;
- „z uwagi na umowy kompleksowe należności za usługi dystrybucyjne wpływają na rachunek odbiorcy, wobec powyższego w systemach ewidencjonowane są wyłącznie wpłaty dokonywane na konto konkretnego klienta bez podmiotu dokonującego wpłaty”;
- „dane są chronione przez spółkę”.

Wniosek z tego jest taki, iż przyczyną braku udzielonej odpowiedzi w większości przypadków jest brak ewidencji wpłat dokonanych przez OPS.

5.4. Przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe, tzw. liczniki przedpłatowe

Przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy służący do rozliczeń za dostarczane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło (dalej: „układ przedpłatowy”) przedsiębiorstwo energetyczne może instalować, jeżeli odbiorca, co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy, zwlekał z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca (art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne).

Możliwość instalowania układów przedpłatowych zarówno przedsiębiorstwa energetyczne, jak i OPS traktują jako jedną z form pomocy odbiorcom w trudnej sytuacji finansowej. Interesujące było przyjrzenie się, w jaki sposób przedsiębiorstwa

energetyczne korzystają z tej formy pomocy odbiorcom i jakie zachodzą w tej mierze zmiany. Dlatego też, kolejny raz poprosiliśmy o podanie danych dotyczących układów przedpłatowych, zainstalowanych jedynie na podstawie art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Energia elektryczna

Uzyskane wyniki, podobnie jak miało to miejsce w ubiegłym roku, nie są jednoznaczne i utrudniają porównania. Okazało się, że wiele spółek w ogóle nie prowadzi ewidencji przyczyn instalowania tego rodzaju urządzeń¹⁵⁾. Niektóre zaś podawały dane w odniesieniu do różnych terminów np. na koniec marca 2010 r., inne na koniec grudnia 2009 r. Nie zawsze z danych przesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne wynika wprost, czy dane te dotyczą układów przedpłatowych zainstalowanych w 2009 r., czy też układów zainstalowanych do końca 2009 r. (a więc danych obejmujących też lata ubiegłe).

Dwa przedsiębiorstwa przedstawiły szerszy zakres informacji podając ogólną liczbę zainstalowanych układów przedpłatowych oraz szacunkową ilość tych układów zainstalowanych na podstawie art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Pierwsze z nich podało, że „Spółka stosuje przedpłatowy system rozliczeń z 21 926 klientami (dane na koniec 2009 r.), przy czym część liczników przedpłatowych zainstalowana jest w obiektach użytkowanych okresowo albo w przypadku, gdy klient nie posiada tytułu prawnego. Szacujemy, że ilość klientów, z którymi zawarto umowy kompleksowe z rozliczeniem przedpłatowym w oparciu o art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne wynosi około 11 500”. Z danych tych wynika, że 52,45% przypadków, a więc niewiele więcej niż połowa, to ilość układów przedpłatowych zainstalowanych na podstawie art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Drugie poinformowało, że posiada 549 szt. układów przedpłatowych zainstalowanych na podstawie art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne „a korzysta ogółem 1 547”, zatem 35,49% przypadków to ilość układów przedpłatowych zainstalowanych na podstawie art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Z treści wypowiedzi kolejnych dwóch przedsiębiorstw wynika, że podane w ankiecie dane dotyczą wszystkich punktów wymienionych w art. 6a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Pozostałe przypadki, mając na uwadze, że zapytanie dotyczyło ilości przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na pod-

stawie art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, zinterpretowano jako dane dotyczące li tylko tego zagadnienia.

Powyższe okoliczności uniemożliwiają wyodrębnienie ogólnej liczby zainstalowanych, na podstawie art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedpłatowych układów przez ankietowane przedsiębiorstwa energetyczne.

Jedna ze spółek dystrybuujących energię elektryczną podała, że „Wg stanu na 31.12.2008 r. zainstalowanych było 2 131 liczników przedpłatowych (1 335 1-fazowych oraz 796 3-fazowych) u odbiorców przyłączonych do sieci (...). W roku 2009 zainstalowano 171 liczników przedpłatowych (105 1-fazowych oraz 66 3-fazowych). Gros stanowią przypadki instalacji licznika przedpłatowego na podstawie art. 6a ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne”. Z danych tych nie można jednak w sposób jednoznaczny wywnioskować, czy ilość instalowanych układów przedpłatowych spada, utrzymuje się na jednakowym poziomie, czy też wzrasta, albowiem dane z ubiegłego roku dotyczą ogólnej ilości posiadanych przedpłatowych układów (a więc i tych zainstalowanych w latach ubiegłych), a dane tegoroczne wskazują ilość tych układów zainstalowanych jedynie w 2009 r.

Z kolejnego przypadku – spółka obrotu – wynika, że w 2008 r. zainstalowano układów przedpłatowych „7 400 szt. (są to wszystkie układy pomiarowe bez względu na przyczynę zainstalowania. Spółka nie prowadzi ewidencji przyczyn zainstalowania tych układów pomiarowych. Szacujemy, że ok. 90% układów zostało zainstalowane z powodu zadłużenia)”, natomiast „Na koniec grudnia 2009 r. stan liczników przedpłatowych – 8 230 szt. (są to wszystkie układy pomiarowe bez względu na czas i przyczynę zainstalowania. Spółka nie prowadzi ewidencji przyczyn zainstalowania tych układów pomiarowych. Szacujemy, że ok. 90% układów zostało zainstalowane z powodu zadłużenia)”. Dane wskazują, że w tej spółce wzrosła ilość zainstalowanych przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych w stosunku do poprzedniego okresu, ale nie można na tej podstawie jednoznacznie stwierdzić, że wzrosła ilość odbiorców, u których te układy zainstalowano. Sama spółka wskazuje bowiem, że „Są to wszystkie układy pomiarowe bez względu na czas i przyczynę zainstalowania”, a więc dane te mogą obejmować też układy „wymienione” np. z powodu uszkodzenia mechanizmu działania samego układu lub też na skutek upływu okresu ich legalizacji. Spółka ta w dalszym ciągu nie prowadzi szczegółowej ewidencji przyczyn zainstalowania tych układów, stąd też dodatkowa trudność w ocenie zaprezentowanych danych.

Dwa przedsiębiorstwa dystrybucyjne podały, bez podania przyczyn takiego stanu rzeczy, że nie stosują („nie praktykują” jak to wskazało jedno z nich) układów przedpłatowych.

¹⁵⁾ Zgodnie z art. 6a ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne tzw. licznik przedpłatowy może być instalowany także w sytuacji, gdy odbiorca nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu oraz gdy użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzenie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Koszty zainstalowania układów przedpłatowych **ponosi przedsiębiorstwo energetyczne** (art. 6a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne) i to było przedmiotem kolejnego pytania.

Analiza przekazanych danych wskazuje, że instalacje i serwis układów przedpłatowych finansują zarówno spółki dystrybucyjne, jak i spółki obrotu, podobnie jak w ubiegłym badaniu. Koszty instalacji układów przedpłatowych były zróżnicowane i pięć spółek, które podały takie dane, określiły je na niższym wskazanym poziomie, co przedstawia tabela 11.

Tabela 11. Koszt zainstalowania liczników przedpłatowych – przykłady

Firmy elektroenergetyczne	Liczba układów przedpłatowych	Koszty instalacji [w PLN]
1 firma	171	117,0 tys.
2 firma	612	334,0 tys.
3 firma	1 776	75,9 tys.
4 firma	22 542	10 143,9 tys.*
5 firma	13 455	10 000,0 tys.

* Przy szacunkowym koszcie 420 PLN/szt.

Źródło: URE.

Z uwagi na brak prowadzonych we wszystkich spółkach energetycznych ewidencji dotyczących ponoszonych z tego tytułu kosztów, przedstawione w powyższej tabeli dane liczbowe stanowić mogą jedynie przyczynek do rozpatrywanego zagadnienia.

Jedna spółka podała, że „w roku 2009 nie poniosła kosztów związanych z zakupem liczników przedpłatowych, w związku z wyczerpywaniem posiadanych zapasów magazynowych liczników. Dodatkowo ponoszone są koszty utrzymania systemu obsługującego liczniki przedpłatowe i koszty wymiany układu pomiarowego, które nie są identyfikowane w ewidencji finansowo-księgowej w sposób możliwy do bezpośredniego wyodrębnienia”.

Jeden z operatorów systemu dystrybucyjnego poinformował, że „Koszty zakupu ww. ilości liczników [przyp. autora ok. 171 szt.] w roku 2009 wyniosły około 117 tys. PLN netto, natomiast w latach ubiegłych [przyp. autora ponad 2 tys. urządzeń] wyniosły około 1 600 tys. PLN netto (przy założeniu średnich cen jednostkowych z okresu nabycia liczników). Koszty te nie stanowią pełnych kosztów instalacji liczników przedpłatowych, ponieważ nie obejmują kosztów montażu licznika oraz jego obsługi eksploatacyjnej, które to ewidencjonowane są zbiorczo i nie jesteśmy ich w stanie wyodrębnić w zakresie liczników przedpłatowych”.

Jedna ze spółek obrotu wyjaśniła, że nie ponosi kosztów z tytułu instalowania liczników przedpłatowych. „Koszty związane z instalacją tego typu liczników ponosi Operator. Spółka ponosi koszty obsługi sprzedaży oraz urządzeń związanych z prowadzeniem tej sprzedaży”. W spółce tej szacunkowy roczny koszt serwisu urządzeń nie uległ zmianie i kształ-

tuje się na poziomie „ok. 25 tys. zł”. W porównaniu do ubiegłego roku w spółce tej wzrosła „orientacyjna liczba wizyt Klientów w celu zakupu energii w BOK”. I tak, w roku ubiegłym podano ilość „ok. 92 tys. rocznie”, co generowało koszt obsługi na poziomie „ok. 0,4 mln zł”, natomiast w bieżącym roku podano ilość „ok. 113,5 tys. rocznie”, co generowało koszt obsługi na poziomie „ok. 0,54 mln zł”.

Z powyższego omówienia poszczególnych odpowiedzi na ankietowe pytanie o liczniki przedpłatowe nie ma możliwości wyrobienia opinii, na ile takie narzędzie pomaga ustrzec odbiorców wrażliwych przed ewentualnym wykluczeniem z korzystania z energii elektrycznej, bowiem z tego rodzaju układów korzysta niemała liczba odbiorców, nie tylko wrażliwych społecznie. Niemniej jednak wydaje się, że w zbyt niskim stopniu wykorzystywane jest to narzędzie do zabezpieczenia elementarnej ilości energii odbiorcom wrażliwym społecznie.

Ciepło

Z nadesłanych odpowiedzi na tę część pytań ankiety wynika, że przedsiębiorstwa ciepłownicze nie instalują układów przedpłatowych. Pomijając kwestie techniczne wydaje się, że dzieje się tak dlatego, iż użytkownicy mieszkań lub lokali użytkowych w budynkach wielolokalowych generalnie nie są odbiorcami w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Odbiorcami ciepła w przypadku obiektów wielolokalowych są właściciele budynków albo podmioty nimi zarządzające. Dlatego też, przedsiębiorstwa ciepłownicze nie ponoszą żadnych kosztów związanych z układami przedpłatowymi. Podobnie jak w roku ubiegłym, przedsiębiorstwa ciepłownicze nie zawierały z odbiorcami umów z zastosowaniem przedpłatowego systemu rozliczeń.

Jedno z ankietowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych poinformowało, że w jego przypadku, mimo tego, że nie były jeszcze zawierane z odbiorcami umowy z zastosowaniem przedpłatowego systemu rozliczeń, odbiorcy – dzięki zapisom wprowadzonym do nowego wzoru umowy kompleksowej – są informowani o takiej możliwości.

Działania podjęte przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w celu uniknięcia wstrzymania dostaw ciepła były podobne do zaobserwowanych w poprzednim badaniu ankietowym. Jednak w przeważającej większości przedsiębiorstwa na pytanie, **jakie podejmowały działania mające na celu uniknięcie wstrzymania dostaw** odpowiadają, że nie mają takich danych.

Te przedsiębiorstwa, które odpowiedziały, stosują następujące działania:

- informujące,
- monitorujące,
- pomocowe (porozumienia dotyczące spłat długów lub rozłożenie płatności na raty).

Jedno z przedsiębiorstw ciepłowniczych, jako działania podjęte w celu uniknięcia wstrzymania dostaw podało windykację, co jest niezrozumiałe, albowiem wstrzymanie dostaw nie jest narzędziem windykacyjnym, a ostatecznością.

Gaz

Podobnie jak w pierwszym badaniu żadna ze spółek gazowych nie instalowała tego rodzaju układu pomiarowo-rozliczeniowego, przy czym żadna ze spółek nie wyjaśniła powodów tego stanu.

5.5. Wstrzymanie dostaw energii elektrycznej/gazu/ciepła

Przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności (art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne). Dlatego kolejne pytanie dotyczyło sytuacji zastosowania takiej sankcji wobec odbiorców wrażli-

taryfowej G¹⁷”, lecz jednocześnie na terenie działania tej grupy dokonywanych jest ok. 1,5 tys. wznowień dostaw w grupie taryfowej G¹⁷), o czym mowa dalej.

Żadne przedsiębiorstwo ciepłownicze ani gazowni-
cze nie wskazało na wstrzymanie dostaw z tego tytułu.

Następne pytanie dotyczyło liczby odbiorców ponownie przyłączonych. W tabeli 12 zamieszczone są uzyskane dane, bez wyróżnienia liczby odbiorców wrażliwych społecznie.

Analiza tych odpowiedzi wskazuje, że w nielicznych firmach elektroenergetycznych podejmowane są pewne działania mające na celu zidentyfikowanie problemów związanych ze wznowieniem dostaw do grupy pobierających energię elektryczną, w tym odbiorcom wrażliwym społecznie. Niestety, przedstawiane dane nie pozwalają w sposób jednoznaczny określić, jaka grupa ponownie pobierała energię elektryczną. Z przedstawionych odpowiedzi wynika bowiem, iż dane pozytywne dotyczą ogólnej liczby odbiorców lub tylko odbiorców z grupy taryfowej G. Jak wynika natomiast z danych dotyczących firm gazowniczych oraz ciepłowniczych nadal nie prowadzone są jakiegokolwiek rejestry dotyczące opisywanych zjawisk.

Tabela 12. Ponowne podłączenia odbiorców do sieci

Lp.	Firma	Forma odpowiedzi	Liczba odbiorców ponownie przyłączonych
1	elektroenergetyczna	skonkretyzowana	17 040 grupa G
2	elektroenergetyczna	skonkretyzowana	ok. 9 000
3	elektroenergetyczna	skonkretyzowana	1 547
4	elektroenergetyczna	skonkretyzowana	miesięcznie ok. 1 500
5	elektroenergetyczna	skonkretyzowana	6 115
6	pozostałe 18 elektroenergetycznych	b.d.	b.d.
7	wszystkie gazowe	b.d.	b.d.
8	sześć ciepłowniczych	b.d.	b.d.

Źródło: URE.

wych społecznie: **Ilu odbiorcom wrażliwym społecznie wstrzymano dostarczanie energii elektrycznej z tytułu zwłoki z zapłatą za pobraną energię elektryczną, na podstawie art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne?**

Także w przypadku i tego pytania nie można było uzyskać pełnej odpowiedzi, z uwagi na brak prowadzenia tego rodzaju ewidencji w przedsiębiorstwach energetycznych.

Z podanych informacji wynika, że zjawisko to występuje w skali **od 3 141 do 25 255 wyłączeń (odbiorców z grupy taryfowej G)**¹⁶⁾.

Tak samo, jak w poprzednim badaniu, na terenie działania jednej z grup kapitałowych „Miesięcznie dokonywanych jest ok. 2 tys. wyłączeń (...) z grupy

Szacowanie w oparciu o powyższe dane skali zjawiska „odbiorca utracony” nie jest możliwe, ponieważ nie ma identyfikacji personalnej i „historii” odłączenia oraz wznowienia dostaw, a mogą w grę wchodzić bardzo

¹⁶⁾ Według danych URE, pozyskanych w toku procesu taryfowania, odłączenia ogółem z tytułu art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, wyniosły dla energii elektrycznej – 1,4%, analogicznie dla gazu – 0,8%.

¹⁷⁾ Jak dodatkowo wyjaśniono, „Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej z tytułu zwłoki z zapłatą za pobraną energię elektryczną może nastąpić poprzez wyłączenie lub wybudowę. Wybudowa windykacyjna polega na zdemonstrowaniu układu pomiarowego. Jest to działanie skuteczniejsze od wyłączenia jednak wymaga poniesienia dodatkowych kosztów związanych z legalizacją licznika. Oprócz wybudów stosowane są również wyłączenia w liczniku, wyłączenia w zabezpieczeniu przedlicznikowym lub wyłączenia na sieci zasilającej. Część klientów podłącza się na własną rękę i konieczna jest wybudowa licznika. Z tego względu występują przypadki, że dla tego samego klienta po wyłączeniu następuje wybudowa (2 działania), a po spłacie zadłużenia jedno podłączenie. Dodatkowo część klientów otrzymuje liczniki przedpłatowe lub na wyłączonym punkcie poboru podpisywana jest umowa z nowym klientem”.

Tabela 13. Czas wstrzymania dostarczania energii elektrycznej/ciepła – przykłady

Lp.	Firma	1 – 2 dni	2 – 5 dni	5 – 14 dni	14 dni – 1 miesiąc	> 1 miesiąca
1	elektroenergetyczna	Na okres dłuższy niż 3 m-ce spółka wstrzymała dostarczanie energii elektrycznej odbiorcom z grupy taryfowej G w liczbie ok. 1 900 odbiorców				
2	elektroenergetyczna	brak szczegółowych danych większość wyłączeń trwa dłużej niż 2 dni				
3	pozostałe elektroenergetyczne	brak danych				
4	ciepłownicza	19	15	9	3	25
5	pozostałe ciepłownicze	brak danych				
6	gazownicze	brak danych				

Źródło: URE.

różne sytuacje – chociażby związane z emigracją zarobkową a nie z typowym wrażliwym odbiorcą pozostawionym przede wszystkim bez prądu, ale również gazu. Zjawiska tego nie można jednak nie zauważać.

Również pytanie o czas, na jaki spółka wstrzymała dostarczanie energii elektrycznej/ciepła odbiorcom, w przedziałach: 1 – 2 dni; 2 – 5 dni; 5 – 14 dni; 14 dni – 1 miesiąc; powyżej 1 miesiąca, pozostało w zdecydowanej większości przypadków bez odpowiedzi.

Przekazane przez cztery spółki dane o liczbie odbiorców, którym wstrzymano dostawy energii i ciepła na określony czas, przedstawia tabela 13.

Z przedstawionych danych wynika, iż wstrzymanie dostaw energii elektrycznej trwały powyżej 2 dni, a znacznej liczbie odbiorców wstrzymano dostawy powyżej miesiąca a nawet 3 miesiące. W przypadku ciepła wstrzymanie dostaw trwało od 2 dni do miesiąca. Nie są to jednak miarodajne informacje i dlatego nie uprawniają do jakichkolwiek uogólnień.

Generalnie, przedsiębiorstwa nie prowadzą rejestrów zawierających dane o długości wstrzymania dostaw paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła lub prowadzone rejestry nie zawierają szczegółowych danych.

Ponownie dostaliśmy fragmentaryczne odpowiedzi, z których nie można wyprowadzić twardych wniosków, co nie daje podstawy do wypracowania działań zapobiegających sytuacjom pozbawienia odbiorców dostaw energii elektrycznej (dane o cieple, czy gazie są w ogóle szczątkowe), co wpływa na ich sytuację ekonomiczną – społeczną i prowadzi do wykluczenia społecznego oraz ubóstwa energetycznego.

Tabela 14. Liczba zadłużonych odbiorców

Lp.	Firma	< 100 [w PLN]	101 – 200 [w PLN]	201 – 500 [w PLN]	> 501 [w PLN]	Razem
1	firma elektroenergetyczna	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	65 304
2	firma ciepłownicza	0	7	19	30	56

Tabela 15. Kwoty zadłużenia odbiorców

Lp.	Firma	< 100 [w PLN]	101 – 200 [w PLN]	201 – 500 [w PLN]	> 501 [w PLN]	Razem
1	firma elektroenergetyczna	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	16 183 584
2	firma ciepłownicza	0	1 223,49	6 436,98	46 829,77	54 490,24

Źródło: URE.

5.6. Samoodłączenie się odbiorców od sieci

Trudna sytuacja ekonomiczna odbiorców może powodować, że odbiorcy sami będą chcieli odłączyć się od sieci. Może to nastąpić poprzez wypowiedzenie zawartej umowy lub samowolne dokonanie odłączenia. Może to być także związane z „przezwycięzeniem” się odbiorcy na inne, tańsze media.

Tylko w dwóch spółkach w elektroenergetyce zaobserwowano zjawisko samoodłączenia się odbiorców od sieci. W jednej wystąpiło 18 takich przypadków, w drugiej obserwuje się takie sytuacje, jednakże ich liczba nie jest znana z powodu braku danych w spółce. W dwóch przypadkach samoodłączenie nastąpiło z powodu braku wystarczających środków finansowych na zakup energii elektrycznej.

5.7. Zadłużenie odbiorców

Przedsiębiorstwa energetyczne zostały poproszone o podanie wielkości zadłużenia odbiorców wrażliwych społecznie, według całkowitej wysokości zadłużenia. Dane przekazała tylko jedna elektroenergetyczna spółka obrotu i jedna spółka ciepłownicza, jak pokazano w poniższych tabelach, co nie obrazuje jednak skali zjawiska i trudno je porównać z poprzednim badaniem.

Przekazane przez spółki informacje przedstawiają tabele 14 i 15.

W większości przypadków odpowiedź nie została w pełni udzielona, bez podania powodu.

5.8. Podejmowane działania mające na celu pomoc odbiorcom w uniknięciu wstrzymania dostaw energii, gazu czy ciepła

Brak w spółkach definicji odbiorcy wrażliwego społecznie oraz rejestrów takich odbiorców nie musi oznaczać, że nie są prowadzone działania mające na celu pomoc odbiorcom w uniknięciu wstrzymania dostaw energii elektrycznej czy ciepła.

Analiza danych, przekazanych przez spółki, skłania do wniosku, iż stosowane są dosyć zróżnicowane – poza instalacją licznika przedpłatowego – formy pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie, szczegóły zawarte są w tabeli 16.

go przytaczane są poszczególne odpowiedzi. Jak wyjaśniła jedna ze spółek obrotu w elektroenergetyce, „*Biura Obsługi Klientów prowadzące bezpośrednią obsługę klientów oraz współpracujące bezpośrednio i na bieżąco z Miejskimi i Gminnymi Ośrodkami Pomocy Społecznej stosowały i stosują głównie formy pomocy opisane w pozycjach 1, 2, 3, 5, 7 i 8. Nie posiadamy jednak danych umożliwiających podanie szczegółowych danych*”. Dwie inne, tym razem z dystrybucji wyjaśniły, podobnie zresztą jak poprzednio, że „*odbiorcom, którzy nie regulują rachunków ze względu na brak środków finansowych wynikających z biedy lub ubóstwa, Spółka może udzielić pomocy poprzez: rozkład płatności na raty, prolongatę terminu płatności, współpracę z OPS*”.

Tabela 16. Formy pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie*

Lp.	Forma pomocy	Liczba odbiorców, którym udzielono pomoc	Ile razy udzielono daną formę pomocy	Wysokość udzielonej pomocy [w PLN]
1	Rozłożenie należności głównej na raty	45; 75; 94; 5500; 6433	1; 3023; 6200;	52 840; 72 296; 1 400 000; 2 592 460;
2	Rozłożenie odsetek na raty	2 803	2 803	10 689
3	Rozłożenie należności głównej wraz z odsetkami na raty	1584; 7000; 9715;	4 257; 8 100; 11 018; 16 166	1 445 210; 2 100 000; 5 695 534
4	Umorzenie należności głównej	400; 645	119; 420	39 984; 300 000
5	Umorzenie odsetek	9; 13; 62; 70; 86	1; 20; 70	685; 1126; 6000
6	Umorzenie należności głównej wraz z odsetkami na raty	2; 25; 50	1; 35; 50	965; 3442; 70000
7	Zawarto porozumienie o spłacie długu	200; 856; 1130	210; 1130; 2545	125 240; 230 000; 1 407 260;
8	Zaniechanie wstrzymania dostaw energii, pomimo wymagalności długu	16; 28; 600;	28; 650	4 703; 200 000
9	Zaniechanie windykacji należności	150	170	40 000
10	Inne formy pomocy: – prolongata terminów płatności, – zwolnienie z kosztów ponownego podłączenia, – odstąpienie od wstrzymania dostaw w okresach przedświątecznych i w piątki, – warunkowe wznowienie dostaw energii bez uprzedniej spłaty zaległego zadłużenia	2	b.d.	1500

* Dane liczbowe są przekazane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne i ciepłownicze, pozycje w wierszu 1, 2, 3, 5, 7, i 8 są także praktyką w gazownictwie, nie podano jednak danych ze względu na brak stosownych rejestrów.

Źródło: URE.

Najbardziej rozpowszechnioną formą pomocy w 2009 r., podobnie jak w 2008 r., było: rozłożenie należności głównej na raty, rozłożenie należności głównej wraz z odsetkami na raty oraz zawarcie porozumienia o spłacie długu, przy czym dodatkowo stosowano również pomoc w formie rozłożenia odsetek na raty. Ponadto, w stosunku do większej, niż w poprzednio, liczby odbiorców zaniechano windykacji należności. Koszty świadczonej odbiorcom pomocy, które kształtowały się na poziomie **od 238 – 300 PLN do ponad 2,7 mln PLN w 2008 r. znacznie wzrosły i wynosiły od 685 – 965 PLN do około 5,7 mln PLN w 2009 r.**

Niestety, podobnie jak w poprzednim badaniu, na to pytanie nie została w pełni udzielona odpowiedź. Dlate-

Spółka ciepłownicza podała natomiast, że „*w uzasadnionych przypadkach, na prośbę odbiorców o przedłużenie terminu płatności lub rozłożenie zaległych należności na raty, wstrzymuje się działania windykacyjne, skutkujące np. wyłączeniem ciepła i konstruuje się porozumienia*”.

5.9. Koszty poniesione przez przedsiębiorstwa związane z obsługą nieterminowych należności

Na pytanie **zmierzające do oszacowania kosztów, jakie poniosły spółki w związku z obsługą nieterminowych należności odbiorców wrażliwych społecznie**

z tytułu wznowienia dostaw oraz obsługi administracyjnej systemu pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie, czy innych kosztów, otrzymaliśmy także szczerą odpowiedź. W spółkach nie są bowiem prowadzone tego rodzaju ewidencje kosztów:

- kilka spółek zajmujących się działalnością w zakresie obrotu energią elektryczną wskazało, że koszty ponoszą operatorzy systemu dystrybucyjnego;
- w jednej z elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych koszty ponownego podłączenia wynoszą zgodnie z taryfą 72,46 PLN netto; natomiast inne koszty związane są z „windykacją miękką, a nie zakończoną czynnościami wstrzymania dostaw”;
- elektroenergetyczna spółka obrotu: jedna oszacowała na 4,2 mln PLN koszty związane z obsługą nieterminowych płatności grupy G, druga – wskazała, że 222 tys. PLN to koszty upomnień, natomiast 12 tys. to koszty sądowe, jeszcze inna oszacowała koszty obsługi na kwotę 207 541,00 PLN, natomiast nie podała co składa się na tą kwotę;
- spółka ciepłownicza podała, że są to koszty wyłącznie związane z umorzeniem należności, nie podając ich wielkości.

Podobne odpowiedzi były udzielane na pytania zawarte w ankiecie z 2009 r. Także, w tamtym okresie nie były prowadzone ewidencje umożliwiające wskazanie ponoszonych kosztów i uzyskano pojedyncze odpowiedzi na zadane pytania.

6. Podsumowanie i wnioski

Ankiety podzielone były na cztery części dotyczące ogólnie SOB: strategii SOB; zarządzania SOB; całościowych procedur SOB; konkretnych działań SOB podejmowanych przez zarządy spółek w odniesieniu do środowiska pracowniczego, środowiska naturalnego, społeczności lokalnej oraz rynku, oraz szczegółowo ujętej problematyki tzw. odbiorcy wrażliwego społecznie.

Badaniem objęto przedsiębiorstwa energetyczne, znajdujące się w bazie udzielonych koncesji URE, tj. uwzględniające kryteria art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, reprezentujące trzy podstawowe rodzaje mediów energetycznych oraz wszystkie zakresy działalności energetycznej. Zrealizowana próba liczyła 48 obiektów, dobór próby miał charakter celowy.

6.1. Wnioski

Generalnie wnioski, które można wyprowadzić z niniejszego badania są zbieżne z poczynionymi obserwacjami w pierwszym badaniu¹⁸⁾. W szczególności warto zwrócić uwagę na następujące sprawy:

• SOB vs firmy energetyczne:

1. problem w internalizacji SOB: akceptacja obecności SOB w firmie – poparcie adekwatnym działaniem ograniczone;
2. brak formalnej strategii na rzecz SOB – zachowania firm w znacznym stopniu zgodne z duchem koncepcji SOB;
3. skupienie uwagi zarządów firm wokół takich spraw jak: w pierwszej kolejności szeroko pojęty sponsoring, przedsięwzięcia charytatywne, ale również sprawy związane z pracownikami, ochroną środowiska;
4. wśród wykorzystywanych przez firmy procedur zarządczych poszczególnymi sferami SOB wybija się przewaga pochodnych systemów ISO;
5. szczególnie duże jest zaangażowanie ekologiczne firm. Podejmują różnorodne przedsięwzięcia (co często jest spowodowane charakterem podstawowej działalności energetycznej) indywidualnie, ale również przystępują do szerszych inicjatyw;
6. ranga dużych, transnarodowych firm (prymusi);
7. wraz z utworzeniem grup kapitałowych, przedsiębiorstwa – córki oczekują na przyjęcie skoordynowanych działań w ramach grup kapitałowych przez zarządy tych grup.

Postęp, w odniesieniu do wyników uzyskanych w poprzednim badaniu, można odnotować w takich obszarach jak:

1. zwiększenie zwrotu ankiet, co może świadczyć o coraz większym zainteresowaniu się przedsiębiorstw energetycznych koncepcją SOB;
2. znaczący wzrost obecności zasad i celów SOB w strategii biznesowej;
3. posiadanie strategii SOB: coraz więcej przedsiębiorstw ciepłowniczych a gazownictwo w całości;
4. systemy zarządcze, procedury, wytyczne SOB – w całości jest tym objęte gazownictwo i ciepłownictwo, zaś w elektroenergetyce nastąpił wyraźny wzrost;
5. dobrowolne inicjatywy/autoregulacja – wyraźny wzrost w gazownictwie oraz w przedsiębiorstwach ciepłowniczych;
6. we wszystkich firmach gazowniczych i ciepłowniczych realizowane były działania SOB dotyczące oddziaływania na pracowników i miejsce pracy, w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych można zaobserwować niewielki wzrost zaangażowania;
7. we wszystkich firmach gazowniczych i ciepłowniczych realizowane były działania SOB dotyczące oddziaływania na środowisko naturalne, w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych nastąpił znaczny wzrost zaangażowania;
8. we wszystkich firmach gazowniczych i ciepłowniczych realizowane były działania SOB dotyczące oddziaływania na społeczność lokalną, w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych nastąpił znaczny wzrost zaangażowania;

¹⁸⁾ Zob. „Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle badań ankietowych. Raport.”.

9. niewielki wzrost zaangażowania gazownictwa w działania SOB wobec rynku i większy wzrost zaangażowania się „w rynek” – przedsiębiorstw ciepłowniczych;
10. wzrost zaangażowania się przedsiębiorstw gazowniczych w wykorzystywanie dorobku ERGEG i mniejszy – przedsiębiorstw energetycznych;
11. wzrost zewnętrznego raportowania działań w zakresie SOB w gazownictwie;
12. ocena audytora – coraz więcej działań z zakresu SOB temu podlega, głównie w odniesieniu do sponsoringu/działania charytatywnych, raportowania i BHP;
13. coraz więcej firm może pochwalić się zdobywanymi nagrodami i wyróżnieniami oraz przystępowaniem do nowych konkursów;
14. przystąpienie nowych przedsiębiorstw energetycznych do *Deklaracji*, zainicjowanej przez PGNiG SA

Regres można natomiast zaobserwować w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w zakresie:

1. posiadania strategii na rzecz SOB;
2. przyjmowania przez zarządy spółek dobrowolnych inicjatyw/autoregulacji;
3. zmniejszenia aktywności wobec rynku;
4. spadku zewnętrznego raportowania działań w zakresie SOB.

• odbiorca wrażliwy vs firmy energetyczne:

1. zdecydowany brak odpowiedzi na tę część ankiety, rzadko pojawiające się fragmentaryczne dane;
2. brak realizacji w spółkach zapisów dyrektyw energetycznych, w przedmiotowym zakresie. Co więcej, niektóre ze spółek oczekują wprowadzenia rozwiązań i mechanizmów chroniących tego rodzaju odbiorców przede wszystkim przez państwo, poprzez ustawowe uregulowania;
3. brak zdefiniowania odbiorcy wrażliwego i utrzymujący się brak jakichkolwiek ich rejestrów m.in. korzystających z urządzeń medycznych (przy odnotowanych przypadkach wstrzymania im dostaw energii);
4. „intuicyjne” wyczucie problemu odbiorcy wrażliwego powodujące pewne działania zapobiegające wstrzymaniu dostaw, zwłaszcza energii elektrycznej, co przeciwdziała wykluczeniu społecznemu;
5. wprowadzanie programów pomocy bez definiowania beneficjentów. Oznacza, to, że pomoc ta udzielana jest w sposób uznaniowy. Poprzednie badania także wskazywały na taki stan;
6. utrzymywanie się zjawiska, polegającego na samoodłączeniu się odbiorcy od sieci z powodu trudności finansowych w regulowaniu opłat, o niewiadomej skali;
7. występowanie zjawiska – o niewiadomej obecnie skali – trwałego wstrzymania dostaw energii elektrycznej do odbiorców, co pozbawia ich dostępu do podstawowego dobra cywilizacyjnego, jakim jest energia elektryczna;

8. utrzymujący się brak wykorzystania tzw. liczników przedpłatowych;
9. brak aktywności przedsiębiorstw energetycznych w wypełnianiu zapisów dyrektyw energetycznej i gazowej w odniesieniu do pomocy niesionej odbiorcy wrażliwemu społecznie przed wstrzymaniem dostaw może wynikać z wyczekiwania sektora na realizację zadań wskazanych w „*Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku*” przez Ministra Gospodarki, aby następnie dostosować swoje działania do oczekiwań Ministra Gospodarki i nowych przepisów prawnych.

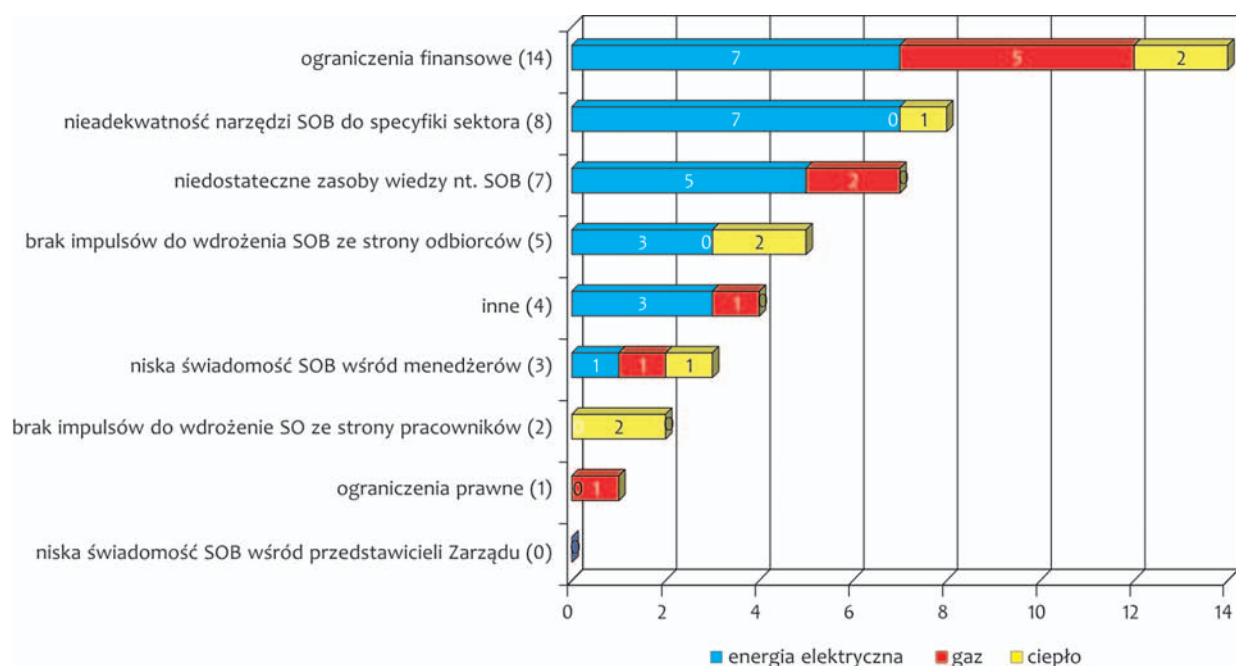
6.2. Wnioski wobec przyszłych badań

1. Zmiana doboru próby:
 - modyfikacja dla gazownictwa: ograniczenie do dwóch obiektów.
2. Zmiany w treści ankiety:
 - „A”, „B”, – utrzymanie, ewentualna rezygnacja z niższych „pięter” ankiety.
 - „C” – rezygnacja ze sfer: pracownicy, środowisko, społeczność lokalna a skupienie uwagi na „rynek”, ponieważ jest pilna potrzeba sprawdzenia, „kim jest odbiorca dla firmy energetycznej”. Pojawić się tu powinny pytania o standardy, procedury, ale wsparte skwantyfikowanym (ilość z wagami) sprawdzianem „wskaźnik zachowań” (np. skargi, interwencje; średnie przerwy dostaw, sposoby regulowania należności itd.). W tej części do zastanowienia byłoby, co jest problemem właściwego zachowania firm ciepłowniczych, skoro nie obsługują odbiorcy końcowego.
 - „D” – gdyby doszło do przyjęcia w Polsce ogólnych rozwiązań prawno – systemowych, to należałoby zmienić część D w kierunku sprawdzenia przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne przyjętych rozwiązań prawnych oraz realizacji rozwiązań systemowych, także w ramach koncepcji SOB.
3. Rozważenie przeprowadzenia kolejnych badań, wraz z dostosowaniem treści ankiety, przez profesjonalną firmę.

III. Rekomendacje dla Prezesa URE

Wnioski z przeprowadzonej ponownie ankiety (jak wyżej) są podstawą dla formułowania Prezesa URE szczegółowych rekomendacji w promowaniu społecznie odpowiedzialnych zachowań firm energetycznych.

Pomocą dla rekomendacji z badań miały być wyniki nowego pytania ankietowego skierowanego do przedsiębiorców, mianowicie, **jakie bariery, ich zdaniem, stoją na przeszkodzie pełnej implementacji SOB w firmach**. Uzyskano następujący rozkład odpowiedzi:



Wykres 20. Bariery w implementacji SOB w firmach (Źródło: URE)

Okazało się, że oczekiwania wobec środowiska przedsiębiorców energetycznych, co do możliwości „podpowiedzi” Regulatorowi kierunków i form działań gruntujących postawy społecznie odpowiedzialnego biznesu energetycznego, się nie potwierdziły. Na to pytanie zadziwiająco bardzo mało firm udzieliło odpowiedzi. Wśród tych, jakie zostały zaznaczone, wybijają się (co nie jest zaskoczeniem) ograniczenia finansowe.

Wśród innych barier wymienianych przez przedsiębiorstwa znalazły się m.in.: struktura organizacyjna (tj. przynależność do spółki holdingowej – konieczność dostosowania do strategii całej grupy kapitałowej), nieujmowanie funduszy jako kosztów uzasadnionych w taryfach spółki.

Ogólne wnioski są poparte podobnie sformułowanymi opiniami w poszczególnych podsektorach, stąd można by je uznać za powszechny głos energetyków, gdyby nie skromna ilość odpowiedzi. Ten brak praktycznych wskazań z opiniowania barier SOB-u wymagał poszukiwania źródeł rekomendacji dla Prezesa URE w innych okolicznościach.

Należało zatem sprawdzić, czy środowisko przedsiębiorców energetycznych podobnie widzi rolę Regulatora, jak to zdiagnozowano w pierwszym *Raporcie*, czy też może coś w tym względzie się zmieniło. Dlatego powtórnie zapytaliśmy przedsiębiorstwa o rolę, jaką powinien pełnić Prezes URE w upowszechnianiu koncepcji SOB. Z odpowiedzi wynika po pierwsze, że firmy energetyczne nadal nie dopuszczają możliwości biernej postawy Regulatora; po drugie, że zarazem oczekują przede wszystkim funkcji *edukatora*: dla wariantu wsparcie edukacyjne – 73%, upowszechnianie przykładów najlepszych praktyk – 70%, i już w znacznie mniejszym stopniu *promotora* – co wiąże się ze współtworze-

niem pewnych wytycznych (32%), czy grupową współpracą (30%); po trzecie, zdecydowanie się obawiają zewnętrznego klasyfikowania, rankingów tworzonych przez Regulatora – 11%.

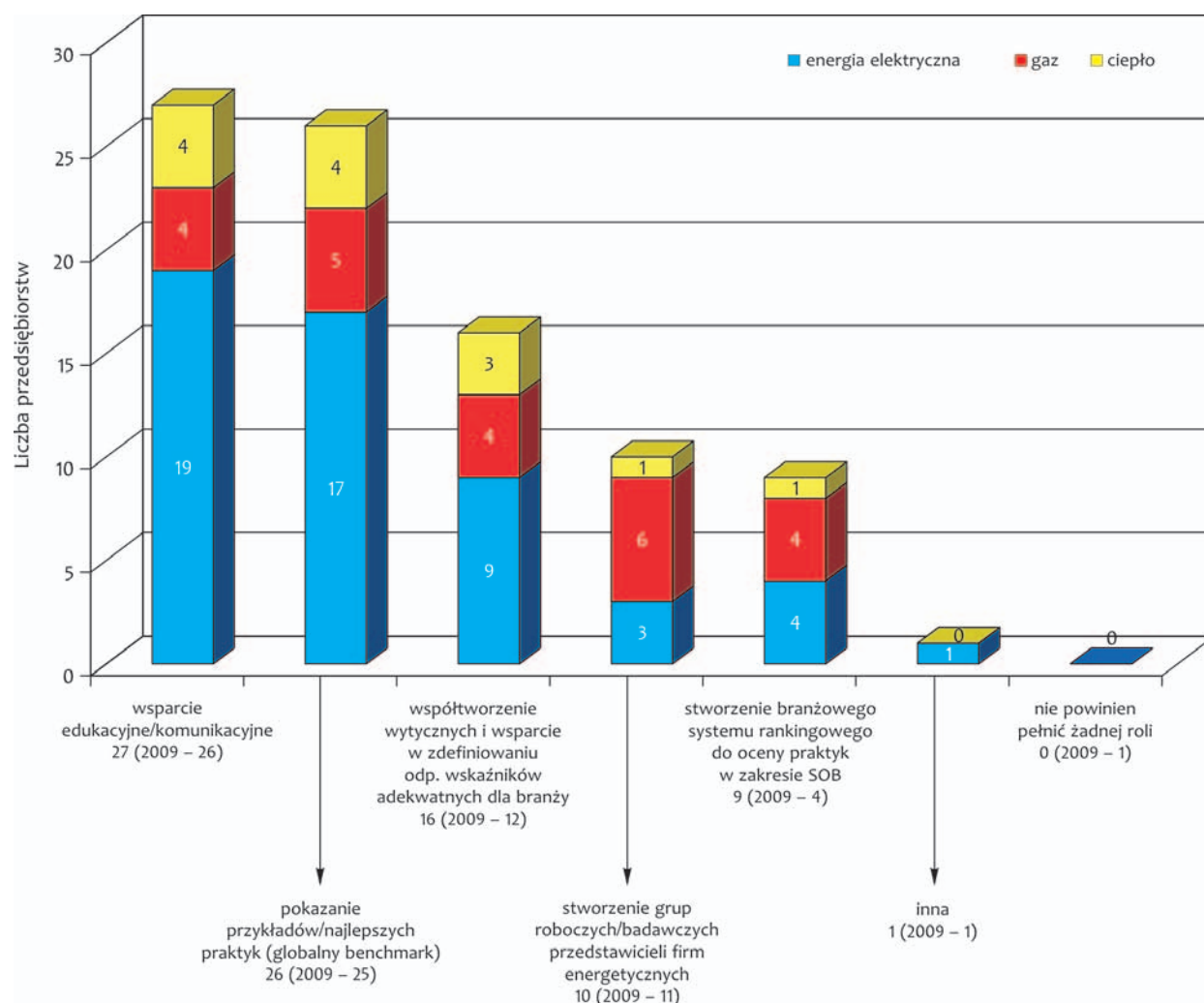
Definiowanie kierunku aktywności regulacyjnej Prezesa URE przez wszystkich respondentów, w rozbiciu na poszczególne media jest zilustrowane na wykresie 21 (str. 37).

Zatem utrzymuje się pogląd, że **Prezes URE jest predystynowany do roli edukatora w sferze upowszechniania koncepcji SOB w energetyce.**

To poważna rekomendacja poparta dwukrotnie wyrażaną podobną opinią – Regulator powinien i aktywne się w to włączać. Rekomendacje regulacyjne pierwszego *Raporu* przyniosły szereg inicjatyw, w których uczestniczyły przede wszystkim oddziały terenowe URE¹⁹⁾. Realizacja takich działań potrzebuje wielu sojuszników, podjęto współpracę z organizacjami pozarządowymi, ośrodkami naukowymi, badawczymi, firmami doradczymi i doradcami społecznymi.

Jednocześnie w poszanowaniu i wzmacnianiu praw odbiorcy energii, w tym pomocy tzw. odbiorcy wrażliwemu społecznie, jak i urzeczywistnianiu innych aspektów SOB widoczna jest ciągle mało „zagośpodarowana działka” tj. współdziałanie Regulatora z regulowanym przedsiębiorstwem. Wyniki tej współpracy wymagają jeszcze większego zaangażowania się Prezesa URE w koncepcję społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych nie tylko na poziomie ogólnym, ale w kwestiach szczegółowych, do których przede wszystkim należy praca

¹⁹⁾ Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2009, Biuletyn URE, nr 3/2010.



Wykres 21. Wybór roli dla Prezesa URE w upowszechnianiu koncepcji SOB (Źródło: URE)

na rzecz realizacji właściwych standardów wobec odbiorców – konsumentów energii i paliw. Zapoczątkowanie aktywności, w ramach której mieszczą się edukacja, promocja, zachęcanie – czyli to, na co czekają firmy sektora, wymaga ponownego przemyślenia i wspólnego z sektorem działania. Przypominamy, że w szerokich ramach SOB są nie tylko działania dobrowolne firm, ale mogą być obowiązki prawne, które tą drogą realizują istotne dla kraju zadania.

Z szerokiego spectrum możliwych a ciągle mało wykorzystanych, środków dla upowszechnienia koncepcji SOB w energetyce działania Prezesa URE powinny się skupić na:

- pogłębianiu wśród przedsiębiorców – przy wzmocnionej współpracy z nimi – świadomości wagi SOB i wymiany w tym zakresie dobrych praktyk,
- dalszym upowszechnianiu dorobku ERGE m.in. Wytyczne i Kodeksy Dobrych Praktyk ERGEG, jako jednego ze środków autoregulacji w funkcjonowaniu firm energetycznych,
- intensyfikowaniu sfery relacji firmy z konsumentem energii, jako szczególnie istotnej w polityce

regulacyjnej Prezesa URE, w tym skłanianie do stałego podnoszenia standardów jakości obsługi odbiorców oraz ochrony tzw. odbiorcy wrażliwego społecznie, wykorzystanie Strefy Odbiorcy,

- wspieraniu dobrowolnych działań firm na rzecz środowiska,
- wspieraniu dobrowolnych działań na rzecz środowiska społeczności lokalnych,
- propagowaniu modelu SOBE Prezesa URE na forum ERRa i ERGEG i zachęcanie do współpracy na tym polu z państwami członkowskimi UE.

Te szczególne pola aktywności regulacyjnej Prezesa URE będą tak długo, dopóki zaistnienie konkurencji na rynku energii zbliży sytuację energetyki do normalnych warunków prowadzenia biznesu i wtedy też będzie można mówić o możliwościach pełnego urzeczywistnienia koncepcji SOB już bez tak szerokiego wsparcia Regulatora. Niemniej już teraz nawet niepełne zaangażowanie w SOB w sektorze powinno się przyczynić do wspierania polityki energetycznej państwa w zakresie wdrażania zagadnień dotyczących usług o charakterze użyteczności publicznej.

Wykaz przedsiębiorstw energetycznych, które wypełniły ankiety

Energia elektryczna	
1	ENEA Operator Sp. z o.o.
2	ENEA SA
3	ENERGA SA
4	ENERGA-Operator SA
5	EnergiaPro SA
6	ENION Energia Sp. z o.o.
7	ENION SA
8	PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.
9	PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o.
10	PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o.
11	PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA
12	PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.
13	PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o.
14	PGE Lubelskie Zakłady Energetyczne SA
15	PGE Łódzki Zakład Energetyczny SA
16	PGE Obrót SA
17	PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja Sp. z o.o.
18	PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Sp. z o.o.
19	PGE Zamojska Korporacja Energetyczna SA
20	PGE Electra SA
21	RWE Polska SA
22	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.
23	Vattenfall Poland Sp. z o.o.
Gaz	
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
2	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
3	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
4	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
5	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
6	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
7	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
8	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA
Ciepło	
1	Dalkia Poznań SA
2	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.
3	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.
4	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA w Krakowie
5	Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA
6	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

Raportowanie przedsiębiorstw energetycznych

Jedynie pięć przedsiębiorstw przekazało Raporty, w tym: 1 przedsiębiorstwo energetyczne, 3 przedsiębiorstwa gazownicze i 1 przedsiębiorstwo ciepłownicze. I tak:

1. ENEA SA załączyła Raport Grupy Kapitałowej dotyczący zaangażowania społecznego w latach 2007 – 2009²⁰⁾. Należy zauważyć, że Grupa ta notowana jest na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Niniejszy Raport zawiera przegląd przeprowadzonego procesu i analizy działań Grupy z zakresu zaangażowania społecznego.

„ENEA SA realizuje ideę społecznej odpowiedzialności biznesu firmy niemal od początku swojego istnienia. Ten szczególnie dla nas aspekt działalności firmy dojrzewał, przybierał rozmaite formy, przynosząc owoce w różnych dziedzinach życia. Jednak tym, co niezmiennie spaja te wszystkie działania, jest budowa nowych relacji, w których ENEA SA przestaje być dla społeczności lokalnych wyłącznie dostawcą energii elektrycznej. Chcemy być partnerem, który rozumie ich potrzeby i pomaga je spełniać. Jesteśmy dumni, że pomogliśmy już zrealizować wiele świetnych pomysłów i ciekawych projektów. Były wśród nich zarówno ambitne projekty z zakresu kultury i edukacji, sportu i zdrowia, jak i mniejsze przedsięwzięcia, które nigdy nie zaistniały w medialnych przekazach, a miały wspaniałe cele i ogromne znaczenie dla wszystkich poświęcających im swój czas i energię. Każdy uśmiech, do którego się przyczyniliśmy, jest dla nas bezcenny, nadaje sens naszym działaniom i motywuje do kolejnych. Chcemy, aby ta wartość definiowała nasze relacje z otoczeniem, ale też nadawała kształt pracy wewnętrznej firmy”, jak pisze Pan Maciej Owczarek – Prezes Zarządu ENEA SA w Liście do Raportu.

Grupa „traktuje zaangażowanie społeczne jako jedną z podstawowych powinności firmy wobec społeczeństwa, w którym funkcjonuje i które współtworzy wraz ze swoimi pracownikami, dostawcami, partnerami biznesowymi oraz klientami. Szersze niż czysto biznesowe spojrzenie na rzeczywistość, analiza istniejących w niej możliwości i potrzeb dają firmie szansę odegrania znaczącej i satysfakcjonującej roli społecznej” jak czytamy w Raporcie.

Grupa wytyczyła 6 kluczowych obszarów zaangażowania społecznego, na których skupiła swoją uwagę, a są nimi: zdrowie – współpraca z Fundacją Mam Marzenie oraz wsparcie wybranych jednostek medycznych i rehabilitacyjnych w zakresie działań zdrowotnych; sport – sponsorowanie wybranych

wydarzeń sportowych na poziomie ogólnopolskim i międzynarodowym; edukacja – współpraca ze środowiskiem akademickim oraz wsparcie edukacji dzieci i młodzieży; kultura – promocja kultury wśród młodego pokolenia i współpraca z Fundacją Akademii Muzycznej w Poznaniu, wsparcie dla wielkich wydarzeń muzycznych oraz ochrona dziedzictwa narodowego i edukacja historyczna; przeciwdziałanie wykluczeniu społecznemu – równe szanse i wykazanie zrozumienia dla osób niepełnosprawnych, wsparcie projektów artystycznych jak zorganizowanego przez Forum Kultur „Niewidzialni”, czy działalności Stowarzyszenia Na Tak (przedszkole dla dzieci niepełnosprawnych, Środowiskowy Dom Samopomocy, Galeria „tak” promująca dzieła artystów niepełnosprawnych intelektualnie), wsparcie turnusów wypoczynkowych dzieci i młodzieży zagrożonej wykluczeniem społecznym; ochrona środowiska naturalnego – budowanie świadomego ekologicznie społeczeństwa poprzez autorskie inicjatywy – Konkurs Wygraj energię, Eko-logiczni.com.pl, Festiwal Nauk Przyrodniczych 3, wsparcie działań organizacji ekologicznych (wsparcie programu Polskiego Towarzystwa Ochrony Przyrody „Salamandra” mającego na celu przywrócenie gatunku wytępionego w Polsce susza morełowatego; zaangażowanie się w wydanie publikacji Ligi Ochrony Przyrody – „Ekologia ptaków krajobrazu rolniczego”); akcje edukacyjne (wsparcie akcji „Noc na Ziemi”, sponsorowanie wydarzeń „Dzień Wiatru” oraz Targów Czystej Energii, wsparcie założonego przez pracowników i ich rodziny Towarzystwa Rowerowego STRADA).

2. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA opracowało raport dla całej Grupy Kapitałowej „Odpowiedzialna energia. Raport społeczny 2008”²¹⁾. Należy zauważyć, że także i ta Grupa Kapitałowa notowana jest na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, w ramach WIG20 – indeksu największych spółek warszawskiej giełdy, a od października 2009 roku także w ramach Respect Index – indeksu spółek odpowiedzialnych społecznie²²⁾.

„Na jesieni 2008 roku Grupa Kapitałowa PGNiG ogłosiła nową strategię biznesową w perspektywie 2015 roku i równocześnie przystąpiła do opracowania i wdrożenia Strategii Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu GK PGNiG. Strategia Zrównoważonego Rozwoju jest gwarantem spójności naszej misji oraz celów biznesowych, społecz-

²⁰⁾ „ENEA Blisko społeczności. Przegląd zaangażowania społecznego ENEA SA w latach 2007 – 2009”, www.enea.pl

²¹⁾ Raport dostępny na stronach www.odpowiedzialna-energia.pl, www.pgnig.pl oraz www.raportyspoleczne.pl.

²²⁾ „Raport roczny PGNiG 2009”, www.pgnig.pl

nych i środowiskowych we wszystkich obszarach aktywności PGNiG. Teraz będziemy mogli lepiej monitorować długoterminowy wpływ na otoczenie i kształtować go zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju. Ten sposób działania i myślenia o rozwoju biznesu obecny jest w Grupie PGNiG od wielu lat, choć dotychczas nie miał ram formalnych. Nasze najlepsze praktyki prezentuje raport społeczny „Odpowiedzialna Energia”, który właśnie oddajemy w Państwa ręce. Wybierając jego tytuł odwołaliśmy się do tego co dla nas najważniejsze – odpowiedzialności, która jest wartością szczególnie ważną dla biznesu i dla relacji z otoczeniem oraz energii, która jest nie tylko naszą zawodową domeną, ale określa też nasz potencjał, sprawność oraz stosunek do nowych wyzwań. Będziemy je podejmować, pamiętając o oczekiwaniach i potrzebach różnych grup Interessariuszy. Raport przedstawia nasze cele i zobowiązania, które wyznaczaliśmy w Strategii Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu GK PGNiG. Jego publikacja, podobnie jak danych finansowych i Raportu Rocznego, jest elementem budowania wiarygodności PGNiG jako wiodącego polskiego przedsiębiorstwa, a zarazem uczestnika rynku kapitałowego przestrzegającego zasad ładu korporacyjnego, stale doskonalącego zintegrowany system zarządzania firmą i narzędzia służące obowiązkowemu raportowaniu. Chcemy, by raport społeczny stał się trwałym uzupełnieniem naszej komunikacji z otoczeniem, w tym z rynkiem kapitałowym. Nasza publikacja opiera się na międzynarodowych standardach raportowania działań odpowiedzialnych społecznie zawartych w wytycznych Global Reporting Initiative. To pierwszy taki raport Grupy Kapitałowej PGNiG, a zarazem pierwsze w Polsce sprawozdanie w zakresie zrównoważonego rozwoju podmiotu tak dużego, jak Grupa PGNiG. W kolejnych latach z pewnością będziemy je doskonalić. Liczymy na pomoc ze strony naszych Interessariuszy, gdyż uznajemy, że tylko w dialogu możliwa jest weryfikacja zarówno koncepcji społecznej odpowiedzialności biznesu (...),” jak pisze Pan Michał Szubski – Prezes Zarządu PGNiG SA w Liście poprzedzającym Raport.

„Misją Grupy PGNiG w obszarze zrównoważonego rozwoju jest kształtowanie polskiego rynku energii w sposób odpowiedzialny, z uwzględnieniem i poszanowaniem oczekiwań i potrzeb kluczowych grup interessariuszy i środowiska naturalnego oraz poprzez promocję innowacyjnych i proekologicznych rozwiązań oraz technologii. GK PGNiG będzie wspierać zrównoważony rozwój polskiego rynku energii, ponadto widzi swoją rolę jako promotora innowacyjnych i sprzyjających środowisku rozwiązań. Wszystko to ma się przyczynić do kształtowania pozytywnych relacji z obecnymi i przyszłymi interessariuszami oraz ze środowiskiem naturalnym. Społeczny, środowiskowy i biznesowy wymiar zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialności społecznej

Grupy PGNiG ma swoje uzasadnienie w systemie kluczowych wartości PGNiG. Są to: odpowiedzialność, wiarygodność, jakość, partnerstwo. (...) Strategia Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu Grupy PGNiG składa się z sześciu celów strategicznych, na których Grupa PGNiG będzie się koncentrowała w ciągu najbliższych lat. Każdy z celów strategicznych dotyczy innego obszaru tematyckiego. Najwyższe priorytety otrzymały takie kwestie jak: dbałość o klienta; rozszerzenie działalności biznesowej zgodnie z ideą zrównoważonego rozwoju; tworzenie bezpiecznego i przyjaznego miejsca pracy; dialog i współpraca ze społecznościami lokalnymi i partnerami biznesowymi; ochrona środowiska naturalnego; rzetelna i spójna komunikacja i marketing”, jak czytamy w Raporcie.

W obszernym Raporcie, którego w tym miejscu nie sposób omówić, przedstawiono informacje dotyczące: Grupy Kapitałowej PGNiG (w tym: łańcucha wartości PGNiG i struktury zarządzania); kalendarium wydarzeń w 2008 i 2009 roku; interessariuszy Grupy Kapitałowej; podejścia GK PGNiG do zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu; zarządzania zrównoważonym rozwojem w GK PGNiG; wyzwań i dotychczasowych wyników działań GK PGNiG (w tym: dbałości o klienta, rozwoju nowych obszarów biznesu, pracowników i bezpiecznego miejsca pracy, społeczności lokalnej, ochrony środowiska i Systemów Zarządzania Środowiskowego, komunikacji i marketingu); koordynatorów ds. zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu w GK PGNiG.

3. Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz – System SA w lipcu 2009 r. przystąpił do Inicjatywy Global Compact, czym zadeklarował poszanowanie 10 zasad z zakresu przestrzegania praw człowieka, stosunków pracy, ochrony środowiska oraz przeciwdziałania korupcji. Rok po przystąpieniu do tej inicjatywy został opracowany pierwszy Raport z postępów we wdrażaniu zasad inicjatywy Global Compact²³⁾. „Udział w inicjatywie Global Compact daje nam możliwość rozwoju przedsiębiorstwa poprzez włączenie do wizji firmy wymiaru społecznego oraz poprzez stosowanie odpowiednich społecznie strategii i praktyk. Dokładamy starań, aby prowadzić działalność zgodnie z zasadami biznesu społecznie odpowiedzialnego, który rozumiany jest w naszej Spółce jako istotny element strategii zarządzania.”, jak pisze Pan Jan Chadam – Prezes Zarządu Gaz – System SA, w Liście poprzedzającym Raport.

W 2009 r. został przyjęty „Program Corporate Social Responsibility dla Operatora Gazociągów Prze-

²³⁾ „Raport Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz – System SA z postępów we wdrażaniu zasad inicjatywy Global Compact 07/2009 – 07/2010. Communication on Progress”, www.gaz-system.pl

syłowych GAZ – System SA”, który skupia się na trzech filarach: ekologii, edukacji i zaangażowaniu społecznym pracowników w działania społeczne. W 2010 r. rozpoczęto wdrażanie pierwszych inicjatyw w ramach tego Programu skierowanych do studentów, pracowników oraz środowisk lokalnych.

W Raporcie przedstawiono dane liczbowe i informacje z zakresu: praw człowieka i standardów pracy (w tym: stanu zatrudnienia, struktury wiekowej pracowników, stanu zatrudnienia w podziale na płeć, Zakładowego Układu Pracy, wynagrodzeń pracowników, szkoleń i rozwoju pracowników, wskaźników szkoleniowych, zakazu dyskryminacji w sferze zatrudnienia – „Procedura rekrutacji i zatrudnienia”, wskaźnika fluktuacji pracowników, dodatkowych świadczeń na rzecz pracowników, pakietu socjalnego, opieki medycznej, programu emerytalnego, konsultacji z pracownikami, Społecznego Inspektora Pracy, wolności stowarzyszania się, bezpieczeństwa i ochrony pracy, Pracownika Roku – konkurs, Pracodawcy Roku – ranking firm); środowiska naturalnego (w tym: prewencyjnego podejścia do środowiska naturalnego, Zintegrowanego Systemu Zarządzania, elektronicznego obiegu dokumentów, zbiórki baterii, projektów rozwojowo-badawczych, ograniczenia emisji metanu, technologii przyjaznych środowisku, troski o środowisko przy prowadzeniu inwestycji, konsultacji społecznych, podejmowaniu inicjatyw mających na celu promowanie postaw odpowiedzialności ekologicznej, Programu Corporate Social Responsibility); przeciwdziałania korupcji (w tym: procedur przetargowych, audytów wewnętrznych, Kodeksu Etycznego – przyjętego w 2009 r., nagród i wyróżnień).

4. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. przekazała również raport z postępów we wdrażaniu zasad inicjatywy Global Compact 02/2008 – 02/2010²⁴⁾.

W lutym 2008 roku Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. jako pierwsza polska firma z branży gazowniczej, pod ówczesną nazwą Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o., przystąpiła dobrowolnie do inicjatywy Global Compact.

Po dwóch latach członkostwa opracowany został Raport z postępów we wdrażaniu zasad Inicjatywy Global Compact.

„W związku z tym, że nacisk społeczeństwa na etyczne i odpowiedzialne postępowanie firmy wzrasta z roku na rok, uznaliśmy, że osiąganie zysku jest dla nas celem nadrzędnym, lecz traktujemy odpowiedzialność społeczną jako kluczowy element strategii biznesowej i jedną z dyscyplin zarządzania. Naszym zdaniem prowadzenie biznesu w sposób odpowiedzialny, uwzględniający wszystkie czynniki mające lub mogące

mieć w przyszłości wpływ na funkcjonowanie firmy, pozwoli budować wartość firmy w sposób efektywny i długofalowy. Za najistotniejszy moment raportowanego okresu, będący jednocześnie fundamentem dla rozwoju społecznej odpowiedzialności biznesu w Spółce, uważam opracowanie i wdrożenie Strategii Rozwoju Pomorskiej Spółki Gazownictwa na lata 2009 – 2013, w której określiliśmy naszą nową misję, wizję i wartości oraz wskazaliśmy CSR jako jeden z filarów rozwoju naszej spółki. Misją Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. jest dostarczanie gazu w sposób ciągły, bezpieczny i ekologiczny, pamiętając o potrzebach społecznych. Przyjmując i wpisując do strategii firmy powyższą misję, PSG Sp. z o.o. dobrowolnie zobowiązała się do zachowania równowagi pomiędzy trzema aspektami funkcjonowania przedsiębiorstwa: ekonomicznym, ekologicznym i etycznym. Postawa taka jest wynikiem akceptacji zależności pomiędzy sukcesem firmy a społeczeństwem, w którym prowadzi działalność oraz środowiskiem, z którego czerpie zasoby” jak pisze Pan Adam Kielak – Prezes Zarządu PSG Sp. z o.o. w Liście do Raportu.

W Raporcie przedstawiono wyniki i informacje z zakresu: profilu organizacji (w tym nagród i wyróżnień), nadzoru, zobowiązań i zaangażowania (w tym identyfikacja kluczowych interesariuszy), wskaźników ekonomicznych, wskaźników środowiskowych (w tym inicjatyw prośrodowiskowych), wskaźników społecznych (w tym struktury zatrudnienia), wynagrodzenia i wskaźnika fluktuacji, rozwoju i szkoleń, świadczeń dodatkowych – Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy, Regulamin Korzystania z Zakładowego Funduszu świadczeń Socjalnych; wolności stowarzyszania się – Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy, Regulamin Wynagradzania Pracowników, Regulamin Pracy, Taryfikator Kwalifikacji Stanowisk Pracy, Regulamin Gospodarowania Środkami Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych, Pracowniczy Program Emerytalny, bezpieczeństwa pracy – wskaźniki BHP, zatrudniania dzieci, pracy przymusowej i obowiązkowej – w spółce nie zidentyfikowano działań niosących ryzyko wykorzystania pracy dzieci czy ryzyko wykorzystania pracy przymusowej lub obowiązkowej, społeczności lokalnej – wsparcie przedszkola dla dzieci niewidomych i słabo widzących, charytatywne kartki świąteczne do interesariuszy, wsparcie organizacji charytatywnej np. Gdańskiej Fundacji Dobroczynności w akcji „Wigilijna paczka”, udział w odrestaurowaniu ołtarza św. Barbary w Bazylice Mariackiej w Gdańsku, wsparcie projektu przywracania świetności Bydgoskiego Ogrodu Botanicznego, przeprowadzenie edukacyjnego konkursu dla młodzieży pt. Bezpieczny Gaz, przekazanie darowizn dla PCK, Gdańskiej Fundacji Innowacji Społecznej, Placówce Wielofunkcyjnej „Mój dom – moja przyszłość”, czy Przedszkolu Integracyjnemu a także sponsoring, prowadzony na podstawie Regulaminu Sponsoringu).

²⁴⁾ „Raport Pomorskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. z postępów we wdrażaniu zasad Inicjatywy Global Compact 02/2008 – 02/2010. Communication on Progress”, www.psgaz.pl

5. Przedsiębiorstwo ciepłownicze Fortum przekazało Roczny Raport za rok 2009 dla całej Grupy²⁵⁾, w którym osobne miejsce poświęcono zrównoważonemu rozwojowi w aspekcie odpowiedzialności wobec: środowiska – gdzie na koniec 2009 roku niemal cała działalność biznesowa Grupy uzyskała certyfikaty środowiskowe; społeczeństwa – przy aktywnym dialogu z kluczowymi interesariuszami oraz udziale w wybranych projektach, z przyjęciem celu prowadzenia prac w sposób bezwypadkowy; pracowników – dialogu z pracownikami oraz zatrudnianiu kobiet na stanowiskach kierowniczych w centrali oraz oddziałach; gospodarki – prowadzenie działalności gospodarczej we wszystkich oddziałach Grupy w sposób pozwalający na uzyskanie wartości dodanej dla akcjonariuszy, klientów, pracowników, dostawców oraz innych interesariuszy. Grupa Fortum, także jest spółką giełdową notowaną w ramach indeksu Dow Jones Sustainability Index²⁶⁾.

Komentarz

„Komunikowanie jest jednym z kluczowych obszarów zrównoważonego biznesu. Jeśli zgodzimy się z tym, że CSR jest inwestycją, która przynosi zyski w dłuższej perspektywie, to musimy mieć świadomość, że bez komunikowania tego, co robimy, tracimy co najmniej część z tych korzyści”, jak piszą autorzy „Zrównoważonego Biznesu. Podręcznika dla małych i średnich przedsiębiorstw”²⁷⁾.

„Cechy dobrego raportu społecznego – Raport społeczny przedstawia skondensowany obraz zarządzania i publikuje wyniki odpowiedzialnego prowadzenia działalności gospodarczej. Powinien również definiować okres sprawozdawczy, zawierać oświadczenia dotyczące polityki, celów i strategii oraz przegląd wyników, pozwalający na porównywanie ich w kolejnych latach. (...) Raportowanie jest zaledwie czubkiem góry lodowej w strategii zarządzania działaniami z zakresu CSR. Jest też jednak znakomitym narzędziem porządkującym podejście do odpowiedzialności w firmie. Skłania do refleksji nad skutecznością tych działań i ich optymalnymi modyfikacjami. Zachęca także do kontaktu z interesariuszami. W polskich warunkach, gdzie praktyki odpowiedzialności społecznej i zrównoważonego rozwoju są jeszcze na wstępnym etapie, edukacja w zakresie raportowania społecznego ma jeszcze jedną ważną funkcję – może pomóc ustalić wspólne kryteria oceny działalności firm. A tym samym – wykazać, że

CSR jest działaniem wymiernym, przekładającym się na zmiany w otoczeniu firm i w samych firmach, a nie jedynie „ćwiczeniem wizerunkowym”, jak można przeczytać na stronie poświęconej Raportom Społecznym²⁸⁾.

„Raporty Społeczne – Nagrody za najlepiej sporządzone raporty z zakresu społecznej odpowiedzialności biznesu”, to nowa inicjatywa na rynku polskim mająca na celu upowszechnianie idei odpowiedzialnego biznesu, zrównoważonego rozwoju, ochrony środowiska i zaangażowania społecznego, skierowana do firm publikujących raporty ze swojej aktywności w tych obszarach. Inicjatywa ta – mająca na świecie ponad piętnastoletnią tradycję – została po raz pierwszy podjęta w Polsce w 2007 r. Projekt powstał na naszym rynku w wyniku współpracy PricewaterhouseCoopers, Forum Odpowiedzialnego Biznesu i CSR Consulting. Głównym celem programu jest zwrócenie uwagi na znaczenie raportowania społecznego i wskazanie dobrych praktyk w tym zakresie. Poprzez tę inicjatywę wyróżniane są przedsiębiorstwa, które nie tylko prowadzą działalność biorąc pod uwagę interes społeczeństwa i środowiska, ale także potrafią w sposób jasny, przejrzysty i wiarygodny zaprezentować swoje dokonania w publikowanych raportach. Inicjatywa ta przyczyni się do podniesienia świadomości na temat wagi komunikowania rezultatów w obszarze społecznej odpowiedzialności biznesu²⁹⁾.

Uczestnikiem konkursu Raporty Społeczne 2009, ze strony energetyki, było jedynie i ponownie Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, przedstawiając Raport „Odpowiedzialna energia. Raport Społeczny 2008” i otrzymując wyróżnienie. Opracowanie raportów, w tym Raportu SOB jest nie tylko elementem wizerunku firmy. Takie działanie pozwala spółce poddać się zarówno kontroli wewnętrznej (musimy podać wiarygodne i sprawdzone informacje) jak i zewnętrznej – poprzez komunikację zewnętrzną spółka jest również poddawana porównaniom i ocenie. Raportowanie wpływa także na edukację innych, którzy z raportów mogą wiele się nauczyć, poprzez upowszechnianie dobrych praktyk. Może być także inspiracją dla innych spółek, które jeszcze takich prac nie podjęły.

Przytoczone, powszechnie dostępne, raporty społeczne niech będą także zachętą dla tych wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, które realizują koncepcję społecznej odpowiedzialności biznesu w swojej działalności, do komunikowania o tym otoczeniu w opracowanych raportach społecznych.

²⁵⁾ „Delivering through competence. Annual Report 2009”, www.fortum.pl

²⁶⁾ www.fortum.com

²⁷⁾ „Zrównoważony Biznes. Podręcznik dla małych i średnich przedsiębiorstw”, T. Gasiński (Det Norske Veritas), G. Piskalski (CentrumCSR.PL), opracowany na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, dostępny na stronie www.mg.gov.pl

²⁸⁾ „Raport Społeczny – reklama czy pożyteczne narzędzie?”, M. Thompson, I. Pichola, www.raportyspoleczne.pl

²⁹⁾ www.raportyspoleczne.pl

Bilansowanie wyodrębnionych obszarów elektroenergetycznych w sieciach dystrybucyjnych w kontekście realizacji zasady TPA przez lokalnych OSD

dr inż. Rafał Gawin

1. Wprowadzenie

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne będąca wynikiem wejścia w życie 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) wprowadziła nowe uwarunkowania w zakresie realizacji zasady TPA¹⁾ w sieciach dystrybucyjnych zarządzanych dotychczas przez lokalne przedsiębiorstwa sieciowe. Bowiem zmieniony art. 9h ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.) wprowadził obowiązek wyznaczenia operatora systemu dystrybucyjnego dla każdej sieci dystrybucyjnej. Operatorem tym może zostać wyznaczony właściciel lokalnej sieci dystrybucyjnej, bądź też inne przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, któremu właściciel sieci powierzył na podstawie umowy pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem należącej do niego sieci.

Do czasu ostatniej nowelizacji prawa energetycznego obowiązki przedsiębiorstw sieciowych niebędących operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie realizacji zasady TPA regulował przede wszystkim art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewniać wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie. Dodatkowe uregulowania w tym zakresie zawierało rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowa-

nia systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). Zgodnie z § 13 ust. 5 tego rozporządzenia przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii elektrycznej opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej, a także opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy. Natomiast zgodnie z § 13 ust. 4 pkt 5 tego rozporządzenia przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi, o którym mowa w § 14 rozporządzenia, odpowiedzialnemu za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu. Sposoby realizacji wyżej wymienionych obowiązków zostały przedstawione w Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 21/2009 z dnia 6 listopada 2009 r. w sprawie obowiązku opracowania i stosowania procedur zmiany sprzedawcy przez przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej²⁾. Zgodnie z tą informacją realizacja obowiązków przez przedsiębiorstwa sieciowe w zakresie realizacji zasady TPA mogła odbywać się co najmniej w ramach dwóch rozwiązań: 1) poprzez opracowanie wewnętrznej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, która nie podlegała obowiązkowi zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki lub 2) poprzez zawarcie odpowiedniej umowy na „operatorstwo” z operatorem systemu dystrybucyjnego.

Wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dla lokalnej sieci dystrybucyjnej powoduje konieczność realizacji przez tego operatora obowiązków wymienionych w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne. W zakresie realizacji zasady TPA zastosowanie mają przede wszystkim obowiązki wymienione w art. 9c ust. 3 pkt 9a tej ustawy,

¹⁾ TPA – zasada dostępu stron trzecich do sieci (ang. *Third Party Access*)

²⁾ Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 21/2009 z dnia 6 listopada 2009 r. jest dostępna na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki www.ure.gov.pl

do których należy umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

- a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
- b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
- c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g,
- d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
- e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w instrukcji, o której mowa w art. 9g,
- f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

Znowelizowana ustawa – Prawo energetyczne w art. 9c ust. 3a zobowiązała także operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, których sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), do realizacji określonych w ustawie obowiązków w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) lub systemu połączonego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp). Jednocześnie współpraca OSDn

z OSP w określony powyżej sposób będzie możliwa tylko w przypadku określenia zasad pośrednictwa w tej współpracy przez OSDp.

Niniejszy artykuł przedstawia propozycję zasad współpracy pomiędzy OSDn i OSP za pośrednictwem OSDp w zakresie pozyskiwania, przetwarzania i przekazywania danych pomiarowych odbiorców końcowych i wytwórców energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej administrowanej przez OSDn, niezbędnej w celu realizacji bilansowania handlowego na rynku bilansującym, a także w obszarze obsługi zmiany sprzedawcy. Zaproponowane zasady uwzględniają obecnie obowiązujące zapisy instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz sieci dystrybucyjnych³⁾ i są rozszerzeniem zasad bilansowania ponadobszarowego realizowanego przez OSP we współpracy z OSDp na poziom lokalnych sieci dystrybucyjnych administrowanych przez OSDn. Ma to na celu zapewnienie spójności funkcjonowania obecnych zasad bilansowania handlowego prowadzonego na rynku bilansującym we wszystkich sieciach operatorów systemów dystrybucyjnych, a także umożliwienie realizacji zadań przez OSDn w sposób określony w art. 9c ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne.

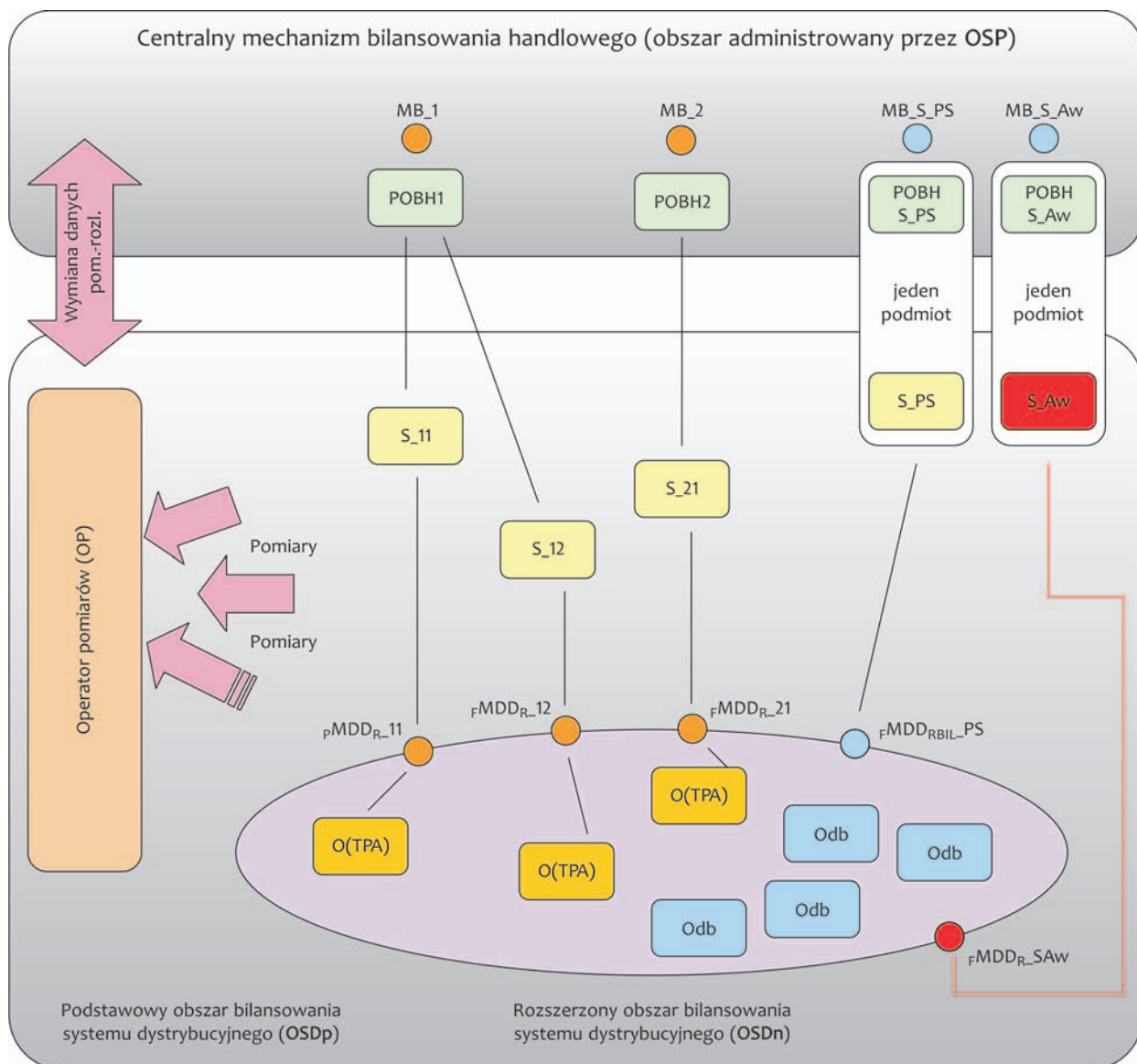
2. Ogólne zasady współpracy

W ramach proponowanych zasad OSDp tworzy podstawowy obszar bilansowania w systemie dystrybucyjnym administrowany wyłącznie przez tego operatora systemu dystrybucyjnego, a także rozszerzone obszary bilansowania w systemie dystrybucyjnym administrowane przez OSDn za pośrednictwem OSDp. Uproszczony schemat funkcjonalny współpracy pomiędzy OSP, OSDp i OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych odbiorców końcowych energii elektrycznej z rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym został przedstawiony na rys. 1 (str. 46). Zawarte na tym rysunku skróty oznaczają:

³⁾ Decyzją z dnia 23 lipca 2010 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części ogólnej oraz w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, które zapisy zaczęły obowiązywać od dnia 1 sierpnia 2010 r.; instrukcja ta, zgodnie z art. 9g ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne została ogłoszona w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i jest dostępna na stronie internetowej urzędu www.ure.gov.pl; po zatwierdzeniu całej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej operatorzy systemów dystrybucyjnych, zgodnie z dyspozycją art. 9g ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, w terminie 60 dni będą mieli obowiązek przedstawienia swoich instrukcji do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zob. także Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 15/2010 z dnia 28 lipca 2010 r. dostępny na www.ure.gov.pl);

- MB_(n) – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego o numerze (n); przy czym zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej poprzez te miejsca są reprezentowane zbiory Punktów Dostarczania Energii, należących do Uczestników Rynku Detalicznego typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujących odbiorcy energii elektrycznej (MBo) lub zbiory Punktów Dostarczania Energii, należących do Uczestników Rynku Detalicznego typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujących źródła wytwarzania energii elektrycznej (MBw);
- MB_S_PS – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego reprezentujące dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej realizowane przez sprzedawcę przedsiębiorstwa sieciowego;
- MB_S_Aw – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego reprezentujące dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej realizowane przez sprzedawcę awaryjnego, o którym mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. b ustawy – Prawo energetyczne;
- POBH_(n) – podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe o numerze (n), o którym mowa w art. 3 pkt 42 ustawy – Prawo energetyczne;
- POBH_S_PS – podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe sprzedawcy przedsiębiorstwa sieciowego;
- POBH_S_Aw – podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe sprzedawcy awaryjnego;
- S_{(n)(m)} – sprzedawca o numerze (m), który zgodnie z art. 5 ust. 2a pkt 3 lit. a ustawy – Prawo energetyczne wskazał podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe o numerze (n);
- S_PS – sprzedawca przedsiębiorstwa sieciowego;
- S_Aw – sprzedawca awaryjny, o którym mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. b ustawy – Prawo energetyczne;
- O(TPA) – odbiorca korzystający z prawa wyboru sprzedawcy (TPA);
- Odb – odbiorca niekorzystający z prawa wyboru sprzedawcy;
- pMDD_{R-(n)(m)} – profilowe Miejsce Dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego reprezentujące dostawy energii elektrycznej realizowane przez sprzedawcę o numerze (m), który zgodnie z art. 5 ust. 2a pkt 3 lit. a ustawy – Prawo energetyczne wskazał podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe o numerze (n); w miejscu tym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej do odbiorcy, dla którego zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit c ustawy – Prawo energetyczne operator systemu dystrybucyjnego opracowuje standardowy profil zużycia, o którym mowa w art. 3 pkt 39 tej ustawy;
- fMDD_{R-(n)(m)} – fizyczne Miejsce Dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego reprezentujące dostawy energii elektrycznej realizowane przez sprzedawcę o numerze (m), który zgodnie z art. 5 ust. 2a pkt 3 lit. a ustawy – Prawo energetyczne wskazał podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe o numerze (n); w miejscu tym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej do odbiorcy rozliczanego na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, umożliwiającego rejestrację danych pomiarowych w każdej godzinie doby;
- fMDD_{RBIL-PS} – fizyczne Miejsce Dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego reprezentujące dostawy energii elektrycznej realizowane przez sprzedawcę przedsiębiorstwa sieciowego, poprzez które następuje zbilansowanie całego rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym;
- fMDD_{R-Aw} – fizyczne Miejsce Dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego reprezentujące dostawy energii elektrycznej realizowane przez sprzedawcę awaryjnego.

Podstawowy obszar bilansowania obejmuje obszar systemu dystrybucyjnego administrowany przez OSDp, do którego przyłączeni są bezpośrednio odbiorcy końcowi oraz wytwórcy energii elektrycznej, dla których usługi w zakresie dystrybucji energii elektrycznej świadczy OSDp. Rozszerzone obszary bilansowania obejmują obszary systemu dystrybucyjnego administrowane przez



Rysunek 1. Uproszczony schemat funkcjonalny współpracy pomiędzy OSP, OSDp i OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych odbiorców końcowych z rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym

OSDn, dla których usługi w zakresie dystrybucji energii elektrycznej świadczą OSDn lub inne przedsiębiorstwa energetyczne, upoważnione do realizacji tej usługi przez właściciela sieci, w której zadania w zakresie operatora systemu dystrybucyjnego pełnią OSDn.

OSDp tworzy miejsca dostarczania w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego (MDD_p), które umożliwiają bilansowanie handlowe na rynku bilansującym wytwórców energii elektrycznej oraz odbiorców końcowych korzystających z prawa wyboru sprzedawcy (TPA). Do tych miejsc dostarczania OSDp przyporządkowuje fizyczne dostawy energii elektrycznej wyznaczone w fizycznych punktach pomiarowych (FPP).

Ostateczne zbilansowanie podstawowego obszaru bilansowania w zakresie umów handlowych realizowa-

nych w tym obszarze (domknięcie bilansu)⁴⁾ jest realizowane poprzez miejsca dostarczania odbiorcy sieciowego (sprzedawcy z urzędu) MDD_p-SzU, które reprezentują dostawy energii elektrycznej do tego obszaru z sieci przesyłowej. Wyznaczając ilości energii

⁴⁾ Zgodnie z postanowieniami obecnie obowiązujących instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, „domykanie” bilansu obszaru sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, o których mowa w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (zobowiązani do „unbundlingu”), odbywa się poprzez jednostkę graficzną tego operatora (JGBI); zasady opisywane w niniejszym artykule dotyczą wyłącznie bilansowania handlowego w zakresie realizacji umów handlowych zawieranych przez odbiorców końcowych i wytwórców energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych;

elektrycznej dla sprzedawcy z urzędu w podstawowym obszarze bilansowania OSDp odejmuje od MDD_{P-SzU} ilości energii elektrycznej reprezentowane w miejscach dostarczania w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego MDD_P wyznaczone dla wytwórców energii elektrycznej i odbiorców końcowych korzystających z prawa wyboru sprzedawcy (TPA).

Analogicznie jak w podstawowym obszarze bilansowania, OSPp umożliwia tworzenie wielu miejsc dostarczania systemu dystrybucyjnego w rozszerzonym obszarze bilansowania (MDD_R). W miejscach dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym będą reprezentowane dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz wytwórców energii elektrycznej przyłączonych do sieci administrowanej przez OSDn. Miejsca dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego (MDD_R) mogą być tworzone poprzez zawarcie aneksu do umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a OSDn lub poprzez odpowiednie zgłoszenie wniosku przez OSDn. W tym kontekście należy mieć na uwadze postanowienia art. 4j ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którymi odbiorca końcowy ma prawo wypowiedzieć umowę, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza mu energię elektryczną, a jej rozwiązanie powinno nastąpić nie później niż z ostatnim dniem miesiąca następującego po miesiącu, w którym oświadczenie tego odbiorcy dotarło do przedsiębiorstwa energetycznego. W praktyce oznacza to, że procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego powinna trwać nie dłużej niż jeden miesiąc kalendarzowy, a zasady współpracy pomiędzy OSDp i OSDn w tym zakresie nie powinny powodować wydłużenia tego terminu.

Dostawy energii elektrycznej w MDD_R będą wyznaczone poprzez przyporządkowanie do tych miejsc fizycznych dostaw energii elektrycznej wyznaczonych w fizycznych punktach pomiarowych (FPP) znajdujących się wewnątrz rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego tj. sieci dystrybucyjnej administrowanej przez OSDn. Przyporządkowanie fizycznych dostaw energii elektrycznej do MDD_R jest realizowane przez OSDn. Dla odbiorców, dla których OSDn opracował i przyporządkował standardowy profil zużycia, przyporządkowanie fizycznych dostaw energii elektrycznej do MDD_R będzie odbywało się na podstawie tych profili z możliwością korekty przekazanych danych pomiarowych po dokonaniu odczytu rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

W celu umożliwienia ostatecznego zbilansowania rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym OSDp tworzy dla OSDn miejsce dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego, poprzez które następuje zbilan-

sowanie całego obszaru rozszerzonego ($MDD_{RBIL-PS}$). $MDD_{RBIL-PS}$ reprezentuje dostawy energii elektrycznej do rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego administrowanego przez OSDn, poprzez przyporządkowanie do $MDD_{RBIL-PS}$ ilości energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie pomiarów energii w fizycznych punktach pomiarowych (FPP) znajdujących się na połączeniu podstawowego i rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym.

Wyznaczając ilości energii elektrycznej dla przedsiębiorstwa sieciowego w rozszerzonym obszarze bilansowania OSDp lub OSDn⁵⁾ odejmuje od $MDD_{RBIL-PS}$ ilości energii elektrycznej reprezentowane w miejscach dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego MDD_R , wyznaczone dla wytwórców energii elektrycznej i odbiorców końcowych korzystających z prawa wyboru sprzedawcy (TPA) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej administrowanej przez OSDn. Operator ten przyporządkowuje także do MDD_R dane pomiarowe z fizycznych punktów pomiarowych (FPP) znajdujących się wewnątrz sieci administrowanej przez OSDn. Dostarczanie danych pomiarowych do MDD_R odbywa się na zasadach i w trybie określonych przez OSDp.

Realizacja zmiany sprzedawcy w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego odbywa się na zasadach określonych przez OSDn w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Przy czym istnieje możliwość zlecenia przez OSDn realizacji niektórych zadań, takich jak obsługa zmiany sprzedawcy, OSDp⁶⁾. W takim przypadku zmiana sprzedawcy może odbywać się na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp. Nowy sprzedawca wskazany dla MDD_R przez OSDn może być wybrany spośród sprzedawców mających zawarte generalne umowy dystrybucyjne z OSDp realizującym bilansowanie rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego. Jest to uwarunkowane między innymi koniecznością przyporządkowania odpowiednich kodów podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, za pomocą których są oni reprezentowani na

⁵⁾ Zasady podziału zadań i odpowiedzialności za ich realizację w kontekście przyporządkowywania danych pomiarowych do miejsc dostarczania energii elektrycznej w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego, w tym agregacji danych pomiarowych, powinny zostać uzgodnione pomiędzy OSDp i OSDn.

⁶⁾ Zlecenie realizacji niektórych zadań może odbywać się w ramach umowy o świadczenie niektórych usług, przy czym w tym przypadku odpowiedzialność ustawowa za realizację zleconych zadań spoczywa nadal na OSDn. Jest to odmienna sytuacja niż przypadku zawarcia umowy powierzenia, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, w której właściciel sieci wskazuje przedsiębiorstwo energetyczne odpowiedzialne za wykonywanie zadań określonych w art. 9c ust. 3 tej ustawy.

rynku bilansującym, a przede wszystkim możliwością odpowiednio szybkiego działania w przypadku wystąpienia sytuacji awaryjnej, w której podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe przestaje realizować swoje działania na rynku bilansującym. Bowiem w takiej sytuacji niezbędna jest szybka i skuteczna wymiana informacji pomiędzy OSP i operatorem systemu dystrybucyjnego, a także konieczność podjęcia odpowiednich działań przez OSDp w zakresie przyporządkowania ilości dostaw energii elektrycznej do podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy awaryjnego.

Wymagania dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych w fizycznych punktach pomiarowych (FPP) w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego, które będą reprezentowane w miejscach dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego (MDD_R), są zgodne z wymaganiami zawartymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Obowiązek dostosowania układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych spoczywa na właścicielu tych układów. Ponadto OSDn opracowuje standardowe profile zużycia energii elektrycznej dla odbiorców końcowych przyłączonych do sieci administrowanej przez tego operatora o mocy umownej nie większej niż 40 kW. Standardowe profile zużycia służą do bilansowania odbiorców końcowych o mocy umownej nie większej niż 40 kW, poprzez ich reprezentację w profilowych miejscach dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego ($pMDD_R$).

OSDn lub OSDp w ramach bilansowania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego przekazuje dane pomiarowe z MDD_R oraz $MDD_{RBIL-PS}$ do sprzedawców oraz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie tych miejsc dostarczania.

W przypadku braku możliwości realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej z przyczyn niezależnych od odbiorcy końcowego reprezentowanego w MDD_R , OSDn lub OSDp włącza to MDD_R do miejsca dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego, poprzez które następuje dostarczanie energii elektrycznej przez sprzedawcę awaryjnego (MDD_{R-SAw}). Bowiem zgodnie z art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. b ustawy – Prawo energetyczne odbiorca wskazuje w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej sprzedawcę rezerwowego, dla którego OSDp tworzy MDD_{R-SAw} na zasadach obowiązujących w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego.

3. Szczegółowe zasady współpracy

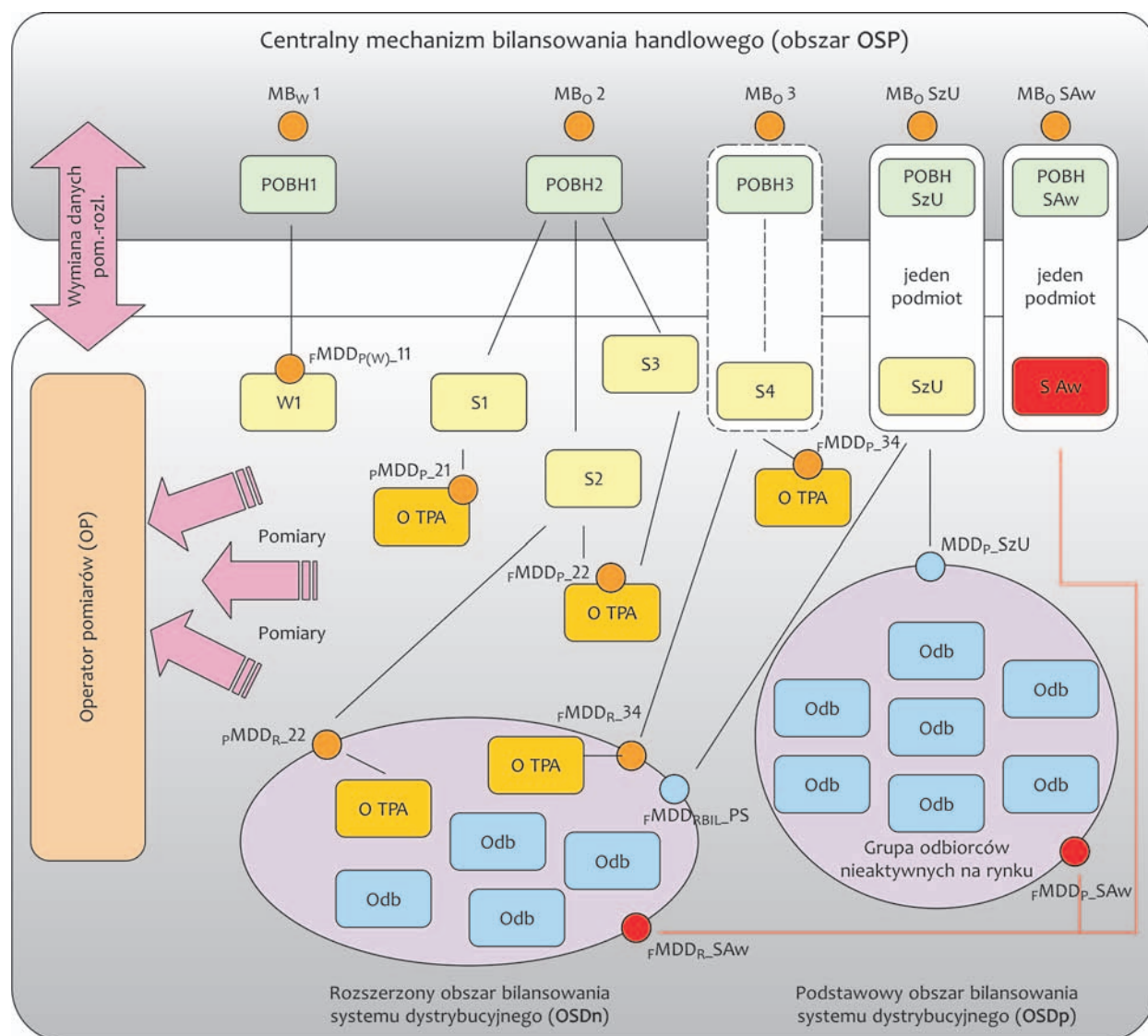
Rozszerzony obszar bilansowania systemu dystrybucyjnego jest tworzony poprzez zmianę konfiguracji obiektowej w systemie dystrybucyjnym, do-

konywanej przez OSDp. Operator ten na wniosek OSDn, tworzy w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego miejsca dostarczania MDD_R , poprzez które będą reprezentowane dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz od wytwórców energii elektrycznej przyłączonych do tego obszaru oraz miejsce dostarczania, poprzez które następuje bilansowanie całego rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym ($MDD_{RBIL-PS}$). W MDD_R reprezentowany jest bezpośrednio fizyczny punkt poboru energii lub grupa tych punktów należących do jednego odbiorcy końcowego lub wytwórcy energii elektrycznej znajdującego się w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego tj. w sieci dystrybucyjnej administrowanej przez OSDn. Przy czym każde miejsce dostarczania w podstawowym i rozszerzonym obszarze bilansowania w systemie dystrybucyjnym powinno posiadać atrybut typu użytkownika systemu, jakim jest odbiorca (O) lub wytwórca (W). Ma to na celu zapewnienie możliwości właściwego przyporządkowania ilości dostaw energii elektrycznej do Miejsc Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego (MB) zgodnie z zasadami opisanymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

Uproszczony schemat funkcjonalny współpracy pomiędzy OSP, OSDp i OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych odbiorców końcowych i wytwórców z podstawowego i rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym został przedstawiony na rys. 2 (str. 49). Użyte skróty zostały objaśnione w opisie do rys. 1. Przy czym w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego dodano wytwórcę (oznaczenie „W”), wprowadzono rozróżnienie MB ze względu na atrybut typu użytkownika systemu (odbiorca „O” i wytwórca „W”), a także dodano sprzedawcę z urzędu (oznaczenie „SzU”).

Wniosek o utworzenie MDD_R oraz $MDD_{RBIL-PS}$ jest realizowany poprzez zgłoszenie przez OSDn odpowiedniego wniosku do OSDp na zasadach opisanych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub uzgodnionych pomiędzy OSDn i OSDp. Zgłoszenie przez OSDn wyżej wymienionego wniosku skutkuje utworzeniem miejsc dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego w trybie uzgodnionym pomiędzy tymi operatorami, przykładowo poprzez zawarcie aneksu do umowy o świadczenie usług dystrybucji.

OSDp pełni funkcję Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi z podstawowego i rozszerzonych obszarów bilansowania systemu dystrybucyjnego w zakresie uzgodnionym pomiędzy OSDp i OSDn, mając na względzie zapisy art. 9c ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne (pośrednictwo w zakresie współpracy pomiędzy OSP i OSDn). W przypadku rozszerzonego obszaru bilansowania



Rysunek 2. Uproszczony schemat funkcjonalny współpracy pomiędzy OSP, OSDp i OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych odbiorców końcowych i wytwórców z podstawowego i rozszerzonego obszaru bilansowania w systemie dystrybucyjnym

systemu dystrybucyjnego zadania OSDp wynikające z pełnienia funkcji Operatora Pomiarów dotyczą przede wszystkim przekazywania do OSP danych pomiarowych pozyskiwanych w miejscach dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego (MDD_R) oraz fizycznych punktach pomiarowych na połączeniu podstawowego i rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego. Dane pomiarowe pozyskane na połączeniu tych obszarów służą do bilansowania całego rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego poprzez agregację tych danych w MDD_{RBIL_PS} .

Administrowanie przez OSDp danymi pomiarowymi w podstawowym i rozszerzonych obszarach bilansowania systemu dystrybucyjnego polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego i/lub agregowaniu danych pomiarowych z rozsze-

zonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz przekazywaniu tych danych do OSP dla potrzeb rozliczeń w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego oraz na rynku detalicznym i obejmuje następujące zadania:

- eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi z podstawowego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego, w tym do celów wyznaczania ilości energii w MDD_{RBIL_PS} ,
- wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego,

- d) agregacja w MB i MDD w podstawowym i/lub rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego ilości dostarczanej energii elektrycznej w poszczególnych punktach poboru energii w systemie dystrybucyjnym,
- e) udostępnianie OSP danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych z podstawowego i rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- f) udostępnianie POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych z podstawowego i/lub rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- g) rozpatrywanie reklamacji dotyczących przyporządkowanych ilości dostarczanej energii elektrycznej z podstawowego i/lub rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

OSDp pozyskuje dane pomiarowe z fizycznych punktów pomiarowych w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz miejsc dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). W przypadku profilowych miejsc dostarczania rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego OSDn dostarcza do OSDp standardowy profil zużycia energii dla tego miejsca. OSDp wyznacza godzinowe ilości energii rzeczywistej w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

OSDp wyznacza ilości energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

- a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych i miejsc dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego; lub
- b) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub w przypadku niedostarczenia przez OSDn danych pomiarowych dla miejsc dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego; lub
- c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych; lub
- d) standardowych profili zużycia, ilości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla profilowych punktów poboru z systemu dystrybucyjnego oraz profilowych miejsc dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobranej z podstawowego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz MDD_{RBIL-PS} wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.

W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub w przypadku niedostarczenia przez OSDn danych pomiarowych dla miejsc dostarczania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego, ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby na podstawie:

- a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego (o ile jest możliwe ich określenie); lub
- b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię lub brak dostarczenia danych pomiarowych przez OSDn.

W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanym zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSDp udostępnia dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny w okresie ostatniego miesiąca. OSDp udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe z dokładnością do 1 kWh, przy czym:

- a) dane pomiarowe są rejestrowane i przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności urządzeń pomiarowych i systemów informatycznych LSPR,
- b) wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrąglenia.

Ilość energii rzeczywistej w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego $_{FD}MB$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych MDD wchodzących w skład $_{FD}MB$

$$ER_{MBi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{MDD}^h$$

gdzie:

ER_{MBi}^h – ilość energii rzeczywistej w i-tym $_{FD}MB$ w godzinie h ,

ER_{MDD}^h – ilość energii rzeczywistej w MDD wchodzącym w skład i-tego $_{FD}MB$ w godzinie h .

Godzinowe dane pomiarowo-rozliczeniowe w fizycznych profilowych miejscach dostarczania energii podstawowego i rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego $_{pMDD}$ podstawowo-

wym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na rynku bilansującym są wyznaczone według następującego algorytmu:

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{k=1}^k \left(\frac{\sum_{Zk}^n ED_{Zk}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkh}} * E_{PSkh} \right)$$

gdzie:

- ER_{MDDi}^h – ilość energii rzeczywistej w i -tym MDD w godzinie h ,
- $\sum_{Zk}^n ED_{Zk}^M$ – deklarowany pobór energii dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M , w punkcie poboru energii PPE, którym został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k ,
- $\sum_{h=1}^m E_{PSkh}$ – suma ilości godzinowych energii standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M ,
- E_{PSkh} – wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h ,
- k – liczba typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MDD,
- m – liczba godzin w miesiącu M .

Godzinowe dane pomiarowo-rozliczeniowe w fizycznych profilowych miejscach dostarczania energii w podstawowym i rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego $pMDD$ w cyklu korekty na rynku bilansującym są wyznaczone według następującego algorytmu:

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{k=1}^k \left(\frac{\sum_{KT}^n ER_{KT}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkhT}} * E_{PSkh} \right)$$

gdzie:

- ER_{MDDi}^h – ilość energii rzeczywistej w i -tym MDD w godzinie h ,
- $\sum_{KT}^n ER_{KT}^M$ – rzeczywisty, wyznaczony na podstawie odczytu urządzeń pomiarowych, pobór energii w strefie T dla okresu rozliczeniowego M w PPE, którym został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k ,
- $\sum_{h=1}^m E_{PSkhT}$ – suma ilości godzinowych energii w strefie T standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M ,
- E_{PSkh} – wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h ,
- k – liczba typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MDD,
- m – liczba godzin w miesiącu M ,

T – strefa czasowa obowiązująca w grupie taryfowej, określona w obowiązującej taryfie OSDn lub lokalnego przedsiębiorstwa sieciowego.

Rzeczywiste dane pomiarowe, które umożliwiają wyznaczenie energii rzeczywistej w profilowych miejscach dostarczania energii rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego w trybie korekty na rynku bilansującym są przekazywane do OSDp przez OSDn. Ponadto wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w profilowych miejscach dostarczania energii rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego jest realizowane tylko w przypadku, gdy OSDn posiada odbiorców profilowych, dla których zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit c ustawy – Prawo energetyczne został zobowiązany do opracowania, aktualizacji i udostępniania odbiorcom oraz ich sprzedawcom standardowych profili zużycia, a także zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g tej ustawy. Opracowane standardowe profile zużycia mogą mieć charakter bardziej uproszczony niż przedstawiony powyżej.

Godzinowe dane pomiarowo-rozliczeniowe w fizycznych graficznych miejscach dostarczania energii w podstawowym i rozszerzonych obszarach bilansowania systemu dystrybucyjnego ($fMDD$) są wyznaczone według następującego algorytmu. Ilość energii rzeczywistej w $fMDD$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład $fMDD$

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{PDE}^h$$

gdzie:

- ER_{MDDi}^h – ilość energii rzeczywistej w i -tym $fMDD$ w godzinie h ,
- ER_{PDE}^h – ilość energii rzeczywistej w PDE wchodzącym w skład $fMDD$ w godzinie h .

Energia rzeczywista w punktach dostarczania energii w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego jest wyznaczana i przekazywana do OSDp przez OSDn.

Godzinowe dane pomiarowo-rozliczeniowe w PDE w podstawowym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego są wyznaczone według następującego algorytmu. Ilość energii rzeczywistej w PDE w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych FPP wchodzących w skład PDE:

$$ER_{PDEi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{FPP}^h$$

gdzie:

ER_{PDE}^h – ilość energii rzeczywistej w PDE w godzinie h ,

ER_{FPP}^h – ilość energii rzeczywistej w Fizycznym Punkcie Pomiarowym (FPP) wchodzącym w skład PDE w godzinie h .

Godzinowe dane pomiarowo-rozliczeniowe w fizycznych (grafikowych) miejscach dostarczania energii w rozszerzonych obszarach bilansowania systemu dystrybucyjnego, poprzez które następuje bilansowanie tego obszaru ($F_{MDD_{RBIL-PS}}$) są wyznaczane według następującego algorytmu. Ilość energii rzeczywistej w $F_{MDD_{RBIL-PS}}$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład $F_{MDD_{RBIL-PS}}$ pomniejszona o sumę ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład fizycznych (grafikowych) i profilowych MDD_R :

$$ER_{MDD_{RBIL-PS}}^h = \sum_{j \in i} ER_{PDE}^h - \sum_{j \in i} ER_{F_{MDD_R}}^h - \sum_{j \in i} ER_{P_{MDD_R}}^h$$

gdzie:

$ER_{MDD_{RBIL-PS}}^h$ – ilość energii rzeczywistej w $F_{MDD_{RBIL-PS}}$ w godzinie h ,

ER_{PDE}^h – ilość energii rzeczywistej w PDE w godzinie h , poprzez które następuje dostarczanie energii do całego rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego tj. do obszaru sieci administrowanej przez OSDn z podstawowego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego administrowanego przez OSDp,

$ER_{F_{MDD_R}}^h$ – ilość energii rzeczywistej w godzinie h w F_{MDD_R} , w tym $F_{MDD_R,SAW}$ z rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego administrowanego przez OSDn,

$ER_{P_{MDD_R}}^h$ – ilość energii rzeczywistej w godzinie h w P_{MDD_R} z rozszerzonego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego administrowanego przez OSDn.

W przypadku korekty godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych dla potrzeb wyznaczenia energii w profilowych miejscach dostarczania energii w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego, OSDp dokonuje także korekty wyznaczenia energii rzeczywistej dla $F_{MDD_{RBIL-PS}}$, o ile zadanie to jest realizowane przez OSDp.

Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane przez OSDp do OSP poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSDp a OSP.

Przekazywane do OSP dane, w tym także dane wyznaczane w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia, mogą być korygowane przez OSDp w przewidzianym w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej cyklu korygującym.

Przekazywanie danych pomiarowych pomiędzy OSP i OSDp jest realizowane poprzez system WIRE w MWh z dokładnością do 1 kWh, przy czym:

- dane pomiarowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności systemów informatycznych LSPR,
- wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh,
- a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń,
- c) dane pomiarowo-rozliczeniowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.

Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSDp dla POBH i sprzedawców poprzez Systemy Wymiany Informacji OSDp zgodnie z zasadami i w terminach określonych w generalnych umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSDp a sprzedawcami oraz w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSDp a POBH. OSDp może także przekazywać dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla sprzedawców i POBH odbiorców końcowych i wytwórców energii elektrycznej z obszaru sieci administrowanej przez OSDn, o ile realizacja tego zadania zostanie zlecona OSDp przez OSDn.

OSDp przyjmuje wnioski URD, POBH i OSDn oraz dokonuje korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

4. Podsumowanie

Przedstawione w niniejszym artykule zasady współpracy pomiędzy OSP i OSDn realizowane za pośrednictwem OSDp w obszarze obsługi zmiany sprzedawcy oraz wymiany danych pomiarowych niezbędnych do realizacji przez OSP bilansowania handlowego na rynku bilansującym nie rozstrzygają szczegółowo wszystkich kwestii z obszaru tej współpracy. Wskazują jednak jej obszar, który w możliwym stopniu powinien być ujednolicony w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp. Bowiem zasady pośrednictwa we współpracy pomiędzy OSP i OSDn mogą być określone tylko przez OSDp, a następnie uwzględnione w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDn. Jednocześnie należy podkreślić, że ustawa – Prawo energetyczne nie przewidywała takiego trybu postępowania, jaki wynika z art. 9g ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla instrukcji opracowywanych przez OSDn (uwzględnienie postanowień instrukcji OSDp). Zaproponowane zasady mogą podlegać modyfikacji w zakresie obo-

wiązków realizacji poszczególnych zadań przez OSDn i OSDp, które mogą wynikać z umowy dotyczącej zlecenia realizacji pewnych usług zawartej pomiędzy tymi operatorami.

Opisany w niniejszym artykule sposób współpracy jest często realizowany pomiędzy już wyznaczonymi OSDp i OSDn, a także pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych i przedsiębiorstwami sieciowymi, które dotychczas nie uzyskały statusu operatorów systemu. Zasady te zostały określone w indywidualnie negocjowanych umowach. Biorąc pod uwagę coraz większe doświadczenie OSDp w takiej współpracy, a także potencjalną liczbę nowych OSDn oraz ich praktyczny brak doświadczenia w takiej współpracy, tym bardziej pożądane jest ujednolicenie pewnych zasad, które powinny zostać opisane w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp. Bowiem taki sposób działania przyczynia się do realizacji obowiązków wynikających między innymi z art. 4 ust. 2 oraz art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne (równoprawne traktowanie użytkowników systemu).

Wprowadzenie zasad bilansowania w obszarach podstawowych i rozszerzonych w systemie dystrybucyjnym to przede wszystkim umożliwienie korzystania z zasady TPA przez odbiorców przyłączonych do sieci OSDn. Przedstawione zasady bilansowania w rozszerzonym obszarze bilansowania systemu dystrybucyjnego umożliwiają grupowe bilansowanie handlowe odbiorców i wytwórców energii elektrycznej znajdujących się w obszarze systemu dystrybucyjnego administrowanego przez OSDn na zasadach obowiązujących obecnie na rynku bilansującym. Zaproponowane zasady, przy założeniu przejęcia znacznej części obowiązków przez OSDp, mogą ograniczyć konieczność zawierania przez sprzedawców energii oraz podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe generalnych umów dystrybucyjnych z OSDn, co w znacznym stopniu ograniczy bariery wejścia tych sprzedawców na rynki lokalne administrowane przez OSDn. Bilansowanie rozszerzonych obszarów bilansowania systemu dystrybucyjnego na

zasadach opisanych w niniejszym artykule pozwala także na ograniczenie ryzyka dla OSDp w zakresie bilansowania całego obszaru systemu dystrybucyjnego poprzez umożliwienie odbiorcom z rozszerzonych obszarów bilansowania wyboru sprzedawców, którzy zostali zarejestrowani przez OSDp. Dotyczy to w szczególności obsługi przez OSDp sytuacji awaryjnych, w których odbiorca energii elektrycznej przestaje być reprezentowany na rynku bilansującym poprzez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe z przyczyn od tego odbiorcy niezależnych.

Literatura

1. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części ogólnej i w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 23 lipca 2010 r. (dostępna na www.ure.gov.pl)
2. Obowiązujące obecnie instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (dostępne na stronach internetowych OSDp)
3. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 21/2009 z dnia 6 listopada 2009 r. w sprawie obowiązku opracowania i stosowania procedur zmiany sprzedawcy przez przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej
4. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 15/2010 z dnia 28 lipca 2010 r. w sprawie zatwierdzenia części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
5. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.)
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.)



dr inż. Rafał Gawin
Naczelnik Wydziału Energii Elektrycznej
w Departamencie Promowania Konkurencji URE

Wybrane aspekty wytwarzania ciepła w świetle zmieniających się przepisów prawa¹⁾

Paweł Bogusławski

Możliwości ekonomizacji wytwarzania ciepła

Przy transporcie ciepła siecią ciepłowniczą istotne jest minimalizowanie strat ciepła, co w sposób pozytywny wpływa na koszty przesyłu. Przy wytwarzaniu ciepła zachodzi podobna sytuacja. Straty ciepła powodują, że koszty jego wytwarzania zwiększają się. Gdzie tracimy ciepło? Ciepło, które ma zdolność do przenikania także w źródłach jego wytwarzania, próbuje wyrównać temperaturę wszędzie tam, gdzie tylko pojawi się różnica temperatury, a izolacja termiczna przegrody pomiędzy dwoma ośrodkami o różnej temperaturze jest do pokonania. W związku z tym, ilość energii chemicznej zawartej w paliwie jest większa, niż ilość energii wprowadzona przy pomocy nośnika ciepła do sieci ciepłowniczej. Stosunek tych energii wyrażony w procentach określa sprawność danego urządzenia.

$$\eta = \frac{E_w}{E_{ch}} * 100\%$$

gdzie:

η – sprawność energetyczna (brutto) [%],
 E_w – energia wyprowadzona z kotła,
 E_{ch} – energia chemiczna zawarta w paliwie.

Walka o zatrzymanie uciekającego ciepła odbywa się na każdym etapie drogi od paleniska aż do komina. Oczywiście jest, że izolacja korpusu kotła w miejscach, gdzie jest to możliwe, zmniejsza straty ciepła na tym etapie. W tym zakresie niewiele można poprawić. Nowoczesne materiały termoizolacyjne są drogie, a dodatkowo dochodzą problemy związane z wpływem wysokiej temperatury na materiał izolacyjny.

Biorąc pod uwagę fakt, iż przybliżający się koniec okresu eksploatacji kotła wymusza podjęcie decyzji o dalszej pracy po remoncie kapitalnym na zmodernizowanym kotle lub zakupie nowej jednostki, czę-

sto ze względu na długi czas budowy nowego kotła (5 ÷ 7 lat od rozpoczęcia projektowania) wybiera się modernizację kotła, którą można wykonać zwykle w czasie nie dłuższym niż rok. Niebagatelne są także koszty związane z zakupem nowej jednostki. *Najogólniej rzecz biorąc, modernizacja ma na celu poprawę efektów ekonomicznych wynikających z działania kotła. Od strony technicznej wiąże się to z wieloma przedsięwzięciami, które powinny w sposób optymalny umożliwić realizację powyższego celu. Są to najczęściej:*

- poprawa sprawności kotła,
- obniżenie emisji substancji szkodliwych,
- modernizacja związana ze zmianą paliw,
- zmniejszenie awaryjności i przedłużenie żywotności części ciśnieniowej kotła,
- zmiana wydajności kotła,
- powiększenie zakresu dopuszczalnych zmian obciążeń.

Działania te powinny doprowadzić do usunięcia ewentualnych wad konstrukcyjnych oraz dostosować istniejący kocioł do nowych warunków eksploatacji, np. innych niż projektowe charakterystyk paliwa, czy też nowych wymagań w zakresie limitów emisji substancji szkodliwych, a także do innych niż w okresie budowy cen paliw, materiałów konstrukcyjnych i energii.

Zagadnienia modernizacyjne w technice kotłowej mają charakter kompleksowy i prawie każde działanie mające na celu poprawę wybranych parametrów powoduje (nie zawsze korzystne) zmiany innych. Na ogół powstają wówczas skomplikowane zagadnienia optymalizacyjne, których rozwiązanie umożliwia wybór najkorzystniejszego wariantu modernizacji.

Wiele, szczególnie mniejszych i starszych kotłów charakteryzuje się temperaturami spalin wylotowych sięgającymi ponad 200°C. Również w dużych kotłach temperatury w granicach 170 ÷ 180°C nie należą do rzadkości. Obniżenie temperatury spalin wylotowych można uzyskać za pomocą takich przedsięwzięć modernizacyjnych, jak:

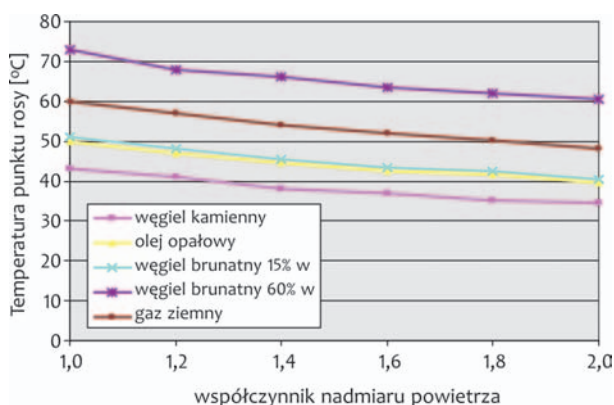
- rozbudowa (lub przebudowa) konwekcyjnych powierzchni ciśnieniowych,
- rozbudowa (lub przebudowa) podgrzewacza powietrza,

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

- zastosowanie (lub modyfikacja istniejącego) systemu oczyszczania powierzchni ogrzewalnych z zanieczyszczeń popiołowych,
- zabudowa dodatkowego (nie włączonego w obieg czynnika w kotle) wymiennika ciepła podgrzewającego np. wodę do celów grzewczych²⁾.

W związku z tym, że duża ilość ciepła „ucieka” przez komin, powstała technika kondensacyjna ukierunkowana na ograniczenie tych strat. W ostatnim czasie duże osiągnięcia wzrostu sprawności kotłów opalanych gazem ziemnym uzyskano zmniejszając stratę kominową poprzez obniżanie temperatury spalin. Obniżenie temperatury spalin o 20°C, to zmniejszenie straty kominowej o 1%. Nawet biorąc pod uwagę konieczne zwiększenie mocy urządzeń pomocniczych i zwiększoną po modernizacji kotła powierzchnię wymiany ciepła, po wyposażeniu kotła w schładzacz spalin tak, że osiąga się kondensację, otrzymuje się znaczny wzrost sprawności³⁾.

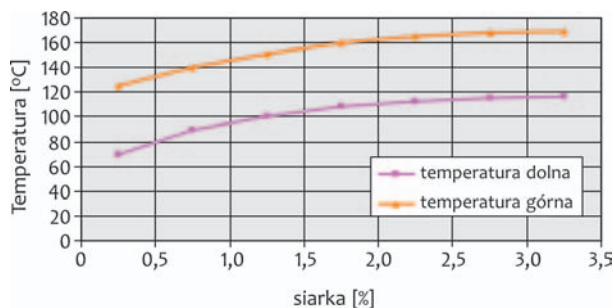
Niestety ze względu na agresywne działanie związków siarki zawartej w paliwie węglowym, nie powinno się schładzać spalin do niskich temperatur (przekraczających punkt rosy) w źródłach opalanych paliwem węglowym lub w kotłach olejowych. Ta technologia sprawdza się wyłącznie przy kotłach opalanych gazem ziemnym. Podczas spalania siarki zawartej w węglu lub oleju opałowym powstaje dwutlenek siarki, który łącząc się z parą wodną powoduje powstawanie kwasu siarkowego. Nawet ze spalin o bardzo małej zawartości kwasu siarkowego powstaje rosa o znacznej koncentracji kwasu.



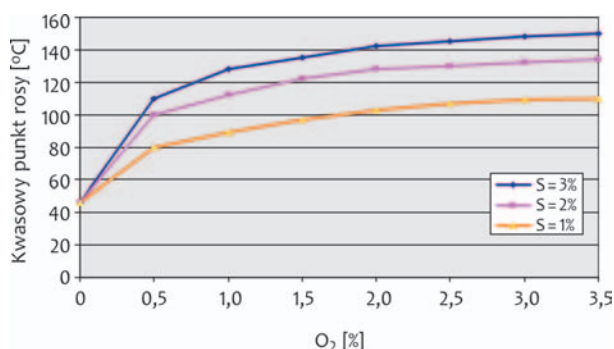
Rysunek 1. Wodny punkt rosy (Źródło: Punkt rosy – prezentacja dr inż. M. Chorzełskiego, wykres opracowany na podstawie: Małgorzata Kwęstarcz, Marek Pronobis – Modernizacja kotłów energetycznych, WNT, Warszawa 2002)

²⁾ Małgorzata Kwęstarcz, Marek Pronobis – Modernizacja kotłów energetycznych, WNT, Warszawa 2002 r.

³⁾ dr inż. Maciej Chorzełski – wykład



Rysunek 2. Kwasowy punkt rosy dla kotłów opalanych węglem kamiennym (Źródło: Punkt rosy – prezentacja dr inż. M. Chorzełskiego, wykres opracowany na podstawie: Małgorzata Kwęstarcz, Marek Pronobis – Modernizacja kotłów energetycznych, WNT, Warszawa 2002)



Rysunek 3. Kwasowy punkt rosy w spalinach kotłów olejowych (Źródło: Punkt rosy – prezentacja dr inż. M. Chorzełskiego, wykres opracowany na podstawie: Małgorzata Kwęstarcz, Marek Pronobis – Modernizacja kotłów energetycznych, WNT, Warszawa 2002)

Wykres temperatury wodnego punktu rosy w funkcji zawartości w spalinach tlenu na rys. 1 to sytuacja, gdy w paliwie brak siarki. Determinantem wzrostu temperatury punktu rosy jest wtedy współczynnik nadmiaru powietrza. Dla gazu ziemnego, który w swoim składzie praktycznie nie zawiera siarki, temperatura ta waha się od 50 do 60°C. Przy stosowaniu jako paliwa węgla kamiennego, jak na rys. 2, przy zawartości siarki około 1%, punkt rosy zawiera się w przedziale 90 ÷ 140°C. Podobna sytuacja zachodzi na rys. 3 obrazującym gwałtowny wzrost temperatury punktu rosy dla paliwa olejowego, na co ma wpływ zarówno zawartość siarki jak i wzrastający współczynnik nadmiaru powietrza.

Występujące w krajach Europy Środkowej zmiany cen paliw i materiałów konstrukcyjnych związane z wprowadzeniem gospodarki rynkowej oraz narzucenie zaostrzonych norm ochrony środowiska powodują, że coraz częściej pojawia się zapotrzebowanie na modernizację kotłów, umożliwiające spalanie innego paliwa niż to, do którego kocioł był zaprojektowany. Możliwe są tu następujące przypadki:

- modernizacja spowodowana przejściem na inny gatunek w obrębie tego samego rodzaju paliwa, np. przejście z antracytu na węgiel o dużej zawartości części lotnych,

- modernizacja spowodowana przejściem na inny rodzaj paliwa, np. z węgla na gaz lub olej,
- modernizacja umożliwiająca spalanie więcej niż jednego rodzaju paliwa, najczęściej przez wprowadzenie nowego paliwa przy zachowaniu możliwości spalania paliwa stosowanego dotychczas, np. zapewnienie możliwości jednoczesnego bądź kolejnego spalania węgla i gazu ziemnego lub węgla i biomasy (kora, drewno, osady ściekowe, odpady komunalne itp.)

Ściśle związana z rodzajem spalanego paliwa jest konstrukcja kotła. Stąd zmiany, które umożliwiają poprawną eksploatację po przejściu na inne paliwa, mogą być nieraz bardzo głębokie (np. nowe palniki, i instalacje paleniskowe, zbiorniki paliw, korekty powierzchni ogrzewalnych, zmiany w systemach regulacji i automatyki, zmiany w układach oczyszczania i odprowadzania spalin)⁴⁾.

Wymagania Unii Europejskiej

W związku z przystąpieniem Polski, w dniu 1 maja 2004 r. do Unii Europejskiej, zysaliśmy wiele przywilejów, m.in. możliwość uzyskiwania wsparcia i dotacji, korzystania z przepływu kapitału, technik i technologii, czy prawo do legalnego zatrudnienia w innych państwach Unii Europejskiej. Jednak za wszystko trzeba płacić. Konsekwencją przywilejów są obowiązki jakie wynikają z normowania stosunków prawnych i gospodarczych w dyrektywach przyjmowanych wspólnie przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej.

Przyjęte założenie o antropogenicznych przyczynach powstawania globalnego ocieplenia (do czego nie odnosi się niniejszy artykuł) spowodowało, że państwa Unii Europejskiej zdecydowały o konieczności ograniczania emisji niektórych gazów cieplarnianych i innych mających wpływ na środowisko, wśród nich są: dwutlenek węgla, metan, tlenki siarki i azotu.

W styczniu 2008 r. Komisja Europejska przedstawiła propozycję pakietu energetyczno – klimatycznego, którego celem jest realizacja konkluzji przyjętych w marcu 2007 r. przez Radę Europejską. Zgodnie z ww. konkluzjami Unia powinna osiągnąć cel $3 \times 20\%$. Zobowiązania ukierunkowane są na następujące aspekty.

- 20% redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w latach 1990 – 2020 (lub 30% w przypadku podpisania międzynarodowego porozumienia w sprawie zmian klimatu).
- 20% udziału odnawialnej energetyki (OZE) w zużyciu energii w 2020 r.
- 20% wzrost efektywności energetycznej w stosunku do prognoz na 2020 r.

- Zwiększenie udziału biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych co najmniej do 10%.

Pakiet energetyczno – klimatyczny został przyjęty 23 kwietnia 2009 r., a w jego skład wchodzi następujące akty prawne.

- Dyrektywa EU ETS, czyli dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- Decyzja non – ETS, czyli decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.
- Dyrektywa CCS, czyli dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/WE i 96/61/WE, dyrektywy 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (tzw. dyrektywa CCS).
- Dyrektywa OZE, czyli dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych⁵⁾.

Z kolei z innej publikacji dowiadujemy się, że Energetyka stanowi główne źródło emisji gazów cieplarnianych w Polsce i w tym obszarze istnieje największy potencjał redukcji. Tkwi on głównie w następujących obszarach.

- Możliwości oszczędzania energii, szacowanego na rok 2020 na poziomie 40 TWh/rok dla energii elektrycznej oraz 307,7 PJ/rok dla paliw i innych rodzajów energii [Raport, 2009].
- Rozwoju energetyki odnawialnej, gdyż realny potencjał ekonomiczny (energia końcowa) szacowany na rok 2020 wynosi 1 160 PJ, a jego wykorzystanie w roku 2006 wynosiło tylko 17,4% [Możliwości, 2007].
- Rozwoju energetyki jądrowej jak do tej pory nieobecnej w Polsce⁶⁾.

Dążąc do osiągnięcia celów wskazywanych przez Unię Europejską, w dokumencie pt. „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjętym w listopadzie

⁴⁾ op. cit. 2

⁵⁾ Piotr Dombrowicki, Agnieszka Gałan, Zbyszko Pisarski, Izabela Zborowska – Projekty wspólnych wdrożeń – możliwości realizacji w Polsce (Przewodnik dla inwestorów) – KAS-HUE-KOBIZE, Warszawa, maj 2010 r.

⁶⁾ Zbigniew M. Karaczun, Andrzej Kassenberg, Mirosław Sobolewski – Polityka klimatyczna Polski – wyzwanie XXI wieku, Warszawa 2009

dzie 2009 r. określono następujące działania dotyczące ciepłownictwa.

- Działanie 1.3. – stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW oraz odpowiednią politykę gmin. Jako sposób realizacji stymulowania rozwoju kogeneracji wskazano przygotowanie i sukcesywne wdrażanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego, które zapewnią likwidację skrośnego finansowania produkcji ciepła w skojarzeniu z przychodami z produkcji energii elektrycznej i certyfikatów poprzez wprowadzenie metody porównawczej (benchmarking) w zakresie sposobu ustalania cen ciepła.
- Działanie 2.41. – konieczność zmiany mechanizmów regulacji poprzez wprowadzenie metod kształtowania cen ciepła z zastosowaniem cen referencyjnych oraz bodźców do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło. Zalecany sposób realizacji to przygotowanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego poprzez wprowadzenie metody porównawczej.
- Działanie 2.42. – preferowanie skojarzonego wytwarzania energii jako technologii zalecanej przy budowie nowych mocy wytwórczych.
- Działanie 4.1. – wypracowanie ścieżki dochodzenia do osiągnięcia 15% udziału OZE w zużyciu energii finalnej w sposób zrównoważony, w podziale na poszczególne rodzaje energii: energię elektryczną, ciepło i chłód oraz energię odnawialną w transporcie.
- Działanie 4.4. – wprowadzenie dodatkowych instrumentów wsparcia zachęcających do szerszego wytwarzania ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii.
- Działanie 6.1. – stworzenie systemu zarządzania krajowymi pułapami emisji gazów cieplarnianych i innych substancji.
- Działanie 6.2. – wprowadzenie w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła dopuszczalnych produktowych wskaźników emisji jako narzędzia pozwalającego zmniejszać poziomy emisji SO_2 i NO_x , w tym osiągnąć pułapy ustalone w Traktacie Akcesyjnym dla Polski.
- Działanie 6.3. – realizacja zobowiązań wynikających z nowej dyrektywy ETS dla elektroenergetyki i ciepłownictwa.
- Działanie 6.10. – zwiększenie wykorzystania ubocznych produktów spalania.
- Działanie 6.11. – stosowanie zamkniętych obiegów chłodzenia o dużej efektywności w elektrowniach i elektrociepłowniach.

Realizując zobowiązania wynikające z art. 4 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrek-

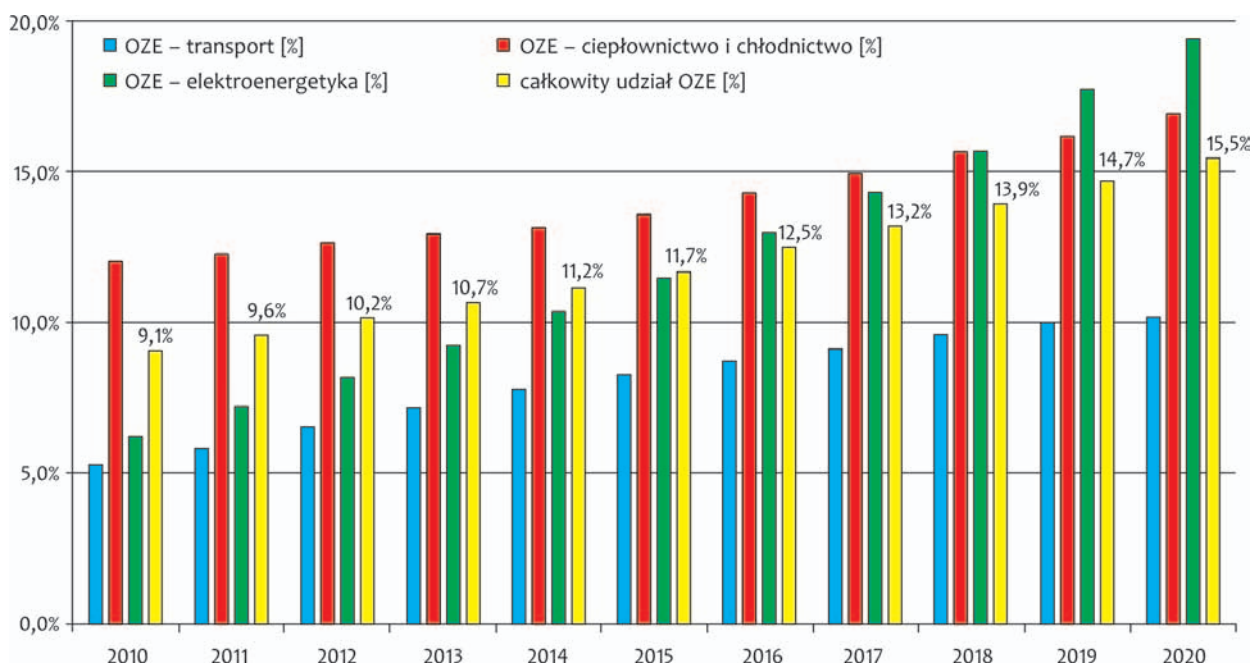
tywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, postępują prace w różnych kierunkach. Aktualnie na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki, został umieszczony projekt Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Opracowano go na podstawie schematu przygotowanego przez Komisję Europejską (decyzja Komisji 2009/548/WE z dnia 30 czerwca 2009 r. ustanawiająca schemat krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych na mocy dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady).

Wyznaczając cele sektorowe oraz ścieżki dojścia przez Polskę do wymaganego poziomu wytwarzanej energii z OZE w 2020 r., biorąc pod uwagę możliwe technologie obecne i przyszłe, uwzględniając najbardziej ekonomiczne rozwiązania oraz najkorzystniejsze efekty środowiskowe, wyznaczono poniżej zaprezentowany trend.

Z lektury projektu wynika, że ciepło systemowe w Polsce posiada znaczący rynek dla świadczenia usług zaopatrzenia w ciepło, jednakże wykorzystanie energii odnawialnej jest obecnie na bardzo niskim poziomie (rys. 4 na str. 58).

Prawdopodobnie dzieje się tak z powodu ograniczonych mechanizmów wsparcia finansowego, które istnieją jedynie w obszarze inwestycji w źródła energii odnawialnej. Zaliczyć do nich możemy głównie dotacje do inwestycji oraz nisko oprocentowane kredyty i pożyczki inwestycyjne. Najpoważniejsze środki finansowe na wspieranie inwestycji w zakresie energii odnawialnej zagwarantowane są w systemach finansowanych ze środków Unii Europejskiej, w szczególności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ), wdrażanego przy udziale Ministra Gospodarki oraz regionalnych programów operacyjnych zarządzanych przez samorządy poszczególnych województw. Energia elektryczna wytworzona z OZE i w wysoko-sprawnej kogeneracji może uzyskać świadectwa pochodzenia, które po umorzeniu jako prawa majątkowe mogą być przedmiotem obrotu i stanowią dodatkowy przychód wytwórcy (oczywiście obciążając równoważnym kosztem wszystkich odbiorców energii elektrycznej). Wsparcie eksploatacyjne w odniesieniu do sektora ciepłownictwa i chłodu wydaje się mało realne, gdyż wsparcie finansowane z lokalnego rynku, jaki charakter zawsze nosi rynek ciepła, w przypadku małych miejscowości mogłoby spowodować niewspółmierny wzrost ceny ciepła do korzyści z tego wynikających, zwłaszcza dla ostatecznego konsumenta ciepła.

Projekt przewiduje jednakże, iż działania w zakresie promowania infrastruktury w zakresie systemów lokalnego ogrzewania i chłodzenia wykorzystujących odnawialne źródła energii, zostaną podjęte w ramach prac nad przepisami implementującymi Dyrektywę 2009/28/WE w uzgodnieniu z ministrem ds. infrastruktury. Ewentualne zapisy znajdują się w ustawie o odnawialnych źródłach energii, której przyjęcie przewiduje się w 2010 roku.



Rysunek 4. Krajowy cel na 2020 rok oraz przewidywany kurs dotyczący wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie, elektroenergetyce oraz transporcie [%] (Źródło: Projekt Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych)⁷⁾

Kierunki zmian w ustawie – Prawo energetyczne⁸⁾

Zgodnie z wytycznymi opisanymi przez Działania 2.41. oraz 2.42 Polityki energetycznej Polski do 2030 r., ustawa zmieniająca ustawę – Prawo energetyczne⁹⁾ nałożyła na Prezesa URE poprzez zapis art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek zbierania i przetwarzania informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie do 31 marca każdego roku, średnich cen sprzedaży ciepła z poprzedniego roku kalendarzowego, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w zależności od rodzaju używanego paliwa pierwotnego:

- opalanych paliwami węglowym,
- opalanych paliwami gazowymi,
- opalanych olejem opałowym,
- stanowiących odnawialne źródła energii.

⁷⁾ Z wielkości zaprezentowanych na wykresie danych wynika, że dotyczą one zbioru przedsiębiorstw innego niż przedsiębiorstwa koncesjonowane. Zgodnie z danymi gromadzonymi w Urzędzie Regulacji Energetyki, które obejmują wyłącznie przedsiębiorstwa koncesjonowane, udział źródeł wytwarzających ciepło z OZE wynosił 6,08% w 2009 r. w stosunku do całego wytwarzanego ciepła przez przedsiębiorstwa koncesjonowane.

⁸⁾ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.)

⁹⁾ Ustawa 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)

Prezes URE został także uprawniony na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. f ustawy – Prawo energetyczne do ustalania wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w art. 47, ust. 2 f. Przepis ten stanowi, iż planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne.

Z kolei art. 46 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła oraz szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Weźmie on pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania ciepła, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skróśnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

Natomiast art. 46 ust. 6 określa wymogi, które powinno spełniać rozporządzenie, o którym mowa w ust. 5, a w szczególności:

(...)

- 3) rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania;

- 4) uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek dla ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji stosując wskaźnik referencyjny, o którym mowa w art. 47 ust. 2f;
- 5) sposób ustalania wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w pkt 4;
- (...)

Aktualnie trwają prace przygotowujące zmianę rozporządzenia taryfowego dla ciepła, zgodnie z ustawową delegacją. Prace postępują. W połowie lipca odbyła się w Ministerstwie Gospodarki międzyresortowa konferencja mająca na celu dokonanie uzgodnień w kwestiach problematycznych. Możliwość pojawiania się nowych uwarunkowań w przyszłości, w tym zwiększonych kosztów emisji CO₂ oraz dynamika procesów rynkowych (zwłaszcza na rynku paliw) wskazuje, iż bezpieczniej jest poświęcić więcej czasu na dokładne przygotowanie tekstu zmian tak, aby można było w pełni realizować, przy zatwierdzaniu taryf dla ciepła, obowiązek Prezesa URE wynikający z art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, mający na celu równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. Zwłaszcza, że historyczne zróżnicowanie średnich cen jest duże, i to zarówno pod względem wytwarzania ciepła w ciepłowni lub elektrociepłowni, jak pod względem rodzaju paliwa pierwotnego, z którego zostało ciepło wytworzone.

Tabela 1. Ceny ciepła z różnych rodzajów paliw w ciepłowniach i elektrociepłowniach

Wyszczególnienie	2008			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	29,57	23,69	80,12	124,82
Paliwo gazowe	52,27	30,78	58,89	169,82
Olej opałowy	64,66	20,28	31,36	318,84
Biomasa	32,45	22,39	68,99	144,93

Wyszczególnienie	2009			
	C	EC	EC/C	C/EC
	zł/GJ		%	
Paliwo węglowe	33,83	25,00	73,90	135,32
Paliwo gazowe	59,21	29,93	50,55	197,83
Olej opałowy	75,93	20,70	27,26	366,81
Biomasa	34,90	26,19	75,04	133,26

Źródło: Opracowanie URE

Wytwarzanie ciepła w odnawialnych źródłach energii

Potrzeby energetyczne ludzi, polegające głównie na ogrzewaniu pomieszczeń i dostarczaniu energii w celu przygotowania potraw, zaspokajane były przez długi czas w oparciu o biomasę. Spalano po prostu drewno, którego było tak dużo, że ubytki w drzewostanie były niezauważalne. Od 150 lat kie-

runek zmian to wykorzystanie energetyczne paliw kopalnych. W ostatnich latach zwrócono uwagę na dwa aspekty tej zmiany:

- emisję szkodliwych substancji do atmosfery, co ma wpływ na środowisko naturalne,
- ograniczone zasoby paliw kopalnych.

W związku z powyższym, a także biorąc pod uwagę wzrastający poziom zużycia energii, badania i rozwój w wielu państwach zostały ukierunkowane na poszukiwanie nowych, odnawialnych źródeł energii (OZE).

Takim źródłem (OZE – przypis autora) jest m. in. „energia promieniowania słonecznego”, a najprostszym urządzeniem służącym do jej praktycznego wykorzystania jest kolektor słoneczny. W przeciwieństwie do tradycyjnej energetyki, polegającej na spalaniu kopaln, energia słoneczna jest powszechnie dostępna. Dlatego najefektywniej może być wykorzystana lokalnie, w sposób zdecentralizowany w miejscu, gdzie występuje zapotrzebowanie na ciepłą wodę lub podgrzane powietrze. Modelem, do którego należy zmierzać, są tysiące małych instalacji słonecznych u prywatnych użytkowników¹⁰⁾.

Tabela 2. Potencjalna energia użyteczna (Wh/m²/podany okres czasu) w wybranych miastach

Miasto	Rok	Półrocze lato	Sezon letni	Półrocze zima
Białowieża	1 091 952	862 968	493 488	228 984
Chorzów	877 792	649 404	360 280	227 645
Gdynia	986 016	802 248	452 160	183 768
Legnica	1 027 584	785 760	432 360	241 824
Zakopane	976 824	695 400	378 768	281 424
Średnie wartości dla Polski	989 631	766 466	427 538	223 165

Źródło: Op. cit. 10 – na podstawie: PN-B-02025:1999

Powyższa tabela pokazuje duże zróżnicowania efektywności potencjalnie zainstalowanych kolektorów słonecznych zarówno w zależności od miejsca jak i od pory roku. W półroczu letnim analizowane miejscowości otrzymują średnio aż 77% , a w sezonie letnim aż 43% ilości całorocznego promieniowania słonecznego. Wniosek z tego, że gdy potrzebujemy więcej ciepła (zimą), to pożytek z kolektorów mamy niewielki. Potwierdzają to autorzy cytowanego opracowania: *Przyjmuje się, że właściwie dobrana instalacja do podgrzewania ciepłej wody użytkowej w naszym klimacie powinna pokrywać potrzeby użytkownika w 60 ÷ 70% , a instalacja do ogrzewania domu w 20 ÷ 30%*¹¹⁾. W związku z tym największe

¹⁰⁾ Stanisław Gołębiowski, Marian Gryciuk, Grzegorz Wiśniewski – *Kolektory słoneczne* – poradnik wykorzystania energii słonecznej, COiB, Warszawa 2001

¹¹⁾ Op. cit. 10

sze zastosowanie praktyczne kolektorów słonecznych może mieć miejsce w instalacjach podgrzewających wodę w basenach oraz przy suszeniu płodów rolnych. Moim zdaniem, w polskich warunkach naśloniecznienia, kolektory słoneczne instalowane jako dodatkowe źródło ciepła dla gospodarstwa domowego, a montowane metodą „zrób to sam”, to przede wszystkim zajęcie hobbystyczne i ciekawy eksperyment, natomiast montowane przez profesjonalistów ze starannie dobranych materiałów, ze względu na długi okres zwrotu zainwestowanego kapitału, nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego. Chociaż zgodnie z tabelą 3, najkosztowniejsza jest inwestycja.

Piszący ww. opracowanie przyznają, że cena obecnie produkowanych i montowanych instalacji słonecznych jest jeszcze na tyle wysoka, iż powoduje to nieosiągalność jej dla przeciętnego użytkownika. Autorzy przewidują także rozwój rynku kolektorów słonecznych pod warunkiem uzyskania kredytów przez drobnych inwestorów umożliwiających dostęp do tej technologii. Wskazują też, że najbardziej uprzywilejowanym rejonem Polski pod względem napromieniowania słonecznego jest południowa część województwa lubelskiego.

Jak informuje prasa, od jesieni br. możliwe będzie uzyskanie dotacji na sfinansowanie inwestycji zakupu i montażu kolektora słonecznego. Jednym z warunków otrzymania dotacji jest brak przyłączenia do scentralizowanego systemu ciepłowniczego¹²⁾. Popierając ciepło systemowe nie można było pominąć takiego warunku.

Tabela 3. Składniki kosztów wytwarzania energii

Rodzaj kosztów	Źródła konwencjonalne	Kolektory słoneczne
Amortyzacja urządzeń (koszty inwestycyjne)	20 ÷ 30%	60 ÷ 95%
Paliwa i energia dodatkowa	30 ÷ 60%	0 ÷ 10%
Obsługa i remonty	20 ÷ 40%	5 ÷ 10%

Źródło: Op. cit. 10

Poszukiwania możliwości wytwarzania ciepła w OZE ukierunkowane zostało także na energię geotermalną. Autorzy kolejnego opracowania, które powstało w Katedrze Techniki Ciepłej Politechniki Szczecińskiej piszą: *Wody geotermalne mogą być wykorzystywane w systemach ciepłowniczych jako jedyne źródło ciepła grzejnego lub w skojarzeniu z innymi źródłami energii (kocioł, pompa ciepła). Pierwsze rozwiązanie jest uzasadnione, gdy dysponujemy odpowiednią ilością wody geotermalnej o temperaturze powyżej 90°C i zależy od maksymalnej temperatury wody sieciowej zasilającej. Przy wykorzystaniu*

*wody o temperaturach niższych, ciepłownia geotermalna jest z reguły wspomagana dodatkowym źródłem ciepła, przy czym możliwe są różne warianty współpracy urządzeń*¹³⁾.

Zamieszczona na sąsiedniej stronie mapa (rys. 5), oprócz zobrazowania możliwości wykorzystania źródeł geotermalnych w Polsce, upamiętnia także fakt zarejestrowania w 2006 r., po inicjacji Samorządów sześciu miast – Związku Miast Czystej Energii (ZMCE). Głównym celem stowarzyszenia było wykorzystanie w przyszłości ciepła geotermalnego do zasilania sieci ciepła systemowego przy wspomaganiu istniejących ciepłowni. Sposobem na przezwyciężenie wysokich kosztów odwiertów geologicznych i inwestycji w źródło geotermalne, miało być pozyskiwanie pieniędzy unijnych na realizację projektów. Aktualne szacunki podają liczbę 40 miast w Polsce, w których możliwe jest wykorzystanie pokładów energii geotermalnej.

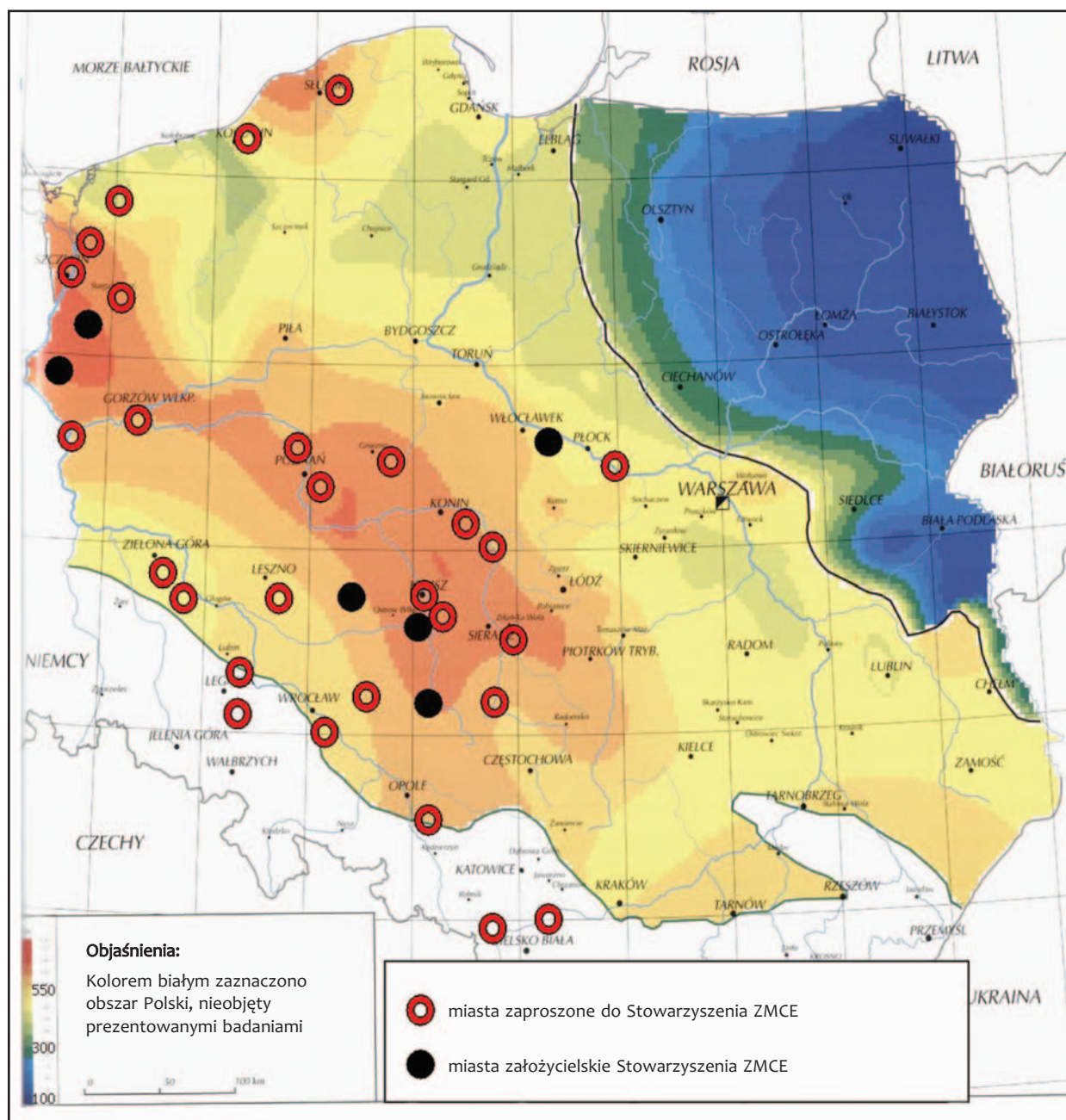
Dostępna głębokość pokładów i odpowiednia temperatura nośnika pod ziemią to dopiero część sukcesu. Istotne są jeszcze inne czynniki, które mogą determinować, przede wszystkim ze względów ekonomicznych, możliwości wykorzystania ciepła geotermalnego.

- Istniejąca sieć ciepłownicza z konwencjonalnym źródłem to podstawowy element pozwalający na optymizm. Koszty inwestycji oraz późniejszej eksploatacji zmniejszy zainstalowany w źródle kocioł szczytowy o takiej mocy, żeby mógł współpracować ze źródłem geotermalnym blisko swojej optymalnej charakterystyki sprawności.
- Zasolenie źródła – to aspekt, który może zniszczyć w praktyce najlepiej przygotowany teoretycznie projekt. Agresywna solanka szybko niszczy instalacje i urządzenia.
- Prawo własności do sieci i źródła konwencjonalnego oraz źródła geotermalnego powinno być przypisane tylko do jednego podmiotu gospodarczego, co w późniejszym czasie wyeliminuje zagrożenie konfliktem interesów przedsiębiorstw energetycznych.

Z punktu widzenia efektów ekologicznych *Wykorzystanie czystej ekologicznie energii geotermalnej prowadzi do ograniczenia ilości ciepła dostarczanego przez kotły opalane tradycyjnymi paliwami i w efekcie do zmniejszenia ilości spalanych paliw. Prowadzi to także do znacznego zmniejszenia ilości emitowanych zanieczyszczeń. Oznacza to, że wielkość zanieczyszczeń emitowanych do otoczenia wynika tylko z czasu pracy i rodzaju zastosowanych kotłów szczytowych.*

¹²⁾ Beata Kalinowska – *Od jesieni kolektory słoneczne z dopłatą* – Rzeczpospolita, 6 maja 2010 r. – dodatek Nieruchomości

¹³⁾ Władysław Nowak, Aleksander A. Stachel – *Ocena efektów ekologicznych wykorzystania energii geotermalnej – techniczne, ekologiczne i ekonomiczne aspekty energetyki odnawialnej* – Wydawnictwo SGGW, Warszawa 2001



Rysunek 5. Obszary w Polsce z możliwością wykorzystania zasobów energii geotermalnej oraz niektóre miasta Polski stowarzyszone w Związku Miast Czystej Energii (Źródło: Koncepcja rozwoju ciepłowni geotermalnych w Polsce – prezentacja Zdzisława Boćka z Polskiego Stowarzyszenia Geotermicznego na Podkomisji stałej ds. energetyki Sejmu RP, Warszawa, 7 stycznia 2010 r. Mapa dostępnych zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim w GJ/m² wg. W. Górecki, red. 1995)

Zastosowanie kotłów opalanych paliwami ekologicznymi (gaz, olej opałowy) pozwala na dalsze zmniejszenie ilości emitowanych zanieczyszczeń lub całkowite ich ograniczenie (pyły, dwutlenek siarki)¹⁴.

Obecnie na terenie Polski funkcjonuje 8 zakładów ciepłowniczych wykorzystujących energię geotermalną: Bańska Niżna (Geotermia Podhalańska), Pyrzyce, Lasek, Słomniki, Uniejów, Stargard Szczeciński, Mszczonów (Geotermia Mazowiecka), Klikuszowa.

Oprócz zakładów ciepłowniczych występują w Polsce uzdrowiska wykorzystujące geotermię. Do tych uzdrowisk należą Cieplice, Duszniki Zdrój, Ciechocinek, Ustroń, Konstancin Zdrój, Łądek Zdrój¹⁵.

W Polsce znajduje się znaczący potencjał energii w zasobach wód termalnych (popularnie używane określenie to wody geotermalne) o temperaturach 20 ÷ 130°C, występujących na głębokościach do 4 km¹⁶,

¹⁴) Op. cit. 13

¹⁵) http://www.mojeopinie.pl/energia_geotermalna,3,1249230780

¹⁶) http://www.mos.gov.pl/kategoria/290_atlasy_geotermalne/

jednak wysoka mineralizacja wód geotermalnych występujących w Polsce wskazywałaby na znaczne możliwości wykorzystania ich przede wszystkim do celów balneologicznych oraz rekreacyjnych. Przypadek Mszczonowa to doskonały przykład trafnego wyboru przy alternatywie: gorący nośnik z głębszych pokładów, ale bardziej zmineralizowany, czy niższa jego entalpia, ale prawie bez zasolenia? Trafny wybór padł na brak minerałów w nośniku, co w efekcie końcowym pozwoliło na zasilanie schłodzoną i uzdatnioną wodą termalną – wodociągów miejskich. Dodatkowe efekty ekonomiczne daje zdywersyfikowana eksploatacja źródła poprzez działalność balneologiczną i rekreacyjną. Baseny z wodą geotermalną są ostatnio modne i w przypadku jednego właściciela sieci ciepłowniczej, źródła geotermalnego, źródła konwencjonalnego i kąpieliska, przynoszą – brakujący przy inwestycji w samo źródło geotermalne – strumień finansowy.

OZE jest wykorzystywane w ciepłownictwie także przy pomocy urządzenia nazwanego pompą ciepła. Pochodząca od słońca energia cieplna zmagazynowana w ziemi w wodzie lub w powietrzu ma zbyt niską temperaturę aby mogła być bezpośrednio używana do ogrzewania. Dlatego do korzystania z tych zasobów energii odnawialnej potrzebne jest odpowiednie wyposażenie techniczne. Takie urządzenia, które są w stanie energię odnawialną pobrać i przekazać do budynku, jednocześnie podnosząc jej temperaturę, nazywamy pompami ciepła. Zadaniem pompy ciepła jest pobranie z otoczenia niskotemperaturowej energii i podwyższeniu jej (temperatury) do poziomu umożliwiającego ogrzewanie budynków. Pompy ciepła w przeciwieństwie do innych urządzeń grzewczych takich jak piec olejowy, grzejnik elektryczny czy gazowy, nie emitują żadnych spalin, tylko zużywają energię elektryczną do napędu pompy. Modelowy podział energii to dwudziestoprocentowy udział energii zużywanej przez silnik elektryczny napędzający pompę, w ogólnym zapotrzebowaniu na energię cieplną.

Współczynnik efektywności energetycznej jest stosunkiem otrzymanej energii grzewczej do włożonej energii elektrycznej. Im większy jest ten współczynnik tym pompa ciepła pracuje oszczędniej. Wielkość tego współczynnika zależy od konstrukcji pompy ciepła i od temperatury źródła ciepła. Wielkość tego współczynnika mówi także o spodziewanych kosztach ogrzewania. Najważniejszym zadaniem jest właściwy wybór sposobu pozyskiwania ciepła. To źródło ciepła decyduje o kosztach eksploatacyjnych. Nawet najlepsza pompa ciepła nie zniweluje jego niedoskonałości. Najłatwiej jest korzystać z ciepła wody jeziora lub stawu. Gdy takich możliwości brak, projektowany jest odpowiedni kolektor gruntowy lub stosuje się urządzenia pobierające ciepło z powietrza. Do oddawania ciepła w pomieszczeniu najlepsze jest ogrzewanie podłogowe, które pozwala na ekonomiczną pracę pompy ciepła

i daje najwyższy możliwy komfort. Ogrzewanie podłogowe jest obok kolektora ziemnego najważniejszym składnikiem instalacji grzewczej¹⁷⁾.

A więc znowu kłopoty na wstępie. Inwestycja musi kosztować. Wyliczony okres zwrotu nie zawsze sprawdza się w praktyce. Ale budując dom blisko zbiornika wodnego może warto pomyśleć o pompie ciepła, aby później mniej płacić za utrzymanie komfortu cieplnego w obiekcie?

Biomasa w ciepłownictwie (pomijając ogrzewnictwo obiektów w zabudowie zagrodowej), nie jest w źródłach zasilających systemy ciepłownicze popularna. Wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy lub stosowanie tzw. współspalania, wspierane jest poprzez możliwość uzyskania świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z OZE, które po umorzeniu staje się prawem majątkowym, przynoszącym wytwórcy dodatkowy efekt finansowy.

W obecnym stanie prawnym swoisty „mechanizm wsparcia” wytwarzania energii cieplnej z odnawialnych źródeł energii przewidziany został w art. 9a ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten stanowi, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem ciepłem i sprzedające to ciepło jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9 tegoż przepisu, do zakupu oferowanego ciepła wytwarzanego w przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Zakup ten powinien być w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do sieci, do której są przyłączone odnawialne źródła energii.

W tym miejscu należy przytoczyć definicję zawartą w art. 3 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne, która stanowi: odnawialne źródło energii – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy. (...)

Należy także przytoczyć przepis rozporządzenia Ministra Gospodarki 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 obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii¹⁸⁾. Zawarty on jest w § 4 ust. 1, który

¹⁷⁾ <http://www.mojaenergia.pl/strony/1/i/401.php>

¹⁸⁾ 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 obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. Nr 156, poz. 969)

stanowi, iż do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach zalicza się, niezależnie od ich mocy, energię elektryczną lub ciepło pochodzące m. in. ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu.

Jednak obowiązek zakupu ciepła wytworzonego w OZE jest ograniczony warunkiem, o którym stanowi § 14 ww. rozporządzenia.

Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli oferowane do sprzedaży ciepło, wytworzone w odnawialnych źródłach energii, zakupiono w ilości:

- w jakiej je oferowano lub,
- równej zapotrzebowaniu odbiorców przedsiębiorstwa energetycznego realizującego ten obowiązek i przyłączonych do sieci ciepłowniczej, do której jest przyłączone odnawialne źródło energii, proporcjonalnie do udziału tego źródła w całkowitej mocy zamówionej przez odbiorców, z uwzględnieniem charakterystyki odbioru oraz możliwości przesyłania ciepła wytwarzanego w tym źródle,
- pod warunkiem, że koszty zakupu tego ciepła nie spowodują wzrostu cen ciepła lub stawek opłat za ciepło dostarczone odbiorcom w danym roku o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, o którym mowa w § 16 ust. 3.

W związku z powyższym inwestycja zamiany paliwa pierwotnego w kotle może być dokonywana w sposób racjonalny, ze wsparciem inwestycyjnym, mając na uwadze ryzyko niestabilnej ceny biomasy na rynku w okresie eksploatacji, związanej zwłaszcza z dużym popytem na nią spowodowanym skłonnością do zapłacenia wyższej ceny i uzyskaniem świadectwa pochodzenia z OZE, jednostkom systemowym energetyki zawodowej, wytwarzającym energię elektryczną z biomasy lub ją współspalając.

Ale spalanie biomasy ma też swoich przeciwników. Argumentując brak osiągnięcia celu ograniczenia emisji a nawet szkodliwość spalania biomasy, wskazują na następujące negatywne aspekty wykorzystywania zarówno biomasy leśnej jak i roślin energetycznych.

- Pomimo, iż roślina kiedyś obumrze i wyemituje rozkładając się tyle samo CO₂ co przy spalaniu, to spalamy dzisiaj, koncentrując emisję.
- Spalając rośliny przed ich naturalnym rozkładem eliminujemy możliwość asymilacji, którą w innym przypadku roślina dokonywałaby pochłaniając CO₂.
- Spalając biomasę leśną degenerujemy lasy.
- Prowadząc plantacje roślin energetycznych zabieramy areał, który mógłby być wykorzystany do produkcji innych, bardziej potrzebnych roślin, a produkcja na nieużytkach powoduje powstanie biomasy, która w innym przypadku nigdy by nie wyrosła, a w związku z tym nie wyemitowałaby CO₂.
- Transport biomasy do źródeł jej spalania niweczy wszelkie starania zmniejszenia emisji.

Z dniem 11 marca 2010 r. weszła w życie ustawa zmieniająca ustawę – Prawo energetyczne¹⁹⁾, która poprzez dodanie w art. 9l ust. 1 punktu 1a ustanowiła, iż świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje się oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji, w której m. in. jest spalany gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199 z późn. zm.) a zgodnie z podaną definicją, biomasa, to stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze.

Jak na razie, elektrociepłownie wykorzystujące takie paliwo są ewenementem. Ale przepis wszedł dopiero kilka miesięcy temu, więc na reakcję inwestorów należy cierpliwie poczekać.

Robiąc przegląd technologii wytwarzania ciepła z OZE można zadać pytanie: Czy możliwe jest uzyskanie ciepła z energii wiatru?

Możliwość wykorzystania energii elektrycznej wytworzonej przez generator turbiny wiatrowej w celu wytworzenia ciepła w grzejniku elektrycznym jest oczywista. Zakładając pracę turbiny wyłącznie w celu finalnego uzyskania ciepła (bez przyłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego), należałoby rozpatrywać chimeryczność wiatrów na terenach zurbanizowanych, a także możliwość wprowadzania zakłóceń przez generatory na pracę innych maszyn i urządzeń. Biorąc pod uwagę możliwość akumulowania ciepła, nie powinno być większego problemu z bilansowaniem zużywanej energii elektrycznej. W okresach niekorzystnego do wytwarzania energii elektrycznej wiatru, ciepło mogłoby być oddawane przez akumulator. Jednak lubiącym eksperymenty majsterkowiczom należałoby uświadomić, że miejsce pod turbinę wiatrową powinno być starannie wybrane, a dla zapewnienia bezpieczeństwa komfortu cieplnego należałoby wskazać inne, mniej nowatorskie źródło ciepła. Wyobrażam sobie większe bezpieczeństwo dostaw ciepła przy analogicznym wybudowaniu małej elektrowni wodnej pracującej wyłącznie na potrzeby zaspokojenia potrzeb cieplnych jego właścicieli²⁰⁾.

Ale tego rodzaju dywagacje można skwitować stwierdzeniem: mając turbinę wiatrową, czy małą elektrownię wodną, lepiej uzyskać świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z OZE, które po umorzeniu dadzą taki przychód, że nie będzie potrzeby martwić się o rachunek za dostawę ciepła systemowego z sieci.

¹⁹⁾ Op. cit. 9

²⁰⁾ http://www.cieplodlatrojmia.pl/text_pages/cieplo-ze-zrodel-odnawialnych,51.html#cieplo_z_energii_wiatru

Możliwe scenariusze na przyszłość

Wydaje się, że spełnienie dyrektyw Unii Europejskiej dotyczących ograniczenia wielkości emisji zaczęło nabierać rozpędu. Wprowadzane limity emisji, to bardzo restrykcyjne narzędzie ograniczenia emisji. Jednakże barier wyznaczanych przez przyrodę nie da się przekroczyć, a na zmodernizowanie źródeł pracujących w 80% w oparciu o paliwo węglowe potrzeba pieniędzy i czasu. Pozornie najsukuteczniejszym działaniem w takiej sytuacji jest rozwinięcie lobby, w celu dokonania takich zapisów w zmieniającym się prawie, które to umożliwi przeniesienie kosztów emisji na odbiorców.

Obowiązujące dokumenty, m.in. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, a także ostatnia zmiana ustawy – Prawo energetyczne daje możliwość spełnienia oczekiwań sektora ciepłowniczego i uwolnienia się od obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia na bazie kosztów. W obowiązujących dokumentach jest mowa o nowym sposobie taryfowania dla elektrociepłowni. W toku są prace nad zmianą rozporządzenia taryfowego dla ciepła, co umożliwi nie tylko oczekiwany rozwój kogeneracji, ale da możliwość szybkiego zwiększania przychodu przedsiębiorstwom posiadającym możliwość jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Powstała tendencja, która zakłada, że w przeciągu kilku lat ceny ciepła wytwarzanego w kogeneracji powinny zrównać się z cenami ciepła wytwarzanego w ciepłowniach. Dąży się do zrównania cen wielkich wytwórców ciepła korzystających z efektu skali ze względu na posiadanie dominującego udziału w rynku ciepła, mających dostęp do nowoczesnych technologii i kupujących surowce na rynku hurtowym na korzystniejszych warunkach, do poziomu cen, niejednokrotnie małych przedsiębiorstw, na podstawie których ustalana będzie cena referencyjna. To zapewni zwiększone zyski dużym, istniejącym już jednostkom, jednak bez żadnych gwarancji właściwej ich alokacji – przeznaczenia ich na konwersję konwencjonalnych źródeł ciepła (głównie ciepłowni węglowych) i rozbudowę lub modernizację istniejących jednostek kogeneracji.

Należy wskazać, iż w 2009 r. 63% ciepła wytwarzanego w kogeneracji pochodziło z 20% liczby badanych przedsiębiorstw²¹⁾. A więc przede wszystkim duże przedsiębiorstwa, wytwarzające dużo ponad połowę całego wolumenu sprzedawanego do sieci ciepłowniczych w Polsce. To w dużych miastach i aglomeracjach ciepło wytwarza się w elektrociepłowniach. To w dużych miastach istniejące jednostki kogeneracji projektowane były w celu zaopatrzenia ludności w ciepło, a wytworzona energia elektryczna

miała mieć charakter dodatkowej produkcji. To w pobliżu dużych miast wytwórcy energii elektrycznej *uciepłowniają* swoje jednostki, aby ciepło i tak wytworzone niejako przy okazji produkcji energii elektrycznej zasiliło miejski system ciepłowniczy.

Umożliwiając kształtowanie cen bez właściwych ograniczeń, spowoduje się kroczący wzrost cen ciepła w co roku zmienianych taryfach, co będzie wywoływać próby odbiorców korzystania z alternatywnych do ciepła systemowego źródeł ciepła. To nie będzie łatwe dla odbiorców, ale rachunek ekonomiczny, zwłaszcza z pominięciem niektórych kosztów (np. amortyzacji), da bardzo groźny oręż do pokazania swojej operatywności administratorom zarządzającym budynkami. Oni pokuszą się o wybudowanie, najpierw dla małych obszarów, lokalnych ciepłowni lub kotłowni dla pojedynczych obiektów, opalanych najczęściej gazem ziemnym. To nic, że to paliwo gazowe też będzie coraz droższe. Jednak opłaty, zwłaszcza w pierwszym okresie eksploatacji będą kształtowane w oparciu wyłącznie o zużyte paliwo. To da oczekiwany przez zarządzających efekt.

Niektórzy konsumenci ciepła (lokatorzy w budynkach wielolokalowych), po prostu przestaną regulować comiesięczne rachunki będące zaliczkami na poczet opłat odbiorców. Odbiorcy (Spółdzielnie Mieszkaniowe, Zarządy Wspólnot Mieszkaniowych, Administracje Domów Komunalnych, właściciele domów) utracą płynność finansową i będą najpierw regulować rachunki z opóźnieniem, aż w końcu nie będą w stanie pokryć ciągle narastających zaległych należności. Wytwórcy ciepła będą zmuszeni zaciągać kredyty na wypłatę wynagrodzeń i na zakup paliwa. Zastosowanie wstrzymania dostaw ciepła zgodnie z art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne dla wielu, może być tylko aktem rozpacz.

A scenariusz na dalsze lata, gdy zostaną utracone pierwsze grupy odbiorców, jest już łatwy do przewidzenia. Koszty stałe przedsiębiorstwa pozostaną na poziomie zbliżonym do raz ustalonego poziomu, natomiast liczba chętnych do ich pokrycia zmniejszy się. Naturalne w takiej sytuacji będą kolejne wzrosty cen i głębokie przemyślenia kolejnych odbiorców, potencjalnie chętnych do zmiany sposobu ogrzewania swoich mieszkań.

W takiej sytuacji nie będzie już ani środków, ani ochoty do modernizacji źródeł, bo przewymiarowana sieć będzie charakteryzować się kilkudziesięcioprocentowymi średniorocznymi stratami ciepła. Organizacje zrzeszające ciepłowników, będą tracić swoich dużych członków i nie będą miały środków na dalszą działalność. Brak wsparcia tych organizacji będzie miał wpływ na brak innowacyjności przedsiębiorstw w małych miastach co także tam spowoduje wzrost cen, głównie ze względu na duże koszty emisji przestarzałych, opalanych paliwami węglowymi źródeł. Im wyższe, relatywnie do zarobków ceny ciepła, tym częstsze przypadki zaspakajania potrzeb za-

²¹⁾ *Energetyka ciepłownicza w liczbach – 2009* Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa 2010

opatrzenia w ciepło poprzez powrót do palenia wszystkiego co możliwe w piecach i piecykach niepełniających żadnych norm ochrony środowiska w mniejszych miastach, a to pociągnie za sobą kolejne wzrosty cen dla pozostałych, przyłączonych do sieci ciepłowniczej i mających umowy z przedsiębiorstwami odbiorców. Teraz już raz nakręcona spirala wzrostu cen i odłączania się odbiorców w klasycznym, choć negatywnym *feed back* spowoduje kompletny upadek ciepłownictwa w Polsce.

Cóż, można tak, ale można też inaczej...

Oto moja wizja.

Myślę, że podstawowym i skutecznym elementem wstrzymania destruktywnych dla ciepłownictwa zjawisk będą rzetelnie przygotowane gminne plany zaopatrzenia w ciepło, które w połączeniu z zapisami prawa budowlanego uniemożliwią np. budowę kotłowni lokalnej w sąsiedztwie sieci ciepłowniczej. Plany będą przewidywać brak rozwoju sieci gazowej tam, gdzie dochodzi infrastruktura ciepłownicza, a nawet tam, gdzie się ją planuje. Rachunek ekonomiczny ponoszenia opłat stałych w zakresie utrzymania zarówno ciepła jak i gazu ziemnego wskazuje na rozrzutność przy planowaniu dostawy trzech nośników energii jednocześnie. Chociaż na razie mało jest gmin mogących się pochwalić wypełnieniem nałożonego na nich poprzez art. 18, 19 i 20 ustawy – Prawo energetyczne obowiązku, to spotkania przedsiębiorstw ciepłowniczych z przedstawicielami samorządu terytorialnego i konstruktywne dyskusje zaowocują zwiększaniem się rynków ciepła (np. przez zaproponowanie sprzedaży klimatyzacji i chłodu wytwarzanego w trigeneracji). To połączone siły Administracji rządowej, Samorządów terytorialnych oraz przedsiębiorstw ciepłowniczych wypracują zachętę do powiększania potencjału odbioru ciepła, a nie sztucznego utrzymywania przedsiębiorstw, którym rynki zbytu kurczą się.

Powstanie trend, którego funkcją będzie budowa nowych jednostek kogeneracyjnych w miejscach ciepłowni wytwarzających tylko ciepło. Problemem w tym przypadku może być taki odbiór ciepła i energii elektrycznej aby nie wyłączać turbin w okresie letnim, kiedy jest małe zapotrzebowanie na ciepło (rozwój i promocja chłodu będzie wyrównywać wielkość zapotrzebowania latem). Do wsparcia tego rozwoju będzie się sięgać także poza obszar zawarty w prawie energetycznym.

Istnienie ciepła systemowego w przyszłości, w tym istnienie kogeneracji, będzie przede wszystkim zależne od właściwego funkcjonowania sieci ciepłowniczych. To poprzez ich rozwój a więc wsparcie modernizacji i remontów ukierunkowanych na minimalizację strat ciepła i niezawodność sieci oraz stwarzanie korzystnych warunków przyłączania nowych odbiorców ciepła i późniejszych opłat za ciepło można umożliwić rozwój kogeneracji. Przy dobrze funkcjonującym systemie ciepłowni-

czym przypadki budowy lokalnych ciepłowni w miastach z ciepłem systemowym nie będą miały ekonomicznego uzasadnienia.

Dobrym przykładem takiego kierunku działania już dziś, jest rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej albo sieci ciepłowniczej²²⁾. Z powyższym punktem będzie związana preferencja ciepła sieciowego poprzez administracyjne systemy przymusu czy wprost zakaz dofinansowywania technologii konkurencyjnych do kogeneracji. Zostanie dokonana zmiana zapisów w przepisach nie tylko prawa energetycznego ale prawa budowlanego, prawa ochrony środowiska czy przepisach podatkowych, które skutecznie zniechęcą albo wręcz uniemożliwią korzystanie z innych sposobów ogrzewania budynków niż ciepło systemowe w obszarach, gdzie znajduje się sieć ciepłownicza. Koniecznością będzie zachęta dla nowych inwestycji w jednostki kogeneracji, gdyż istotną barierą kogeneracji jest duży koszt inwestycji. Wyłącznie w tym zakresie będzie się ukierunkowywać wsparcie, które będzie obciążać wszystkich odbiorców ciepła systemowego, a nie tylko grupy odbiorców korzystających z nowo wybudowanych jednostek, podobnie jak jest to realizowane przy energii elektrycznej z OZE.

Innowacyjne przedsiębiorstwa w dużych miastach będą ograniczać emisję poprzez zwiększanie sprawności urządzeń i wdrażanie innowacyjnych technik i technologii ograniczania emisji, a dzięki właściwemu wsparciu kogeneracji małe przedsiębiorstwa ciepłownicze tworząc jednostki wytwarzające również energię elektryczną, doprowadzą do wzrostu efektywności energetycznej a także do zwiększenia dopływającego do nich strumienia finansowego.

Wytwarzanie ciepła w oparciu o OZE, poprzez właściwe wsparcie energetyki odnawialnej obciążającej wszystkich, a nie tylko grupę korzystających ze źródła odnawialnego odbiorców, pozwoli na rozwój OZE w ciepłownictwie.

Poza tym przedsiębiorstwa zaczną przyglądać się odbiorcom. Zarządy przedsiębiorstw ciepłowniczych będą robić „burze mózgów” w celu odpowiedzi na pytanie dlaczego odbiorcy zmniejszają moc zamówioną? Czy tylko z powodu solidnie wykonanej termomodernizacji i uczciwie wykonanego audytu energetycznego, który pokazał nadmiar tej mocy? Perswazja oparta na solidnych argumentach, w których wiodącym będzie rzetelny rachunek ekonomiczny, doprowadzi do zmiany zdania tych, którzy

²²⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 kwietnia 2010 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej albo sieci ciepłowniczej (Dz. U. Nr 72, poz. 471)

zgłaszali chęć wypowiedzenia umowy sprzedaży ciepła. Uzmysłowanie tym, którzy bezzasadnie zmniejszają tę moc, że to działanie opłacalne tylko na krótki czas, będzie się odbywać bazując na wszelkich możliwych technikach marketingu, z myślą o zaspokajaniu potrzeb odbiorców wcześniej, niż przyjdzie im pomysł ucieczki. Standardem działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych będzie uświadamianie odbiorcom faktycznych kosztów odłączania się od scentralizowanej sieci ciepłowniczej poprzez opracowanie i wdrażanie polityki lojalnościowej wobec odbiorców oraz różne sposoby dbania o nich.

Wnioski

Zgodnie z art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Regulacja ta stoi w oparciu o pozornie sprzeczne interesy i nakazy prawa zarówno krajowego jak i unijnego. Jednak należy mieć nadzieję, że dążenie przedsiębiorstw do zwiększania liczby przyłączonych odbiorców i wielkości mocy zamówionej, przy mroźnej i długiej zimie nie spowoduje kłopotów finansowych przedsiębiorstwa w związku

z przekroczeniem limitu emisji. Należy także ze zrozumieniem patrzeć na oczekiwania odbiorców, a przede wszystkim konsumentów ciepła, którzy obecnie nie oczekują już zmniejszenia wielkości cen i stawek opłat, ale optymistycznie marzą o utrzymaniu ich na akceptowalnym przez budżety gospodarstw domowych poziomie. Miejmy także nadzieję, że modernizacja przedsiębiorstw ciepłowniczych nie tylko zaspokoi wytyczne europejskich dyrektyw, ale także spowoduje rozwój nowych technologii, które będą miały zastosowanie w przyszłości, gdy aktualnie używane paliwa kopalne będą na wyczerpaniu. Do tego należałoby dołożyć oczekiwania, że pomimo sprzecznych uwarunkowań, efektywność ekonomiczna przedsiębiorstw będzie rosła.



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

Czy wiesz, od kogo Twój sąsiad kupuje prąd?
Ty też możesz zmienić sprzedawcę prądu!

Projekt współfinansowany ze środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego
Sprawdź na: www.maszwybor.ure.gov.pl

MASZ WYBÓR Urząd Regulacji Energetyki

Studium porównawcze przyjętych reguł postępowania przez organizacje budownictwa socjalnego we Włoszech

Ryszard Zwierchanowski

Niniejsza publikacja jest kontynuacją bloku tematycznego pokazującego przykładowe działania i metody wspierania ubogich energetycznie grup społecznych zamieszkujących budownictwo socjalne. Informacje oparte są na materiale pt. „Finansowanie i narzędzia pomocowe ubóstwa energetycznego w budownictwie komunalnym” opracowanym przez przedstawicieli włoskiej firmy ECUBA, Andrea Claser i Ronald Verhagen. Są oni partnerami projektu FINSH EIE-07-146 realizowanego w ramach programu Komisji Europejskiej – „Inteligentna Energia – Program dla Europy”.

Projekt FINSH skierowany jest do decydentów społecznych i politycznych, deweloperów, zakładów energetycznych oraz instytucji związanych z opieką społeczną.

Coraz bardziej restrykcyjne metody egzekwowania należności oraz bezsilność prawa wobec grup społecznych zagrożonych ubóstwem energetycznym, prowadzi do konieczności poszukiwania nowych, opartych o tzw. „dobre wzorce” narzędzi wspierających i dofinansowujących te grupy społeczne. Zawarte w publikacji informacje obejmują poradnictwo z zakresu wymagań strategicznych oraz działań praktycznych. Powinny one ułatwić organizacjom zarówno w Europie jak i w Polsce pracę z lokatorami mieszkań socjalnych i zachęcić ich do czynnego uczestniczenia w poprawie efektywności energetycznej swojego otoczenia.

W projekcie FINSH przygotowano listę 9 kryteriów, (obszarów badań), których celem było zidentyfikowanie najlepszych możliwych reguł postępowania. Obowiązywałyby one w ramach poszczególnych organizacji i projektów dając gospodarstwom domowym o niskich dochodach dostęp do energii po przystępnej cenie.

Badane obszary to:

1. wykrywalność,
2. świadomość,
3. wybór,
4. finansowanie,
5. umiejętności,
6. zachowania,
7. ocena,
8. koszty i zyski,
9. strategia.

W ramach prac nad poradnikiem dla administratorów mieszkań socjalnych we Włoszech, zawierającym problematykę ubóstwa energetycznego oraz wskazówki do programów modernizacyjnych systemów ogrzewania, zbadano grupę włoskich zarządców mieszkań socjalnych. Miało to na celu uzyskanie informacji dotyczącej obecnie funkcjonujących reguł postępowania.

Włoskie budownictwo socjalne jeszcze do niedawna było związane wyłącznie z sektorem publicznym. Sytuacja ta zaczęła się zmieniać w ciągu ostatnich kilku lat wraz z pojawieniem się nowych możliwości i zmianą nastawienia społeczeństwa. Efektem tego było otwarcie się branży budownictwa socjalnego na prywatnych inwestorów.

Stowarzyszenia ACER (Regionalne Stowarzyszenia Budownictwa Społecznego) odpowiedzialne są za administrację i konserwację budynków socjalnych należących do władz regionalnych. Terenowe Stowarzyszenia ACER podlegają strukturom regionalnym jednakże najczęściej realizują własne cele strategiczne. Z uwagi na różnice w podejściu do rozwiązywania problemów mieszkalnictwa socjalnego, uznano za celowe przeprowadzenie badań porównawczych różnych terenowych Stowarzyszeń ACER.

Badania przeprowadzono w wytypowanych organizacjach pod kątem dziewięciu kryteriów, które zostały określone przez konsorcjum projektu FinSH. Partnerzy projektu starali się przeanalizować przyjęte przez poszczególne organizacje metody postępowania. Na podstawie wyników prowadzonych badań został opracowany wzorcowy model poradnika sposobów walki z ubóstwem energetycznym oraz działań zapewniających dostęp do ogrzewania w mieszkalnictwie socjalnym po przystępnych cenach.

Pierwszym kryterium, pod kątem którego przeanalizowano włoskie organizacje, była **wykrywalność**.

Termin ten dotyczy metod jakie dane stowarzyszenie stosuje w celu rozpoznania gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym. Priorytetem jest wykonanie analizy i oceny czynników związanych z konstrukcją budynku, użytymi materiałami oraz typem ogrzewania. Przy wykonywaniu tej czynności pomocne jest przeprowadzenie

wywiadów środowiskowych i zapoznanie się z sytuacją finansową lokatorów.

Stowarzyszenia ACER, mimo posiadania pełnego dostępu do informacji o swoich lokatorach, nie wypracowały żadnych konkretnych metod, które umożliwiłyby rozpoznanie gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym.

Jednakże, bliska współpraca z miejscowymi władzami, lokalnymi dostawcami mediów i organizacjami lokatorskimi, skłoniła niektóre oddziały ACER do monitorowania najuboższych gospodarstw domowych w obszarze ich działania.

Powyższe działania doprowadziły do powstania licznych projektów, wśród których na szczególną uwagę zasługuje przypadek miasta Crema (Prowincja Cremona). Powstała tam Fundacja Mieszkalnictwa Socjalnego 1 (SHF 1), której głównym zadaniem jest dążenie do społecznej solidarności. Działania SHF mają na celu promocję planowania i zarządzania, które mogą pomóc w inicjatywach związanych z mieszkalnictwem (szczególnie w grupach słabszych społecznie). Odbywa się to za pomocą narzędzi finansowania oraz stymulacji zaangażowania podmiotów prywatnych w działania o niskich dochodach. Samorządy mają za zadanie wybierać rodziny spełniające odpowiednie kryteria koncentrując się na tych o niskich dochodach, lub w których znajdują się niepełnosprawne dzieci, a także na młodych parach i/lub nowożeńcach.

Kolejnym badanym obszarem była **świadomość**, którą możemy zdefiniować jako metodę komunikacji między organizacją i jej pracownikami a lokatorami. „Świadomy lokator” bierze udział w procesie podejmowania decyzji na temat prac modernizacyjnych w swoim domu i jest o nich informowany na bieżąco, zarówno o szczegółach technicznych, jak i o osiągniętych efektach.

Przeprowadzone badania wykazały, że podnoszenie świadomości zarówno lokatorów jak i pracowników administracji, było jednym z najważniejszych zadań wszystkich organizacji biorących udział w ankiecie. Dobra komunikacja pomiędzy lokatorami, pracownikami, czy członkami zarządu stanowi kluczowy element biznesplanu każdego zarządcy mieszkań socjalnych w jego codziennej działalności.

Jednym z projektów wpływających na poprawę świadomości mieszkańców lokali socjalnych była inicjatywa stowarzyszenia ACER w Modenie. Stowarzyszenie to przeprowadziło akcję informacyjną podczas zebrań z lokatorami, popartą szkoleniami. Powstała też zakrojona na szeroką skalę kampania „od drzwi do drzwi”, obejmująca swą tematyką stan techniczny budynku przed modernizacją, zagadnienia związane z nadmiernym zużyciem energii oraz sposoby jego obniżenia. Na życzenie lokatorów, oddział Stowarzyszenia w Modenie przeprowadził również wizyty domowe, których celem było informowanie oraz wyjaśnianie celowości modernizacji

jak również doradzanie jakimi sposobami można pozyskiwać środki finansowe.

Wybór jest trzecim badanym obszarem, polegającym na określeniu metod doboru działań modernizacyjnych. W szczególności dotyczy to elementów, które decydują o kolejności wykonywania poszczególnych prac związanych z modernizacją. Możemy je podzielić na: działania finansowe (np. dostęp do funduszy zewnętrznych), technologiczne (łatwość instalacji, dostępność bardziej oszczędnych zamienników) oraz behawioralne związane ze zmianą nawyków postępowania lokatorów danego budynku.

Projektem, który w największym stopniu wykorzystuje wspomniany wyżej obszar, jest budownictwo socjalne w mieście Crema. Projekt ten wprowadza w życie strategię poprawy efektywności energetycznej poprzez działania w zakresie doboru odpowiedniej izolacji ścian budynków, sposobu wentylacji, wykorzystywania odnawialnych źródeł energii oraz modyfikacji systemu ogrzewania. Koszt wspomnianych działań ze środków mieszkańców wyniósł 10% całkowitych kosztów inwestycji.

Kolejnym bardzo ważnym obszarem badań jest **finansowanie**, czyli zdefiniowanie sposobu w jaki dana organizacja gromadzi fundusze na zamierzenia modernizacyjne, w jaki sposób są one rozdzielane oraz kto nimi zarządza.

Na przestrzeni ostatnich lat we Włoszech widać tendencję zmian w sposobie finansowania przedsięwzięć modernizacyjnych. Coraz częściej organizacjom ACER udaje się angażować lokatorów do udziału w kosztach modernizacji. Nadal jednak większość funduszy wykorzystywanych w planowych programach modernizacyjnych pochodzi ze standardowych dotacji rządowych. Dodatkowo prowadzone są działania mające na celu zachęcanie mieszkańców do dzielenia się pomysłami na ograniczenie miesięcznych wydatków na energię. Niektóre inicjatywy przewidują zwiększenie kosztów doraźnych z perspektywą generowania oszczędności długoterminowych, co jest niewątpliwie trudne do przyjęcia w społecznościach ubogich energetycznie. Niektóre przedsięwzięcia mogą liczyć na wsparcie ze strony prywatnych inwestorów.

Ciekawą inicjatywą, która w prawidłowy sposób ukazuje różnorodność finansowania projektów modernizacyjnych jest przykład stowarzyszenia ACER z regionu Reggio Emilia. Całkowity koszt projektu oszacowano na około 166 tys. euro przy prostym okresie zwrotu w ciągu 15 lat. Inwestycja zostanie sfinansowana przez dwie strony tj. 66% zainwestują władze samorządowe, a 33% sfinansuje 43. lokatorów. Wkład lokatorów zostanie pokryty ze środków pochodzących z podwyżki czynszu (niewielki wzrost opłat miesięcznych).

Kryterium **dotacje** opisuje całość procesu, podczas którego wykorzystywane są różne pakiety finansowe. Większość środków wykorzystywanych

przez zarządców budownictwa socjalnego pochodzi ze środków publicznych. Środki te muszą być rozliczone w ciągu danego roku budżetowego lub są przyznawane jednorazowo na podstawie pomyślnie rozpatrzonego wniosku. Przykładem może być 50% zwrot podatku VAT od kosztów poniesionych na poprawę efektywności energetycznej budynków. Dana organizacja składa wnioski do instytucji zarządzającej programem. Po rozpatrzeniu tego wniosku pod kątem spełnienia kryteriów naliczany jest zwrot podatku od poniesionych nakładów. Powyższy zwrot następuje w przeciągu trzech kolejnych lat.

Środki finansowe trafiają do wnioskodawców po zakończeniu prac modernizacyjnych, złożeniu stosownej dokumentacji (faktur, certyfikatów odbioru itp.) a także uzyskaniu pozytywnej oceny instytucji zarządzającej danym programem.

Za przykład wykorzystywania różnego rodzaju pakietów finansowych może posłużyć przykład programu „WIOSKA BARONA” (Fundacja CARIPLO), gdzie oprócz standardowego pozyskiwania środków z czynszu pobieranego od lokatorów, znaczącą część finansów stanowią środki pochodzące z wynajmu lokali komercyjnych znajdujących się w danym obiekcie. Są one przeznaczone dla małych przedsiębiorców (sklepy, siłownia, usługi). Pozostała część pochodzi ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez ogniwa fotowoltaiczne zamontowane na dachach danego obiektu. **Dochody z innych źródeł rekompensują zatem koszty inwestycji pozostawiając na niskim poziomie czynsz płacony przez mieszkańców lokali socjalnych.**

Kolejnym aspektem prowadzonych badań było kryterium **umiejętności**, które dotyczyło określenia poziomu przygotowania zawodowego bezpośrednich wykonawców projektów modernizacyjnych jak również oceny zakresu ich wiedzy z dziedziny, w której zostali przeszkoleni oraz sposobu wyboru najlepszych wariantów technicznych danej modernizacji.

Wraz z wejściem w życie dekretych legislacyjnych 192-2005 oraz LD 311-2006 obowiązkowe we Włoszech stało się wydawanie certyfikatów energetycznych zarówno budynkom nowym jak i remontowanym. Rozporządzenia te spowodowały konieczność podnoszenia poziomu kwalifikacji wykonawców technicznych, instalatorów oraz audytorów energetycznych. Zaczęto organizować warsztaty szkoleniowe dla instalatorów i służb technicznych uczestniczących w procesie modernizacji różnego typu budynków, nie tylko socjalnych. Wejście w życie dekretych wpłynęło pozytywnie na rozwój produktów, poprawę konkurencyjności oraz jakość wykonywanych prac. Zaczęto zawierać umowy ze specjalistami w celu wykonania prac modernizacyjnych opartych na analizie energetycznej budynku po zakończeniu prac budowlanych, przeprowadzanych pod nadzorem wyspecjalizowanej organizacji. Wymóg certyfikacji doprowadził do wzrostu świadomości końco-

wych odbiorców produktów/technologii tj. mieszkańców danych budynków, czego rezultatem jest wzrost ich wymagań.

Jako przykład wykorzystania kryterium umiejętności podać można projekt Stowarzyszenia ACER w prowincji Reggio Emilia, który zakładał, że prace mogą być prowadzone wyłącznie przez firmy, które dysponują odpowiednimi umiejętnościami i technologiami, aby sprostać standardom certyfikacji energetycznej.

Kolejnym badanym obszarem są **zachowania**, dotyczące szkoleń na temat sposobu użytkowania przez zarządców budynków nowego wyposażenia, nowych technologii (konserwacja i serwisowanie). Stowarzyszenia ACER kładą duży nacisk na odpowiednią eksploatację urządzeń wchodzących w skład technik modernizacyjnych. Zachowania dotyczące efektywności energetycznej lokatorów są monitorowane na podstawie rachunków za energię, a rozmowy podczas wizyt domowych stanowią formę szkoleń.

Jednym ze sposobów zaangażowania lokatorów w zarządzanie energią jest projekt Stowarzyszenia ACER w Modenie, który zapewnia wsparcie w postaci wizyt domowych oraz infolinii, dzięki którym, w razie wątpliwości, lokatorzy uzyskują odpowiedzi na pytania dotyczące np. kwestii technologicznych. Mieszkańcy mogą również otrzymać pomoc psychologiczną w celu przełamania bariery związanej z negatywnym nastawieniem do stosowania nowych technologii.

Ósmym kryterium jest **ocena**. Kryterium to niesie ze sobą informacje o wynikach, efektach oraz słuszności przeprowadzonych działań. Związane są one głównie z informowaniem różnych jednostek społecznych oraz organów administracyjnych o powstałych z powodu modernizacji zmianach w zachowaniach zarówno mieszkańców jak i pracowników administracji. Informacje zwrotne o działaniach na rzecz polepszenia warunków mieszkaniowych kierowane są głównie do zarządców mieszkań. Wiąże się to również z powiadamianiem lokatorów o pozytywnych efektach podejmowanych działań.

Program Stowarzyszenia ACER w prowincji Reggio Emilia cieszył się dużym powodzeniem zarówno przed jak i po zakończeniu prac modernizacyjnych. Oddział ACER na bieżąco kontrolował zużycie energii wprowadzając informacje do bazy danych programu. Po upływie trzech lat zostanie opracowany szczegółowy raport na temat ogólnej efektywności energetycznej ze szczególnym uwzględnieniem zużycia energii i całkowitej sumy oszczędności (w energii i opłatach).

Przy realizowaniu większości przedsięwzięć bardzo ważne jest prześledzenie całego toku wcześniejszego postępowania i zastanowienie się nad typem przeprowadzonej analizy oraz osiągniętymi efektami w kontekście relacji zainwestowanego kapitału

w stosunku do rezultatów. **Zyski** projektu można przedstawić również jako rzeczywisty zwrot finansowy lub realizację inwestycji przy faktycznych oszczędnościach energii. Do pozostałych **korzyści** wynikających z przeprowadzonych działań modernizacyjnych można zaliczyć: obniżenie stopnia zażądlenia paliwowego, podniesienie poziomu temperatury wewnętrznej lub zmniejszenie ilości skarg lokatorskich.

Większość dostępnych pakietów finansowych, przeznaczonych na programy modernizacyjne w sektorze mieszkalnictwa socjalnego we Włoszech, występuje w formie bezzwrotnych dotacji, a nie w formie np. typowych kredytów. W większości przypadków zwrot środków finansowych nie jest dla właścicieli budynków socjalnych decydującym czynnikiem. Najistotniejszym jest proces legislacyjny, ustawodawstwo, powinność społeczna, stosunek wartości do ceny oraz możliwość dofinansowania.

Ciekawym przykładem osiągnięcia znaczących korzyści przy stosunkowo niewielkich nakładach finansowych jest projekt realizowany przez Stowarzyszenie ACER w prowincji Ferrara. Personel tego oddziału dogłębnie przeanalizował arkusz kosztów i korzyści. Na podstawie przeprowadzonej analizy administracja budynków socjalnych doszła do wniosku, że stosunkowo proste, niedrogie działania naprawcze w budynkach o niskich charakterystykach energetycznych przynoszą istotne oszczędności energetyczne a jednocześnie podnoszą komfort życia mieszkańców i poprawiają sprawność systemu grzewczego. Postępowanie takie przyniosło firmie ACER Ferrara korzyści energetyczne (tzw. białe certyfikaty) na sumę 26 TOE (ton oleju ekwiwalentnego), tj. ponad 200 baryłek oleju zaoszczędzonego rocznie.

Ostatnie kryterium określa **strategię**, która składa się z następujących etapów: przedstawienie strategii działania, jej zrozumienie oraz wybór najlepszego wariantu i dalszy jej monitoring. Każda regionalna jednostka ACER stworzyła własną strategię działania zgodną z jej lokalnymi celami.

Przykładowo strategia Stowarzyszenia prowincji Ferrara przewiduje identyfikację „opłacalnych” działań. Głównym celem jest nie tylko uzyskanie największych oszczędności, ale również najlepsze wyniki w porównaniu do wdrażanej inwestycji. Model ten jest elastyczny i przewiduje różne metody dzia-

łania wobec nowych budynków, konserwację fasad oraz podłączanie do centralnych bądź niezależnych elektrociepłowni.

Pozostałe reguły postępowania zidentyfikowane podczas realizacji projektu dotyczą nowopowstałych fundacji i/lub rozpoczynających się inicjatyw.

Ciekawym okazał się Projekt SMS (Social Main Street), który jest socjalnym planem mieszkaniowym realizowanym przez organizację CDO, jego członków oraz miasto Mediolan i Uniwersytet Bicocca. Inicjatywa jest odpowiedzią na problem niedoboru mieszkań socjalnych w mieście. Miasto Mediolan wsparło projekt poprzez przekazanie organizacji CDO terenu, przeznaczonego do pełnienia szeroko rozumianej funkcji społecznej. Ogółem plan przewiduje budowę 112 apartamentów o różnym metrażu, przeznaczonych dla młodych małżeństw, studentów oraz osób bez stałego zatrudnienia. Interesującym jest fakt, że czternastopiętrowa budowla zbudowana jest w większości z drewna. W wieżowcu tym znalazło się także miejsce na strefy zieleni, place zabaw dla dzieci oraz punkty dostępu do Internetu bezprzewodowego. Celem CDO jest oferowanie optymalnych warunków dla inicjatyw przedsiębiorców, dzięki czemu możliwa będzie koordynacja działań i współpracy między nimi, co pozwoli na stworzenie jak najlepszych warunków życia. Projektanci opracowali zintegrowany społecznie system w symbiozie ze strategią społeczną miasta Mediolanu.

Materiały opublikowane w niniejszym wydaniu zostały przygotowane w ramach projektów Inteligentna Energia Europa przy częściowym wsparciu finansowym Komisji Europejskiej. Przedstawione informacje wyrażają poglądy realizatorów projektów, a nie są oficjalnym stanowiskiem Komisji Europejskiej



Ryszard Zwierchanowski
Kierownik Projektu FinSH
Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA

Charakter prawny warunków przyłączenia

Łukasz Bartuszek

W dniu 8 stycznia 2010 r. Sejm Rzeczypospolitej Polskiej uchwalił ustawę o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw. W wyniku poprawki Senatu, do nowego art. 7 ust. 8i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.) zwanej dalej „PE” dodano przepis, w myśl którego w okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Czy przepis ten przesądził o charakterze prawnym warunków przyłączenia, czy też jest przełożeniem na język prawny definicji tych warunków, którą można było wcześniej wywnioskować na podstawie szeregu przepisów? Czy poprawka poszła we właściwym kierunku, tj. czy warunki przyłączenia zostały we właściwy sposób zdefiniowane? Czy w ogóle w nowym art. 7 ust. 8i PE mamy do czynienia z definicją warunków przyłączenia? Na te i inne pojawiające się wątpliwości postaram się odpowiedzieć w dalszej części artykułu.

W stanie prawnym sprzed nowelizacji do warunków przyłączenia w PE nawiązywał pośrednio jedynie art. 7 ust. 1 tej ustawy. Artykuł ten posługuje się zwrotem *techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii*, a także *warunki przyłączenia do sieci i odbioru*. Warunki przyłączenia regulowało zaś wprost rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.) zwane dalej „rozporządzeniem”. Wprowadzone ostatnią nowelą zmiany w PE stanowią próbę zdefiniowania, a raczej określenia skutków prawnych wydania warunków przyłączenia, których znaczenie nie zostało dotychczas jednoznacznie przesądzone w przepisach prawa powszechnie obowiązującego. Dotyczy ona jednakże tylko warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, gdyż przepis mówi o warunkowym zobowiązaniu przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie właśnie do tej sieci.

Poza przytoczonym powyżej art. 7 ust. 8i zd. 2 PE warunki przyłączenia stanowią przedmiot również innych dodanych ostatnio przepisów. Zgodnie z nowym ust. 3a PE podmiot składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci chce się przyłączyć.

Wniosek ten zawiera w szczególności oznaczenie podmiotu, określenie nieruchomości, obiektu lub lokalu, o których mowa w art. 7 ust. 3 PE, oraz informacje niezbędne do spełnienia wymagań określonych w art. 7a PE (art. 7b ust. 3b PE). Zawartość wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz dokumenty do niego dołączane zostały w sposób szczegółowy wymienione w § 7 rozporządzenia. We wniosku tym określa się również moc przyłączeniową dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej. Po ostatnich zmianach w PE moc przyłączeniowa stała się szczególnie istotnym zagadnieniem z punktu widzenia procesu inwestycyjnego nowych źródeł energii elektrycznej.

Zgodnie z dodanym w art. 7 ust. 8a PE podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku. Wysokość zaliczki nie będzie mogła być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż trzy miliony zł. W przypadku, gdy wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie do sieci, różnica między wysokością wniesionej zaliczki, a wysokością tej opłaty będzie podlegała zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki. Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV będzie zobowiązany do wniesienia zaliczki w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia tegoż wniosku bez rozpatrzenia. A więc wniesienie zaliczki będzie decydujące.

W świetle nowego art. 7 ust. 8g PE przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej będzie zobowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki;
- 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

Niedotrzymanie tego terminu zostało zagrożone karą w wysokości nie niższej niż 3.000 zł za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków przyłączenia.

Dotychczas terminy wydania warunków przyłączenia były uregulowane w rozporządzeniu. Jednakże nie sankcjonowało ono i nie mogło sankcjonować¹⁾. Zaniedbań ze strony przedsiębiorstwa sieciowego polegających na niewydaniu warunków przyłączenia w terminie, co w konsekwencji prowadziło do niepewnej sytuacji podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci. Na gruncie PE kary nakłada Prezes URE. Jako kary administracyjne mogą one być nakładane jedynie na podstawie aktu prawnego rangi ustawy. W związku z powyższym ustawodawca zdecydował się na przeniesienie kwestii warunków przyłączenia z rozporządzenia do ustawy.

Występujący w PE (stan sprzed nowelizacji) zwrot odnosi się do aspektów technicznych i ekonomicznych przyłączenia, tj. do realnie występujących parametrów technicznych pozwalających na przyłączenie danego podmiotu do sieci i dostarczanie paliw gazowych lub energii oraz opłacalności takiego przedsięwzięcia dla przedsiębiorstwa sieciowego. *Techniczne a w szczególności ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii*, a także *warunki przyłączenia do sieci i odbioru* stanowią przedmiot bogatego orzecznictwa, w szczególności Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów²⁾. Zgodnie bowiem z art. 7 ust. 1 PE od ich zaistnienia uzależniony jest obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem albo dystrybucją paliw gazowych lub energii.

Warunki przyłączenia, o których mowa w rozporządzeniu, stanowią zaś pewien dokument wydany przez przedsiębiorstwo sieciowe na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci. Dotyczy on jednak wyłącznie aspektów technicznych przyłączenia.

Ostatnie zmiany w PE stanowią rozwinięcie normy zawartej w art. 7 ust. 1 PE. Nie odnoszą się one natomiast do znaczenia jakie nadaje im rozporządzenie, czyli do dokumentu o charakterze czysto informacyjnym, jednej z czynności przewidzianych w procesie zawierania umowy o przyłączenie do sieci.

Czym właściwie są warunki przyłączenia? W literaturze³⁾ postawiono cztery hipotezy odnośnie ich charakteru prawnego.

Zgodnie z pierwszą z nich warunki przyłączenia stanowią jedną z czynności przewidzianych w sformalizowanym procesie zawierania umowy o przyłączenie i mają głównie walor informacyjny dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie. Stanowią one więc oświadczenie wiedzy, a nie woli przedsiębiorstwa sieciowego.

Wedle drugiej warunki przyłączenia stanowią ofertę w rozumieniu ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – *Kodeks cywilny* (Dz. U. z 1964 r., Nr 16, poz. 93, z późn. zm.) i wiążą przedsiębiorstwo energetyczne.

Trzecia utożsamia warunki przyłączenia z bezwarunkowym zobowiązaniem się przedsiębiorstwa energetycznego do złożenia oświadczenia woli o zawarciu umowy o przyłączenie w okresie ich ważności.

Czwarta zaś zrównuje warunki przyłączenia z bezwarunkowym zobowiązaniem się przedsiębiorstwa energetycznego do złożenia oświadczenia woli o zawarciu umowy o przyłączenie, o ile nadal istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci w znaczeniu z art. 7 ust. 1 PE.

Wydaje się, iż same w sobie warunki przyłączenia są dokumentem o charakterze informacyjnym, co potwierdza § 8 rozporządzenia określający przykładowo ich zawartość. Są to m.in.: miejsce przyłączenia, miejsce dostarczania energii elektrycznej, moc przyłączeniowa, rodzaj przyłącza, zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem, dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy.

Nabierają one waloru warunkowego zobowiązania dopiero wtedy, gdy rozpatrujemy je przez pryzmat art. 7 ust. 1 PE i tym samym utożsamiamy z istnieniem *technicznych warunków przyłączenia do sieci i dostarczania paliw lub energii, oraz spełniania przez żądającego zawarcia umowy warunków przyłączenia do sieci i odbioru*. Inaczej mówiąc skutkiem wydania warunków przyłączenia będzie potwierdzenie przez przedsiębiorstwo sieciowe *istnienia technicznych warunków przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, oraz spełniania przez żądającego zawarcia umowy warunków przyłączenia do sieci i odbioru* i tym samym powstanie po stronie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci roszczenia o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci⁴⁾.

Zdaniem autora warunki przyłączenia nie stanowią raczej oferty w rozumieniu ustawy – *Kodeks cywilny*. Z ofertą mamy do czynienia wówczas gdy zawiera ona istotne postanowienia umowy tzw. *essentialia negotii* (art. 66 § 1 k.c.). Sąd Najwyższy w orzeczeniu z dnia 20 października 1978 r.⁵⁾ stwierdził, że *brak istotnych postanowień sprawia, że propozycja*

¹⁾ Zgodnie z § 117 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 20 czerwca 2002 r. w sprawie „Zasad techniki prawodawczej” (Dz. U. z 2002 r. Nr 100, poz. 908) w rozporządzeniu nie zamieszcza się przepisów karnych oraz przepisów odsyłających do przepisów karnych.

²⁾ Np. wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 29 sierpnia 2008 r. (Sygn. akt XVII AmE 87/09).

³⁾ M. Szambelańczyk, *Zasady podłączenia do sieci w projekcie nowelizacji Prawa energetycznego*, Czysta Energia, nr 4/2009, s. 14.

⁴⁾ A. Walaszek – Pyzioł, W. Pyzioł, *Obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej – węzłowe zagadnienia prawne*, Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego, nr 12/2006, s. 3.

⁵⁾ Orzeczenie Sądu Najwyższego z 20 października 1978 r., IV CR 402/72 OSNCP 1979, Nr 7-8, poz. 154.

zawarcia umowy nie zostanie uznana za ofertę, a jedynie, w najlepszym razie, za zaproszenie do rokowań. Jakie są to postanowienia określa art. 7 ust. 2 PE. Zgodnie z tym przepisem *umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej postanowienia⁴⁾ określające: termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.*

Porównując treść § 8 rozporządzenia i art. 7 ust. 2 PE nietrudno zauważyć, iż nie jest ona tożsama. W warunkach przyłączenia nie ma mowy np. o wysokości opłaty za przyłączenie. Opłata ta może przecież być ustalona dopiero po zrealizowaniu przyłączenia do sieci, bowiem jej wysokość jest co do zasady obliczana w oparciu o rzeczywiste nakłady poniesione na realizację przyłączenia (art. 7 ust. 8 PE). Podobną argumentację przytacza Maciej Prusak⁶⁾. Zdaniem tego autora *brak w warunkach przyłączenia istotnego elementu treści umowy w postaci opłaty za przyłączenie nie pozwala na traktowanie warunków jako oferty w rozumieniu przepisów prawa cywilnego.* Inaczej sądzą Katarzyna Kahl i Grzegorz J. Wąsiewski⁷⁾. Autorzy wywodzą z faktu kierowania warunków przyłączenia do konkretnego podmiotu oraz opisanego przez te warunki w sposób szczegółowy, pozwalający na pośrednie ustalenie ceny przyłączenia, przedmiotu umowy, pogląd utożsamiający warunki przyłączenia do sieci z ofertą w rozumieniu k.c. Zdaniem autorów warunki przyłączenia stanowią formę oświadczenia woli przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie objętym tymi warunkami. Powyższy pogląd znajduje swoje wzmocnienie w § 8 ust. 6 rozporządzenia stanowiącym o tym, że warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci. W praktyce warunki przyłączenia

określające warunki i parametry techniczne pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu, zapotrzebowanie na moc przyłączeniową, itd. ostatecznie stanowią jednak załącznik do projektu umowy o przyłączenie do sieci. Wygląda na to, że żadnemu z przytoczonych wyżej dokumentów nie można przypisać cech oferty, zarówno osobno, jak i razem z drugim dokumentem. Projekt umowy przekazywany wnioskodawcy wraz z warunkami przyłączenia nie określa wysokości opłaty za przyłączenie do sieci, ani nie jest nawet podpisany przez przedsiębiorstwo sieciowe. Na tym etapie umowa o przyłączenie do sieci wchodzi dopiero w fazę negocjacji. To właśnie w tej umowie określona jest szacunkowa opłata za przyłączenie do sieci. Jako, że wysokość tejże opłaty, ustalana jest w oparciu o rzeczywiste nakłady poniesione na realizację przyłączenia, z reguły projekt umowy zawiera postanowienie, w myśl którego operator zweryfikuje poniesione nakłady po dokonaniu przyłączenia. Tym samym warunki przyłączenia stają się jedynie niezbędnym załącznikiem do projektu umowy, czy też już właściwej umowy o przyłączenie do sieci⁸⁾.

Wydaje się, że powyższy pogląd podziela również Anna Walaszek-Pyziół⁹⁾. Zdaniem autorki wnioszek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymogów oferty zawarcia umowy w rozumieniu k.c. – określa on jedynie „pożądane” parametry techniczne przyłączenia w powiązaniu z planowanym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. A więc warunki przyłączenia określają te „pożądane” parametry techniczne, po spełnieniu jakich nastąpi przyłączenie do sieci.

Zdaniem autorki warunki przyłączenia nie mogą stanowić także bezwarunkowego zobowiązania się przedsiębiorstwa energetycznego do złożenia oświadczenia woli o zawarciu umowy o przyłączenie w okresie ich ważności. Wypaczałoby to bowiem sens całej instytucji. Inaczej (przy takim zapisie ustawowym) inwestor mógłby dowolnie pozmienić parametry, o których mowa w § 8 rozporządzenia i domagać się od przedsiębiorstwa sieciowego zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Czyli, nawet gdy parametry te uległyby zmianie, nie znalazłby zastosowania § 6 ust. 3 rozporządzenia. Przepis ten stanowi o tym, że podmiot przyłączony do sieci składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci chce się przyłączyć, w przypadku zwiększenia zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu. Skoro przepis ten stosuje się do

⁶⁾ Maciej Prusak, *Nie można odmówić zawarcia umowy o przyłączenie farmy wiatrowej*, Gazeta Prawna z dnia 14 lipca 2009 r.

⁷⁾ K. Kahl, G.J. Wąsiewski, *Co uregulować w prawie energetycznym*, Rzeczpospolita z dnia 26 czerwca 2009 r.

⁸⁾ Wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 10 lipca 2007 r. (Sygn. akt VI A Ca 293/07)

⁹⁾ A. Walaszek – Pyziół, W. Pyziół, *Obowiązek...*, s. 9.

podmiotów już przyłączonych do sieci, to tym bardziej powinien on znaleźć zastosowanie w odniesieniu do podmiotów, które nie zawarły jeszcze umowy o przyłączenie do sieci, a co za tym idzie nie zostały przyłączone do sieci. Przy założeniu, że warunki przyłączenia stanowią bezwarunkowe zobowiązanie się przedsiębiorstwa energetycznego do złożenia oświadczenia woli o zawarciu umowy o przyłączenie w okresie ich ważności. Stosowanie jego będzie jednak wyłączone. Przedsiębiorstwo energetyczne będzie zobowiązane do złożenia oświadczenia woli o zawarciu umowy o przyłączenie w okresie dwóch lat od dnia wydania „pierwotnych” a nie „nowych” warunków przyłączenia uwzględniających zwiększenie zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu. Oczywiście w takim przypadku przedsiębiorstwo sieciowe prawdopodobnie odmówiłoby zawarcia umowy o przyłączenie i cały spór wynikły na tym tle musiałby być ostatecznie rozstrzygnięty przez Prezesa URE. Prawdziwości powyższej tezy można by obronić, o ile uznamy, że w przypadku wspomnianych wcześniej zmian jakie nastąpiły w parametrach technicznych, dotyczy ona zawsze nowych wydanych warunków przyłączenia, a więc po zastosowaniu § 6 ust. 3 rozporządzenia.

Czwarta z ww. hipotez nakłada na przedsiębiorstwo sieciowe bezwarunkowe zobowiązanie do złożenia oświadczenia o zawarciu umowy o przyłączenie do sieci, o ile nadal istnieją *techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania paliw lub energii, oraz żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru*, w rozumieniu art. 7 ust. 1 PE. Dogłębną analizę przesłanek zobowiązujących przedsiębiorstwo sieciowe do złożenia oświadczenia o zawarciu umowy o przyłączenie do sieci przeprowadziła Anna Walaśzek-Pyzioł¹⁰⁾. Zdaniem autorki wymóg istnienia technicznych warunków przyłączenia jest spełniony wówczas, gdy przyłączenie może nastąpić w ramach standardowych warunków usług danego rodzaju oferowanych odbiorcom przez przedsiębiorstwo energetyczne. Istnienie technicznych warunków dostarczania paliw lub energii powinno być rozpatrywane zarówno w odniesieniu do obecnej jak i przyszłej infrastruktury sieciowej oraz jest w dużej mierze uzależnione od czynników niezależnych od przedsiębiorstwa sieciowego. Ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci są, co do zasady, spełnione przy zastosowaniu taryfowych stawek opłat za przyłączenie. Ekonomiczne warunki dostarczania energii stanowią zaś przesłankę nieistniejącą. Rozważając prawdziwość wyżej postawionej tezy należy przede wszystkim zaznaczyć, że istnienie warunków nie

jest równoznaczne z ich występowaniem w niezminionej postaci. Teoretycznie mógłby wystąpić przypadek, w którym podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, po otrzymaniu warunków przyłączenia, zmieniłby parametry techniczne określone w tych warunkach, po czym domagałby się zawarcia umowy twierdząc, że pomimo takiej zmiany nadal istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia w znaczeniu z art. 7 ust. 1 PE. Wówczas stosowanie § 6 ust. 3 rozporządzenia, tak jak w poprzednio postawionej tezie, zostałoby wyłączone. Warto podkreślić, że użyte słowa „bezwarunkowe” i „o ile” wykluczają się wzajemnie. Trudno mówić o bezwarunkowości zobowiązania się przedsiębiorstwa energetycznego do złożenia oświadczenia woli o zawarciu umowy o przyłączenie, skoro ze zobowiązaniem tym mamy do czynienia o ile nadal istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia w znaczeniu z art. 7 ust. 1 PE.

Przydatne w ocenie charakteru prawnego warunków przyłączenia okazuje się uzasadnienie do ww. nowelizacji, a dokładnej rzecz ujmując przytoczone w nim motywy wprowadzenia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Instytucja ta została wprowadzona w związku z problemem blokowania mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). We wspomnianym uzasadnieniu czytamy: *W obecnym stanie prawnym operatorzy systemu elektroenergetycznego nie mają podstawy do odmowy wydania warunków przyłączenia jeżeli istnieją warunki techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i odbioru, w przypadku spełnienia przez wnioskodawcę wymogów formalnych niezbędnych do wszczęcia procedury określania warunków przyłączenia nawet w sytuacji, gdy wnioskodawca nie jest w stanie „udźwignąć” konsekwencji finansowych w zakresie wnioskowanych warunków przyłączenia. Ponieważ operatorzy systemów elektroenergetycznych nie mogą przy wydawaniu warunków przyłączenia zakładać braku realizacji zamierzonej inwestycji, a warunki przyłączenia w świetle obowiązujących odrębnych przepisów są ważne dwa lata od daty ich określenia, w powyższym okresie operatorzy systemu elektroenergetycznego w każdych, kolejnych wydawanych warunkach przyłączenia muszą uwzględniać założenia wynikające z wcześniej określonych warunków. Skutkiem powyższego jest z jednej strony ponoszenie przez każdego następnego wnioskodawcę dodatkowych kosztów, wynikających z wcześniej wydanych warunków przyłączenia np. konieczność uwzględniania infrastruktury technicznej przystosowanej do wyższych mocy zwarciovych, z drugiej zaś posiadanie przewymiarowanej infrastruktury sieciowej w przypadku, gdy w danym obszarze zostanie zrealizowanych np. część planowanych przyłączy.*

Z przytoczonej powyżej argumentacji wypływa wniosek o wiążącym charakterze warunków przyłą-

¹⁰⁾ Tamże, s. 4 – 7.

czenia. W związku z tym można by domniemywać, iż w stanie prawnym sprzed nowelizacji, warunki przyłączenia stanowiły warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa sieciowego do złożenia oświadczenia woli o zawarciu umowy o przyłączenie do sieci w okresie ich ważności. Wówczas jednak, gdy rozpatrujemy je przez pryzmat art. 7 ust. 1 PE, a więc utożsamiamy warunki przyłączenia z istnieniem *technicznych warunków przyłączenia do sieci i dostarczania paliw gazowych lub energii, oraz spełniania przez żądającego zawarcia umowy warunków przyłączenia do sieci i odbioru*. Warunkowe, o ile nadal istnieją w niezmienionym kształcie, warunki i parametry techniczne pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz nie zwiększenie się zapotrzebowania na moc przyłączeniową, a co za tym idzie niezmienione ekonomiczne warunki przyłączenia. Zobowiązanie, gdyż zgodnie z § 8 ust. 6 *warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci*.

A więc skoro przedsiębiorstwo sieciowe wydało warunki przyłączenia i dołączyło do nich projekt umowy o przyłączenie do sieci oznacza to iż, *istnieją techniczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru* (art. 7 ust. 1 PE). Tym samym przedsiębiorstwo to będzie zobowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci w terminie dwóch lat licząc od dnia wydania warunków przyłączenia. Jeżeli warunków, o których mowa w art. 7 ust. 1 PE by nie było, wówczas przedsiębiorstwo sieciowe nie wydałoby warunków przyłączenia, a tym samym nie dołączyłoby do nich projektu umowy o przyłączenie do sieci. Równoznaczne by to było z odmową zawarcia takiej umowy i wiązałoby się z obowiązkiem niezwłocznego powiadomienia na piśmie o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowanego podmiotu, z podaniem przyczyny odmowy (art. 7 ust. 1 zd. 2 PE). W tym sensie warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa sieciowego do złożenia oświadczenia woli o zawarciu umowy o przyłączenie do sieci w okresie ich ważności.

Tak też ustawodawca zdefiniował warunki przyłączenia w art. 7 ust. 8h PE. Zgodnie z tym przepisem w okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Warunki przyłączenia są ważne przez okres dwóch lat licząc od dnia ich wydania. Zgodnie z § 8 ust. 7 rozporządzenia warunki te były ważne przez okres dwóch lat od ich określenia. Wydaje się, że chwilą wydania warunków przyłączenia powinna być chwila, w której warunki te dotarły do wnioskodawcy w taki sposób, że wnioskodawca mógł zapoznać się z ich treścią. Siłą rzeczy chwila określenia warunków przyłączenia musi być wcze-

śniejsza od chwili ich wydania. W konsekwencji warunki przyłączenia wydane na podstawie rozporządzenia mogły być ważne przez okres o kilka dni krótszy niż dwa lata od dnia ich wydania. W przypadku, gdy zwiększyło się zapotrzebowanie na moc przyłączeniową lub zmianie uległy dotychczasowe warunki i parametry techniczne pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu, okres dwuletni będzie liczony od momentu wydania nowych warunków przyłączenia. Został więc wskazany przedział czasowy w jakim warunki przyłączenia rodzą po stronie przedsiębiorstwa sieciowego obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W art. 7 ust. 8i PE nie ma natomiast mowy o tym, kiedy przedsiębiorstwo energetyczne musi dopełnić takiego obowiązku, tj. czy musi to uczynić niezwłocznie po wydaniu warunków przyłączenia, czy też ma na to dwa lata. Literalne brzmienie przepisu skłania ku drugiemu rozwiązaniu. Co prawda wraz z warunkami przyłączenia przekazywany jest wnioskodawcy projekt umowy o przyłączenie do sieci, jednakże jest to tylko projekt umowy a nie umowa. Nie zawiera on ani podpisu przedsiębiorstwa sieciowego, ani nie określa on ostatecznej wysokości opłaty za przyłączenie do sieci, czy też terminów wykonania poszczególnych prac.

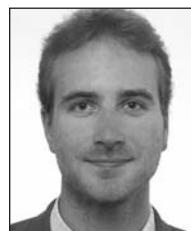
Jeżeli chodzi o przenoszalność warunków przyłączenia autorka opowiada się za dopuszczeniem takiej możliwości. Zarówno PE jak i rozporządzenie nie zakazują przenoszenia warunków przyłączenia. Co więcej proceder przenoszenia warunków przyłączenia potwierdza praktyka obrotu prawnego. W początkowej fazie prac nad projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (wersja z 20 listopada 2007 r.) znalazł się wyraźny przepis stanowiący, iż wydane warunki przyłączenia nie mogą być przeniesione na inny podmiot ubiegający się o przyłączenie. Jednakże ustawodawca ostatecznie zrezygnował z tego zapisu. Za możliwością przenoszenia warunków przyłączenia przemawia ponadto fakt, iż warunki te odnoszą się jedynie do aspektów technicznych, a więc z punktu widzenia ich wydania decydujące znaczenie ma to, czy przyłączane urządzenia, instalacje i sieci spełniają pożądane parametry techniczne, a nie czyją są własnością.

Po wprowadzeniu instytucji zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, wnoszonej w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, doszedł aspekt posiadania zabezpieczenia finansowego przez inwestora, tj. podmiotu ubiegającego się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (art. 7 ust. 8a PE). Niewniesienie zaliczki spowoduje, iż wniosek o określenie warunków przyłączenia nie będzie rozpatrzony. Wydaje się, że wprowadzone rozwiązanie może przyczynić się choć trochę do ograniczenia procederu handlu

warunkami przyłączenia przez inwestorów nieposiadających wystarczających środków na zrealizowanie inwestycji. Nie ma natomiast przeszkód, aby warunki przyłączenia po ich wydaniu zostały przeniesione na inny podmiot. Co prawda we wniosku o określenie warunków przyłączenia wskazuje się wnioskodawcę oraz dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje i sieci. Wystarczy jednak w tym przypadku jedynie poinformować przedsiębiorstwo sieciowe o zaistniałej zmianie podmiotowej. Wówczas umowę o przyłączenie do sieci negocjował już będzie nabywca warunków przyłączenia. Jak wskazano powyżej ponowne złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia jest wymagane jedynie w przypadku zwiększenia mocy przyłączeniowej lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu. Jest to jak najbardziej uzasadnione skoro dla prawidłowej pracy sieci, do której ma nastąpić przyłączenie liczą się jedynie zmiany w parametrach technicznych, a nie zmiany personalne.

Podsumowując: warunki przyłączenia są dokumentem o charakterze jedynie informacyjnym, jed-

ną z czynności przewidzianych w procesie zawierania umowy o przyłączenie do sieci. Jednakże poprzez fakt, iż stanowią one potwierdzenie istnienia *technicznych warunków przyłączenia do sieci i dostarczania paliw lub energii, oraz spełniania przez wnioskodawcę warunków przyłączenia do sieci i odbioru* pociągają za sobą obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci w okresie ich ważności pod warunkiem, iż przyłączenie takie nastąpi w warunkach taryfowych i w tzw. międzyczasie nie ulegnie zwiększeniu moc przyłączeniowa ani nie nastąpi zmiana dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci.



Łukasz Bartuszek
doktorant Zakładu Administracyjnego
Prawa Gospodarczego i Bankowego
Uniwersytetu Warszawskiego

PRĄD TO TEŻ TOWAR
ZDECYDUJ, OD KOGO
GO KUPUJESZ

MASZ WYBÓR
Sprawdź na: www.maszwybor.ure.gov.pl

norway grants
Problemy energetyczne są problemem
Norweskiego Ministerstwa Finansów

Urząd Regulacji
Energetyki

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 19 maja 2010 r.

zmieniające rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych

(Dz. U. z dnia 18 czerwca 2010 r. Nr 108, poz. 701)

Na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. W rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39, poz. 338) wprowadza się następujące zmiany:

1) w § 2:

a) w ust. 1 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) dla węgla brunatnego – dwudziestodobowemu zużyciu;”.

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

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, 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.

„1a. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się zapasy utrzymywane przez dostawcę, na podstawie umowy sprzedaży zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym na okres nie krótszy niż rok, jeżeli transport węgla brunatnego od dostawcy do miejsca jego składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii jest realizowany w sposób zapewniający utrzymanie ciągłości dostaw paliwa dla przedsiębiorstwa energetycznego, przy użyciu środków transportu przeznaczonych i wykorzystywanych wyłącznie w tym celu.”;

2) § 4 otrzymuje brzmienie:

„§ 4. Zapasy, z zastrzeżeniem § 2 ust. 1a i 2, gromadzi się w magazynach, zbiornikach i na składowiskach sąsiadujących z miejscem wytwarzania energii, w sposób zapewniający:

- 1) bezpieczeństwo osób i składowania;
- 2) ochronę środowiska;
- 3) składowanie i pobieranie paliw w sposób ciągły w ciągu całego roku.”.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 2 lipca 2010 r.

w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego²⁾

(Dz. U. z dnia 22 lipca 2010 r. Nr 133, poz. 891)

Na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.³⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci instalacji skroplonego gazu ziemnego, instalacji magazynowych, sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz gazociągów bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu gazowego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu gazowego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu;

- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym;
- 7) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
- 8) parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 9) sposób załatwiania reklamacji.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) instrukcja – instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej w rozumieniu art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 2) moc przyłączeniowa – planowaną, maksymalną godzinową możliwość dostarczania lub odbierania paliwa gazowego, służącą do zaprojektowania przyłącza, określoną w umowie o przyłączenie do sieci;
- 3) przepustowość techniczna systemu gazowego – maksymalną ciągłą przepustowość systemu gazowego, w ramach której operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu dystrybucyjnego gazowego może świadczyć usługi przesyłania paliw gazowych lub dystrybucji tych paliw;
- 4) przepustowość zarezerwowana systemu gazowego – przepustowość systemu przesyłowego gazowego lub systemu dystrybucyjnego gazowego zarezerwowaną w związku z zawartymi przez operatora systemu gazowego umowami o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub ich dystrybucji oraz umowami o przyłączenie do sieci gazowej, o ile nie upłynął przewidziany w nich termin zawarcia umowy, na podstawie której miało nastąpić dostarczanie paliw gazowych;
- 5) przyłączy do sieci gazowej – odcinek sieci od gazociągu zasilającego do armatury odcinającej służącej do przyłączenia do sieci gazowej urządzeń lub instalacji podmiotu przyłączanego;
- 6) punkt wejścia do systemu gazowego – miejsce wprowadzania paliw gazowych do systemu gazowego;

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⁾ Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu 1 lutego 2010 r. pod numerem 2010/0081/PL, zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039 oraz z 2004 r. Nr 65, poz. 597), które wdraża postanowienia dyrektywy 98/34/WE z dnia 22 czerwca 1998 r. ustanawiającej procedurę udzielania informacji w zakresie norm i przepisów technicznych (Dz. Urz. WE L 204 z 21.07.1998, str. 37, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 13, t. 20, str. 337, z późn. zm.).

³⁾ 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 i Nr 81, poz. 530.

- 7) punkt wyjścia z systemu gazowego – miejsce odbioru paliw gazowych z systemu gazowego;
- 8) układ pomiarowy – gazomierze i inne urządzenia pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiaru ilości paliw gazowych odebranych lub wprowadzonych do sieci;
- 9) zgłoszenie zapotrzebowania – wcześniejsze powiadomienie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych przez użytkownika systemu gazowego o faktycznej ilości paliwa gazowego, którą użytkownik systemu gazowego zamierza wprowadzić do systemu gazowego lub z niego odebrać.

Rozdział 2

Kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci oraz warunki przyłączania do sieci

§ 3. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci gazowej dzieli się na grupy przyłączeniowe według następujących kryteriów:

- 1) grupa A – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci będą bezpośrednio przyłączane do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej wysokiego ciśnienia, z wyłączeniem podmiotów, o których mowa w pkt 3;
- 2) grupa B – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci będą przyłączane do sieci dystrybucyjnej innej niż wymieniona w pkt 1, z wyłączeniem podmiotów, o których mowa w pkt 3, z podziałem na podgrupy:
 - a) podgrupa I – podmioty, które będą odbierać gaz ziemny wysokometanowy lub propan-butan w ilości nie większej niż 10 m³/h albo gaz ziemny zaazotowany w ilościach nie większych niż 25 m³/h,
 - b) podgrupa II – pozostałe podmioty;
- 3) grupa C – podmioty zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, ich wytwarzaniem, przetwarzaniem lub wydobywaniem, magazynowaniem paliw gazowych oraz skraplaniem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego.

§ 4. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”.

§ 5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci instalacji skroplonego gazu ziemnego, instalacji magazynowych, sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz gazociągów bezpośrednich określa załącznik do rozporządzenia.

§ 6. 1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

2. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 1, nie spełnia wymogów określonych w § 7, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, w terminie 7 dni od daty wpłynięcia wniosku, wzywa wnioskodawcę do jego uzupełnienia w terminie nie krótszym niż 21 dni. Jeżeli wniosek nie zostanie uzupełniony w wyznaczonym terminie, przedsiębiorstwo energetyczne pozostawia go bez rozpatrzenia.

3. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia ustala oraz udostępnia w swojej siedzibie i na swojej stronie internetowej przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.

4. Przepisy ust. 1-3 stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji lub sieci.

§ 7. 1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie:
 - a) planowanego terminu rozpoczęcia odbioru lub dostarczania paliwa gazowego,
 - b) punktu wyjścia z systemu gazowego,
 - c) przewidywanego rocznego zapotrzebowania na paliwa gazowe,
 - d) mocy przyłączeniowej,
 - e) przeznaczenia paliwa gazowego.

2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wnioskodawcy zaliczanego do grupy przyłączeniowej A i grupy przyłączeniowej B podgrupa II powinien zawierać dane i informacje, o których mowa w ust. 1, oraz:

- 1) określenie punktu wejścia do systemu gazowego;
- 2) określenie minimalnego i maksymalnego godzinowego, dobowego oraz rocznego zapotrzebowania na paliwo gazowe, a także przewidywanej charakterystyki rocznego jego poboru;
- 3) określenie wymagań w okresie rozruchu podłączonej sieci lub instalacji;
- 4) określenie wymaganego ciśnienia minimalnego i maksymalnego w miejscu odbioru paliwa gazowego;

- 5) określenie parametrów jakościowych paliwa gazowego lub warunków jego dostarczania, jeżeli specyfika pracy urządzeń, instalacji lub sieci wnioskodawcy umożliwia odbieranie i dostarczanie paliwa gazowego o parametrach jakościowych odmiennych niż określone w § 38;
- 6) informację o konieczności zapewnienia usług nawaniania paliwa gazowego;
- 7) informację o możliwości korzystania z innych źródeł energii w przypadku przerw lub ograniczeń w dostarczaniu paliwa gazowego.

3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wnioskodawcy zaliczanego do grupy przyłączeniowej C powinien zawierać dane i informacje, o których mowa w ust. 1, oraz określenie:

- 1) przewidywanej ilości paliwa gazowego dostarczanego do sieci lub z niej odbieranego w roku, w którym ma nastąpić przyłączenie do sieci, oraz w dwóch kolejnych latach;
- 2) wymaganego maksymalnego i minimalnego ciśnienia paliwa gazowego w miejscu jego dostarczania lub odbioru;
- 3) minimalnego i maksymalnego godzinowego zapotrzebowania na paliwa gazowe;
- 4) rodzaju paliwa gazowego dostarczanego do systemu gazowego oraz prognozy zmienności jego składu;
- 5) charakterystyki pracy oraz pojemności czynnej instalacji magazynowej, w przypadku wnioskodawców będących przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się magazynowaniem paliw gazowych;
- 6) sezonowej charakterystyki dostaw do sieci gazu z instalacji skroplonego gazu ziemnego, w przypadku wnioskodawców będących przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego.

4. Do wniosków, o których mowa w ust. 1 i 2, należy dołączyć:

- 1) oświadczenie wnioskodawcy o posiadaniu tytułu prawnego do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci;
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci, usytuowanie sąsiednich obiektów oraz propozycję lokalizacji punktu wyjścia z systemu gazowego.

5. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, należy dołączyć projekt zagospodarowania działki lub terenu sporządzony na kopii aktualnej mapy zasadniczej lub na mapie jednostkowej przyjętej do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego,

z zaznaczonymi przyłączanymi urządzeniami, instalacjami lub sieciami.

§ 8. 1. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci oraz ich parametry techniczne;
- 2) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem do sieci gazowej;
- 3) parametry techniczne przyłącza do sieci gazowej;
- 4) minimalne i maksymalne ciśnienie dostarczania i odbioru paliwa gazowego;
- 5) wymagania dotyczące układu pomiarowego oraz miejsca jego zainstalowania;
- 6) moc przyłączeniową;
- 7) charakterystykę dostarczania i odbioru paliwa gazowego, w tym minimalne i maksymalne godzinowe, dobowe oraz roczne ilości jego dostarczania i odbioru;
- 8) miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego;
- 9) wymagania dotyczące wyposażenia stacji gazowej lub układu pomiarowego, rodzaju tego układu, a także telemetrii oraz ochrony przeciwkorozyjnej.

2. Warunki przyłączenia wydawane wnioskodawcy zaliczanemu do grupy przyłączeniowej B podgrupy I nie zawierają informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 2, 7 i 9.

§ 9. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych wydaje warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 21 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczanego do grupy przyłączeniowej B podgrupy I;
- 2) 45 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczanego do grupy przyłączeniowej A lub grupy przyłączeniowej B podgrupy II;
- 3) 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczanego do grupy przyłączeniowej C.

2. W przypadku gdy wydanie warunków przyłączenia jest uzależnione od uzyskania warunków przyłączenia od innego przedsiębiorstwa energetycznego, terminy, o których mowa w ust. 1, przedłuża się o okres niezbędny do uzyskania tych warunków od innego przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, informuje niezwłocznie wnioskodawcę o konieczności uzyskania warunków przyłączenia od innego przedsiębiorstwa energetycznego i terminie ich wydania.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne informuje niezwłocznie wnioskodawcę o innym terminie wydania warunków przyłączenia, w przypadku gdy z istotnych powodów nie może być dotrzymany termin, o którym mowa w ust. 1.

§ 10. 1. W przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku warunków technicznych lub ekonomicznych, o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych informuje niezwłocznie wnioskodawcę o odmowie ich wydania.

2. Na żądanie wnioskodawcy, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych przedstawia informacje o działaniach, jakie muszą być podjęte w zakresie rozbudowy sieci, aby nastąpiło przyłączenie do sieci.

§ 11. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, na wniosek podmiotu, który nie posiada tytułu prawnego do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje i sieci, informuje go o możliwości przyłączenia do sieci.

2. Informacja, o której mowa w ust. 1, jest wydawana w terminie, o którym mowa w § 9 ust. 1.

Rozdział 3

Sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi

§ 12. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi obrót paliwami gazowymi na warunkach określonych w ustawie, koncesji, taryfie i umowie sprzedaży paliwa gazowego lub umowie kompleksowej.

§ 13. 1. W celu realizacji umów sprzedaży paliwa gazowego oraz umów kompleksowych odbiorcy składają zgłoszenia zapotrzebowania do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem paliwami gazowymi.

2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do odbiorców końcowych zaliczanych do grupy przyłączeniowej B podgrupy I.

§ 14. 1. W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego:

- 1) odbiorca końcowy zawiera umowę sprzedaży z nowym sprzedawcą;
- 2) odbiorca końcowy wypowiada umowę sprzedaży dotychczasowemu sprzedawcy;
- 3) nowy sprzedawca informuje dotychczasowego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją pa-

liw gazowych o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży paliw gazowych;

- 4) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych dokonuje odczytu wskazań układu pomiarowego w celu dokonania rozliczeń odbiorcy końcowego z dotychczasowym sprzedawcą;
- 5) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych niezwłocznie przekazuje dane pomiarowe dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy.

2. Odczytu, o którym mowa w ust. 1 pkt 4, dokonuje się nie później niż w ciągu 5 dni roboczych od ostatniego dnia obowiązywania umowy sprzedaży zawartej z dotychczasowym sprzedawcą. W przypadku braku możliwości dokonania tego odczytu przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych dokonuje oszacowania ilości sprzedanego paliwa gazowego według stanu na ostatni dzień obowiązywania umowy sprzedaży zawartej z dotychczasowym sprzedawcą.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych udostępnia procedurę zmiany sprzedawcy w swojej siedzibie i publikuje ją na swojej stronie internetowej.

Rozdział 4

Warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu gazowego i połączeń międzysystemowych

§ 15. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych świadczy usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych na warunkach określonych w koncesji, taryfie, umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych oraz w instrukcji.

§ 16. Świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych odbywa się:

- 1) w sposób ciągły, o ile w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych strony nie postanowiły, że usługa ta może być świadczona w sposób przerywany;
- 2) z zapewnieniem parametrów jakościowych, o których mowa w § 38.

§ 17. Przedsiębiorstwo energetyczne, świadcząc usługę przesyłania lub dystrybucji:

- 1) instaluje na własny koszt układ pomiarowy w miejscu określonym w umowie o przyłączenie do sieci, w przypadku odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej B;

- 2) przez całą dobę przyjmuje od odbiorców zgłoszenia dotyczące awarii lub zakłóceń w dostarczaniu paliw gazowych;
- 3) niezwłocznie przystępuje do likwidacji występujących w sieci gazowej awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu paliw gazowych;
- 4) powiadamia użytkowników systemu gazowego o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania paliw gazowych, przerwano z powodu awarii sieci gazowej;
- 5) powiadamia użytkowników systemu gazowego o terminach i czasie trwania planowanych przerw w dostarczaniu paliw gazowych w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie lub w drodze indywidualnych zawiadomień, przekazanych na piśmie, telefonicznie bądź za pomocą innego środka telekomunikacji co najmniej na:
 - a) 7 dni przed dniem planowanej przerwy w dostarczaniu paliw gazowych dla odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej B podgrupy I,
 - b) 14 dni przed dniem planowanej przerwy w dostarczaniu paliw gazowych dla pozostałych odbiorców;
- 6) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci gazowej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez użytkownika systemu gazowego lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci.

§ 18. 1. Użytkownicy systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego składają zgłoszenia zapotrzebowania przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, z którym zawarli umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych. Zgłoszenia te podlegają zatwierdzeniu przez przedsiębiorstwo energetyczne.

2. Zatwierdzone zgłoszenia zapotrzebowania, ich realizacja oraz rozdział między użytkowników systemu gazowego ilości paliw gazowych wprowadzanych w danym punkcie wejścia do systemu gazowego oraz odbieranych w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego stanowią podstawę do rozliczeń za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

3. Określona w zgłoszeniu zapotrzebowania suma ilości paliw gazowych wprowadzonych do systemu gazowego powinna być równa sumie ilości paliw gazowych odebranych z tego systemu, chyba że użytkownik systemu gazowego podejmuje działania mające na celu uniknięcie niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i odebranych przez niego z systemu gazowego.

4. Zgłoszenia zapotrzebowania dla punktów wejścia do systemu gazowego lub punktów wyjścia z systemu gazowego, znajdujących się na połączeniu systemu gazowego z innymi systemami gazowymi, powinny być zgodne z odpowiadającymi im zgłoszeniami zapotrzebowania w innych systemach gazowych połączonych z tym systemem.

5. Zgłoszenia zapotrzebowania należy składać w okresie rocznym, tygodniowym lub dobowym. Powinny one uwzględniać ograniczenia systemowe określone przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.

§ 19. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego świadczy usługi magazynowania lub skraplania gazu ziemnego na warunkach określonych w koncesji, taryfie, umowie o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych lub umowie o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego.

§ 20. Świadczenie usług magazynowania paliw gazowych oraz usług skraplania gazu ziemnego odbywa się w sposób ciągły, o ile w umowie o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego strony nie postanowiły, że usługa ta może być świadczona w sposób przerywany.

§ 21. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego:

- 1) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w pracy instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 2) powiadamia użytkowników systemu gazowego o przewidywanym terminie likwidacji awarii i usunięcia zakłóceń w pracy instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 3) powiadamia użytkowników systemu gazowego o terminach i czasie trwania planowanych przerw w pracy instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 4) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w instalacji magazynowej lub w instalacji skroplonego gazu ziemnego w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez użytkownika systemu gazowego lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej instalacji.

§ 22. Ruch sieciowy i eksploatacja sieci gazowej powinny odbywać się zgodnie z instrukcją, opracowaną i udostępnianą przez właściwego operatora.

§ 23. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego zapewnia dostęp do połączeń między systemowych, w zakresie posiadanych

zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych gazowych krajów sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości.

Rozdział 5

Zakres, warunki i sposób bilansowania systemu gazowego i prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niebilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu

§ 24. 1. Operator systemu przesyłowego bilansuje system gazowy w taki sposób, aby nastąpiło zrównoważenie zapotrzebowania na paliwa gazowe z dostarczającymi paliwami gazowymi, z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych.

2. Bilansując system gazowy, operator systemu przesyłowego gazowego dostarcza użytkownikowi systemu przesyłowego gazowego lub od niego pobiera paliwo gazowe w ilości niezbędnej dla wyrównania różnicy między ilością paliwa gazowego wprowadzonego do systemu przesyłowego gazowego a ilością paliwa gazowego odebranego z tego systemu przez użytkownika systemu gazowego.

3. Operator systemu przesyłowego gazowego określa niebilansowanie paliw gazowych dostarczanych i pobranych z systemu przesyłowego gazowego spowodowane przez użytkownika tego systemu, jako różnicę między sumą ilości paliwa gazowego wprowadzonego a sumą ilości paliwa gazowego odebranego, we wszystkich punktach, w których użytkownik ten przekazuje lub odbiera to paliwo.

4. Operator systemu przesyłowego gazowego prowadzi rozliczenia wynikające z niebilansowania paliwa gazowego dostarczonego i pobranego z systemu przesyłowego gazowego.

5. Bilansowanie systemu przesyłowego gazowego odbywa się w jednostkach energii.

§ 25. 1. Operator systemu przesyłowego gazowego w celu zapewnienia bilansowania systemu przesyłowego gazowego w szczególności:

- 1) w zależności od posiadanych pojemności magazynowych, utrzymuje dodatkowe ilości paliwa gazowego w celu pokrycia deficytu wynikającego z niebilansowania paliwa gazowego dostarczanego i pobranego z systemu przesyłowego gazowego w zakresie dopuszczalnych limitów niebilansowania, o których mowa w § 27;

- 2) rezerwuje dodatkowe pojemności w instalacjach magazynowych w celu odbioru nadwyżki paliwa gazowego z systemu gazowego, wynikającej z niebilansowania tego paliwa dostarczanego i pobranego z systemu gazowego w zakresie dopuszczalnych limitów niebilansowania, o których mowa w § 27.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych udostępnia operatorowi systemu przesyłowego gazowego część pojemności czynnej instalacji magazynowej oraz moc załączania i odbioru, niezbędną do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego, na warunkach określonych w umowie.

3. Operator systemu przesyłowego gazowego, do dnia 15 października każdego roku, informuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych o niezbędnej pojemności czynnej instalacji magazynowych, mocy odbioru i mocy ich napełniania na rok następny.

§ 26. 1. W przypadku niebilansowania ilości paliwa gazowego dostarczanego i pobranego z systemu gazowego, w ramach dopuszczalnych limitów niebilansowania, o których mowa w § 27, operator systemu przesyłowego gazowego podejmuje działania mające na celu stabilizację pracy systemu przesyłowego gazowego.

2. W przypadku gdy działania, o których mowa w ust. 1, są niewystarczające i nastąpiło niebilansowanie paliwa gazowego dostarczanego i pobranego z systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego gazowego może wprowadzić dla użytkowników systemu, których działania spowodowały niebilansowanie tego paliwa dostarczanego i pobranego z tego systemu powyżej limitów, o których mowa w § 27, indywidualne ograniczenia ilości paliwa gazowego wprowadzanego do systemu przesyłowego gazowego i z niego odbieranego.

3. Operator systemu przesyłowego gazowego, wprowadzając ograniczenia, o których mowa w ust. 2, niezwłocznie przekazuje użytkownikowi systemu gazowego informacje o dniu, w którym ograniczenia będą wprowadzone, przewidywanym czasie ich trwania, maksymalnej godzinowej i dobowej możliwości dostaw i odbioru paliwa gazowego w określonych punktach.

4. Użytkownik systemu gazowego realizuje ograniczenia spowodowane niebilansowaniem paliwa gazowego dostarczanego i pobranego z systemu gazowego, dostosowując dostawy i odbiór paliwa gazowego, zgodnie z informacją, o której mowa w ust. 3.

§ 27. Dla użytkowników systemu przesyłowego gazowego ustala się następujące limity niezbilansowania paliwa gazowego dostarczanego i pobranego z tego systemu:

- 1) dobowy limit niezbilansowania paliwa gazowego dostarczanego i pobranego z systemu przesyłowego gazowego, który wynosi 5 % ilości paliwa gazowego przekazanego przez tego użytkownika do systemu gazowego w punkcie wejścia do systemu gazowego w danej dobie gazowej;
- 2) graniczny dobowy limit niezbilansowania paliwa gazowego dostarczanego i pobranego z systemu przesyłowego gazowego, który wynosi 15 % ilości paliwa gazowego przekazanego przez tego użytkownika do systemu przesyłowego gazowego w punkcie wejścia do systemu w danej dobie gazowej.

§ 28. 1. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego bilansuje system gazowy w taki sposób, aby ilość paliwa gazowego dostarczonego przez operatora do punktów wyjścia z systemu dystrybucyjnego gazowego odpowiadała ilości paliwa gazowego dostarczonego przez użytkowników systemu dystrybucyjnego gazowego do punktów wejścia do systemu.

2. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w celu zapewnienia bilansowania systemu dystrybucyjnego, może nabyć paliwo gazowe na potrzeby bilansowania.

3. W przypadku niezbilansowania ilości paliwa gazowego dostarczanego i pobranego z systemu gazowego operator systemu dystrybucyjnego gazowego podejmuje działania mające na celu stabilizację pracy tego systemu.

Rozdział 6

Zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym

§ 29. 1. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu magazynowego:

- 1) zapobiega powstawaniu ograniczeń w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym gazowym lub w systemie magazynowym;
- 2) eliminuje ograniczenia przepustowości technicznej, rozbudowując zdolności przesyłowe, dystrybucyjne i pojemności magazynowe oraz modernizując sieci gazowe lub instalacje;
- 3) likwiduje awarie oraz steruje ruchem systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego lub instalacji magazynowej.

2. W sytuacji wystąpienia ograniczeń w systemie magazynowym operator systemu magazynowego w pierwszej kolejności oferuje pojemności magazynu

nowe podmiotom zobowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zgodnie z przepisami ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. Nr 52, poz. 343, z 2008 r. Nr 157, poz. 976, z 2009 r. Nr 3, poz. 11 oraz z 2010 r. Nr 81, poz. 532).

§ 30. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego w szczególności:

- 1) zapewnia:
 - a) co najmniej minimalne ciśnienie paliwa gazowego określone w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji w punkcie wyjścia z systemu gazowego, umożliwiające właściwą pracę tego systemu,
 - b) dotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, o których mowa w § 38
 - o ile użytkownik systemu gazowego zapewnił w punkcie wejścia do systemu gazowego minimalne ciśnienie oraz parametry jakościowe paliwa gazowego;
- 2) kontroluje parametry jakościowe paliwa gazowego, ciśnienie tego paliwa i wielkość strumienia, w wyznaczonych punktach, oraz dostosowuje konfigurację pracy systemu gazowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa jego funkcjonowania.

§ 31. Użytkownik systemu gazowego, który zawarł z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych umowę o przesyłanie lub dystrybucję paliwa gazowego, dostarcza do punktu wejścia do systemu gazowego paliwo gazowe o co najmniej minimalnym ciśnieniu określonym w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych oraz o parametrach jakościowych, o których mowa w § 38.

§ 32. 1. Jeżeli użytkownik systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego wykorzystuje miesięcznie mniej niż 80% przepustowości zarezerwowanej systemu gazowego przez 6 kolejnych miesięcy, w tym w okresie od grudnia do marca roku następnego, operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego może wystąpić do użytkownika systemu gazowego z propozycją zrezygnowania z prawa do niewykorzystywanej przez niego przepustowości.

2. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego oferuje uzyskaną przepustowość, o której mowa w ust. 1, w pierwszej kolejności tym użytkownikom systemu gazowego, których zapotrzebowanie nie zostało zrealizowane z powodu ograniczonej przepustowości technicznej systemu gazowego.

Rozdział 7

Warunki współpracy między operatorami systemów gazowych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych

§ 33. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz sprzedawcy paliw gazowych współpracują ze sobą w zakresie niezbędnym dla stabilnego i ciągłego funkcjonowania systemu gazowego oraz zapewnienia parametrów jakościowych paliw gazowych, o których mowa w § 38.

§ 34. 1. Operator systemu przesyłowego gazowego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych gazowych oraz innymi przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych w zakresie:

- 1) prowadzenia ruchu sieciowego;
- 2) funkcjonowania sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazowej oraz planowania i prowadzenia ruchu tych sieci;
- 3) planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na paliwa gazowe;
- 4) zapobiegania i usuwania awarii lub zagrożeń bezpiecznego funkcjonowania sieci gazowych oraz odtwarzania sieci uszkodzonych w wyniku awarii;
- 5) planowania rozwoju sieci gazowych oraz sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 6) sposobu i zakresu przekazywania danych dotyczących funkcjonowania sieci gazowych;
- 7) sprawdzenia zgodności zgłoszeń zapotrzebowania w punktach łączących ich systemy gazowe;
- 8) procedur przekazywania:
 - a) informacji dotyczących zgłoszeń zapotrzebowania,
 - b) wyników pomiarów ilości i jakości paliwa gazowego.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych współpracują z przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w zakresie:

- 1) pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 2) zapobiegania i usuwania awarii lub zagrożeń bezpiecznego funkcjonowania sieci gazowych lub instalacji oraz odtworzenia tych sieci lub instalacji uszkodzonych w wyniku awarii;
- 3) planowania rozwoju sieci gazowych lub instalacji;

- 4) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieciach gazowych lub instalacjach oraz zakresie tych danych.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego współpracują z przedsiębiorcami energetycznymi zajmującymi się obrotem paliwami gazowymi w zakresie:

- 1) planowania rozwoju sieci gazowych lub instalacji;
- 2) planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na paliwa gazowe;
- 3) przedsięwzięć racjonalizujących zużycie paliw gazowych.

§ 35. Operatorzy systemów gazowych oraz przedsiębiorstwa energetyczne współpracują ze sobą w zakresie koordynacji rozwoju systemu gazowego, w szczególności przekazując aktualizowane, nie rzadziej niż raz w roku, informacje dotyczące planowanych inwestycji oraz prognoz zapotrzebowania na paliwa gazowe.

§ 36. Zakres oraz harmonogram remontów i prac eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci mających wpływ na ruch i eksploatację sieci, do której są przyłączone, wymagają uzgodnienia z przedsiębiorstwem energetycznym eksploatującym tę sieć.

§ 37. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych powiadamia przedsiębiorstwa energetyczne zarządzające systemami gazowymi współpracującymi o wystąpieniu awarii mogącej mieć wpływ na prace ich urządzeń, instalacji lub sieci, a w szczególności o przewidywanym czasie jej trwania i o jej zakresie.

Rozdział 8

Parametry jakościowe paliw gazowych, standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz sposób załatwiania reklamacji

§ 38. 1. Ustala się następujące parametry jakościowe paliw gazowych przesyłanych sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi gazowymi:

- 1) zawartość siarkowodoru nie powinna przekraczać 7,0 mg/m³;
- 2) zawartość siarki merkaptanowej nie powinna przekraczać 16,0 mg/m³;
- 3) zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 40,0 mg/m³;
- 4) zawartość par rtęci nie powinna przekraczać 30,0 µg/m³;
- 5) temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa powinna wynosić:
 - a) od dnia 1 kwietnia do dnia 30 września nie więcej niż +3,7°C,
 - b) od dnia 1 października do dnia 31 marca nie więcej niż -5°C;

- 6) ciepło spalania powinno wynosić nie mniej niż:
 - a) 34,0 MJ/m³ – dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E o wartości liczby Wobbego z zakresu od 45,0 MJ/m³ włącznie do 54,0 MJ/m³,
 - b) 30,0 MJ/m³ – dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lw o wartości liczby Wobbego z zakresu od 37,5 MJ/m³ włącznie do 45,0 MJ/m³,
 - c) 26,0 MJ/m³ – dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Ls o wartości liczby Wobbego z zakresu od 32,5 MJ/m³ włącznie do 37,5 MJ/m³,
 - d) 22,0 MJ/m³ – dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Ln o wartości liczby Wobbego z zakresu od 27,0 MJ/m³ włącznie do 32,5 MJ/m³,
 - e) 18,0 MJ/m³ – dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lm o wartości liczby Wobbego z zakresu od 23,0 MJ/m³ włącznie do 27,0 MJ/m³.

2. Liczbę Wobbego, o której mowa w ust. 1, określa się jako stosunek ciepła spalania odniesionego do jednostki objętości paliwa gazowego do pierwiastka kwadratowego jego gęstości względnej, w tych samych warunkach odniesienia.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych dostarczają paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnej o ciśnieniu roboczym nie wyższym niż 0,5 MPa, spełniające parametry jakościowe w zakresie intensywności zapachu, który powinien być wyraźnie wyczuwalny, gdy stężenie gazu ziemnego w powietrzu osiągnie wartość:

- 1) 1,0 % (V/V) – dla gazu wysokometanowego grupy E;
- 2) 1,2 % (V/V) – dla gazu zaazotowanego podgrupy Lw;
- 3) 1,3 % (V/V) – dla gazu zaazotowanego podgrupy Ls;
- 4) 1,5 % (V/V) – dla gazu zaazotowanego podgrupy Ln i Lm.

4. Parametry, o których mowa w ust. 1, są określone dla następujących warunków odniesienia:

- 1) dla procesu spalania:
 - a) ciśnienie – 101,325 kPa,
 - b) temperatura – 298,15 K (25°C);
- 2) dla objętości:
 - a) ciśnienie – 101,325 kPa,
 - b) temperatura – 273,15 K (0°C).

5. Na żądanie odbiorcy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych może dostarczać gaz ziemny o innych parametrach jakościowych niż określone w ust. 1, pod warunkiem że nie spowoduje to zakłóceń pracy w systemie gazowym.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych wykonuje badania poszczególnych parametrów jakościowych, o których mowa w ust. 1, w punktach:

- 1) wejścia do systemu przesyłowego gazowego w miejscu odbioru gazu ziemnego doprowadzonego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu, w zakresie:
 - a) zawartości siarkowodoru, siarki merkaptanowej i siarki całkowitej – co najmniej raz na dobę,
 - b) temperatury punktu rosy wody – co najmniej raz na dobę,
 - c) ciepła spalania i górnej liczby Wobbego – co najmniej raz na dobę;
- 2) sieci przesyłowej, w których możliwa jest istotna zmiana jakości gazu ziemnego, oraz w punktach odazotowania, w zakresie ciepła spalania i górnej liczby Wobbego – co najmniej raz na dobę.

7. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych wykonuje badania poszczególnych parametrów jakościowych, o których mowa w ust. 1 i 3, w punktach wejścia do sieci dystrybucyjnej gazowej, w których następuje mieszanie strumieni paliwa gazowego, o ile niemożliwe jest przypisanie wartości danej wielkości w danym punkcie na podstawie wartości określonej w innych punktach tej sieci lub sieci przesyłowej gazowej, do której jest ona przyłączona, w zakresie:

- 1) zawartości siarkowodoru, siarki merkaptanowej i siarki całkowitej – co najmniej raz w miesiącu;
- 2) ciepła spalania i górnej liczby Wobbego – co najmniej raz na dobę;
- 3) intensywności zapachu paliw gazowych – co najmniej raz na dwa tygodnie.

8. Przedsiębiorstwo energetyczne wydobywające gaz ziemny w kopalni wykonuje badania poszczególnych parametrów jakościowych, o których mowa w ust. 1, w punktach wejścia do systemu przesyłowego gazowego w miejscu dostarczenia gazu ziemnego z kopalni, w zakresie:

- 1) zawartości siarkowodoru, siarki merkaptanowej lub siarki całkowitej – co najmniej raz w miesiącu w przypadku wydobywania gazu ziemnego ze złoża zasiarczonego oraz raz na rok w przypadku wydobywania gazu ziemnego ze złoża niezasiarczonego;
- 2) zawartości par rtęci – co najmniej raz na 2 miesiące w przypadku wydobywania gazów ziemnych zawierających związki rtęci w ilości powyżej 30 µg/m³ oraz raz na rok w przypadku wydobywania gazów ziemnych zawierających związki rtęci w ilości do 30 µg/m³;
- 3) temperatury punktu rosy wody – co najmniej raz na tydzień;
- 4) ciepła spalania i górnej liczby Wobbego – co najmniej raz na dobę.

9. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych wykonuje badania poszczególnych parametrów jakościowych, o których mowa w ust. 1, w punktach wejścia do systemu przesyłowego gazowego w miejscu odbioru gazu ziemnego z podziemnych magazynów gazu, w zakresie:

- 1) zawartości siarkowodoru, siarki merkaptanowej i siarki całkowitej – co najmniej raz na rok w okresie odbioru gazu z magazynu lub co najmniej raz na miesiąc w przypadku gdy stwierdzi się, że zawartość siarkowodoru w gazie opuszczającym magazyn jest wyższa niż w gazie wprowadzonym do magazynu;
- 2) temperatury punktu rosy wody – co najmniej raz na tydzień w okresie odbioru gazu z magazynu;
- 3) ciepła spalania i górnej liczby Wobbego – co najmniej raz na dobę.

10. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 8 i 9, niezwłocznie przekazują wyniki pomiarów parametrów jakościowych, o których mowa w tych ustępach, przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się przesyłaniem paliw gazowych.

§ 39. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych dokonuje bieżącej kontroli parametrów jakościowych w sposób umożliwiający prawidłowe rozliczenie użytkowników systemu gazowego.

2. W przypadku gdy nie zostały zachowane parametry jakościowe paliw gazowych, o których mowa w § 38, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych może odmówić przyjęcia takich paliw w celu ich przesłania, chyba że świadcząc usługę dodatkową, uzyska dla tych paliw parametry jakościowe, o których mowa w § 38.

§ 40. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych w celu dokonywania rozliczeń paliw gazowych może wyznaczyć obszary rozliczeniowe, w ramach których określi średnią ważoną wartość ciepła spalania paliw gazowych.

2. Pomiar ciepła spalania przeprowadza się w punktach systemu gazowego określonych przez operatora tego systemu.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych może przyjąć metodologię określania ciepła spalania paliw gazowych dla wyznaczonych obszarów, tak aby wyznaczona średnia wartość ciepła spalania paliw gazowych nie różniła się więcej niż o $\pm 3\%$ od wartości ciepła spalania paliw gazowych określonej w którymkolwiek punkcie danego obszaru.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych publikuje na swojej stronie internetowej wyniki pomiarów w punktach, o których mowa w ust. 2, oraz określoną dla danego obszaru rozliczeniowego wartość ciepła spalania paliw gazowych.

§ 41. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców odpowiada do zakresu prowadzonej działalności:

- 1) przyjmuje od odbiorców zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania paliw gazowych z sieci gazowej;
- 2) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorców w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, z wyłączeniem spraw określonych w pkt 4, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów;
- 3) pokrywa koszty badań parametrów jakościowych, o których mowa w § 38, nieodpłatnie udziela informacji dotyczących rozliczeń oraz aktualnych taryf;
- 4) na wniosek odbiorcy, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych dostarczanych z sieci gazowej, wykonując odpowiednie pomiary; w przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 38 oraz w umowie koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie;
- 5) na wniosek odbiorcy, z którym ma zawartą umowę, udziela bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, o których mowa w § 38, w wysokości określonej w taryfie.

§ 42. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zapewnia odczyty układów pomiarowych i przekazuje dane niezbędne do dokonania rozliczeń podmiotowi, z którym zawarło umowę o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, umożliwia podmiotowi, z którym ma zawartą umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, wgląd do wskazań układu pomiarowego oraz dokumentów stanowiących podstawę rozliczeń za dostarczone paliwa gazowe, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tego układu.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych po zakończeniu dostarczania paliw gazowych, a także w razie wymiany układu pomiarowego w trakcie ich dostarczania wydaje podmiotowi, z którym zawarło umowę o świadczenie usługi przesyłania lub dystry-

bucji, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy oraz udostępnia jego dane pomiarowe na dzień zakończenia dostarczania tych paliw lub demontażu układu pomiarowego.

4. Odbiorca ma prawo:

- 1) uczestniczenia w odczycie wskazań układu pomiarowego przed jego demontażem;
- 2) wglądu do wskazań układu pomiarowego oraz dokumentów stanowiących podstawę rozliczeń za dostarczone paliwa gazowe, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tego układu będących w posiadaniu przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem paliwami gazowymi.

§ 43. 1. Na żądanie odbiorcy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego, którego jest właścicielem, nie później niż w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego. Układ pomiarowy powinien zostać przekazany do badania laboratoryjnego w terminie 7 dni od dnia zgłoszenia takiego żądania przez odbiorcę.

3. Badania, o których mowa w ust. 2, przeprowadzane są w laboratorium badawczym posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną na zasadach i w trybie określonych w ustawie z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2004 r. Nr 204, poz. 2087, z późn. zm.⁴⁾).

4. Odbiorca pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego oraz badania laboratoryjnego wykonanego na jego żądanie tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowego.

5. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, o którym mowa w ust. 2, odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

6. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru paliwa gazowego, przedsiębiorstwo energetyczne pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego oraz badania laboratoryjnego, o których mowa w ust. 2, a także dokonuje na własny koszt korekty należności za dostarczone paliwo gazowe na zasadach i w terminach określonych w taryfie.

§ 44. 1. Odbiorca paliw gazowych umożliwia sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowego przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.

2. Odbiorca ponosi koszty sprawdzenia układu pomiarowego, którego jest właścicielem, w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w jego działaniu.

Rozdział 9

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 45. Warunki przyłączenia wydane przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony.

§ 46. 1. W przypadku punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego w miejscach odbioru gazu ziemnego z kopalń gazu ziemnego istniejących w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, w których nie istnieją warunki techniczne do badania parametrów jakościowych zgodnie z wymogami rozporządzenia, częstotliwość badań parametrów jakościowych określona w § 38 ust. 8 stosuje się od dnia 1 stycznia 2012 r.

2. W przypadku punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego w miejscach odbioru gazu ziemnego z podziemnych magazynów gazu istniejących w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, w których nie istnieją warunki techniczne do badania parametrów jakościowych zgodnie z wymogami rozporządzenia, częstotliwość badań parametrów jakościowych określona w § 38 ust. 9 stosuje się od dnia 1 stycznia 2012 r.

§ 47. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia⁵⁾.

⁴⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2005 r. Nr 64, poz. 565 i Nr 267, poz. 2258, z 2006 r. Nr 170, poz. 1217, Nr 235, poz. 1700 i Nr 249, poz. 1832 i 1834, z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 192, poz. 1381, z 2008 r. Nr 157, poz. 976 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 18, poz. 97 oraz z 2010 r. Nr 107, poz. 679 i Nr 114, poz. 760.

⁵⁾ Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. Nr 105, poz. 1113), które zgodnie z art. 21 ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552 oraz z 2006 r. Nr 158, poz. 1123) traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Załącznik do rozporządzenia Ministra Gospodarki
z dnia 2 lipca 2010 r. (poz. 891)

WYMAGANIA TECHNICZNE W ZAKRESIE PRZYŁĄCZANIA DO SIECI INSTALACJI SKROPLONEGO GAZU ZIEMNEGO, INSTALACJI MAGAZYNOWYCH, SIECI PRZESYŁOWYCH LUB DYSTRYBUCYJNYCH ORAZ GAZOCIĄGÓW BEZPOŚREDNICH

1. Ogólne wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci

1.1. Określa się wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci przesyłowej gazowej i sieci dystrybucyjnej gazowej:

- 1) urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej A, bezpośrednio przyłączanych do sieci przesyłowej gazowej;
- 2) urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej A oraz grupy przyłączeniowej B podgrupy II, bezpośrednio przyłączanych do sieci dystrybucyjnej gazowej;
- 3) urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej C.

1.2. Wymagania techniczne obowiązują wszystkie podmioty przyłączane lub występujące z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej o ciśnieniu co najmniej 0,5 MPa.

1.3. Przyłączanie do sieci gazowej urządzeń, instalacji i sieci nowych podmiotów lub modernizacja urządzeń, instalacji i sieci podmiotów już przyłączonych nie może spowodować pogorszenia parametrów jakościowych paliwa gazowego określonych w § 38 rozporządzenia oraz warunków przesyłania lub dystrybucji paliwa gazowego w tych sieciach.

1.4. Szczegółowe wymagania techniczne dotyczące przyłączania do sieci przesyłowej gazowej lub sieci dystrybucyjnej gazowej określa operator systemu w instrukcji.

2. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania o sieci przesyłowej gazowej urządzeń i instalacji podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej A

2.1. Urządzenia pomiarowe, w tym urządzenia do pomiaru ciśnienia oraz strumienia objętości paliwa gazowego, zainstalowane w punkcie odbioru tego paliwa z sieci prze-

syłowej gazowej powinny spełniać wymagania określone przez operatora systemu przesyłowego.

2.2. W punkcie odbioru paliwa gazowego z sieci przesyłowej gazowej powinny być zainstalowane:

- 1) układy zabezpieczające urządzenia punktu wyjścia z systemu przesyłowego przed nadmiernym wzrostem przepływu paliwa gazowego;
- 2) urządzenia zabezpieczające przed przepływem rewersyjnym, jeśli podmiot przyłączany pobiera paliwo bez dodatkowej redukcji;
- 3) urządzenia umożliwiające rejestrację i transmisję danych o strumieniu objętości i ciśnieniu tego paliwa, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 5.

2.3. Za zainstalowanie urządzeń, o których mowa w pkt 2.1 i 2.2, odpowiada przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych.

2.4. Urządzenia i instalacje podmiotów przyłączanych powinny być wyposażone w urządzenia regulacji ciśnienia oraz zabezpieczające przed nadmiernym wzrostem ciśnienia. Za zainstalowanie tych urządzeń odpowiada podmiot przyłączany.

2.5. Do sieci przesyłowej gazowej mogą być przyłączane urządzenia, sieci lub instalacje, jeśli moc przyłączeniowa wynosi co najmniej 5 000 m³/h.

3. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci dystrybucyjnej gazowej urządzeń i instalacji podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej A i B podgrupy II

3.1. Urządzenia pomiarowe, w tym urządzenia do pomiaru ciśnienia oraz strumienia objętości paliwa gazowego, zainstalowane w punkcie odbioru paliwa gazowego z sieci dystrybucyjnej gazowej powinny spełniać wymagania określone przez operatora systemu dystrybucyjnego w instrukcji.

- 3.2. W punkcie odbioru paliwa gazowego z sieci dystrybucyjnej gazowej powinny być zainstalowane układy filtracyjne oraz układy zabezpieczające urządzenia pomiarowe przed nadmiernym wzrostem przepływu paliwa gazowego oraz przed przepływem rewersyjnym.
 - 3.3. W punkcie odbioru paliwa gazowego z sieci dystrybucyjnej gazowej powinny być zainstalowane urządzenia umożliwiające rejestrację i transmisję danych o strumieniu objętości i ciśnieniu paliwa gazowego, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 5.
 - 3.4. Za zainstalowanie urządzeń, o których mowa w pkt 3.1-3.3, odpowiada przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych.
 - 3.5. Urządzenia i instalacje podmiotów przyłączanych powinny być zabezpieczone przed nadmiernym wzrostem ciśnienia. Za zainstalowanie tych urządzeń odpowiada odbiorca końcowy paliw gazowych.
- 4. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej gazowej urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej C**
- 4.1. Wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci gazowej urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych:
 - 4.1.1. W punkcie odbioru paliwa gazowego z sieci gazowej powinny być zainstalowane układy zabezpieczające urządzenia punktu wyjścia z systemu przesyłowego przed nadmiernym wzrostem przepływu paliwa gazowego.
 - 4.1.2. W punkcie odbioru paliwa gazowego z sieci gazowej powinny być zainstalowane urządzenia zabezpieczające przed przepływem rewersyjnym, jeśli podmiot przyłączany pobiera paliwo bez dodatkowej redukcji.
 - 4.1.3. W punkcie odbioru paliwa gazowego z sieci gazowej powinny być zainstalowane urządzenia umożliwiające rejestrację i transmisję do odpowiedniego przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych danych o strumieniu objętości i ciśnieniu paliwa gazowego, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 5.
 - 4.1.4. Za zainstalowanie urządzeń, o których mowa w pkt 4.1.1 i 4.1.2, odpowiada przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, do którego sieci jest przyłączana inna sieć gazowa.
 - 4.1.5. Sieć gazowa przyłączana do sieci o wyższym ciśnieniu powinna być wyposażona w urządzenia do regulacji ciśnienia oraz urządzenia zabezpieczające przed jego nadmiernym wzrostem. Za zainstalowanie tych urządzeń odpowiada przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych w przyłączanej sieci.
 - 4.1.6. Przyłączana sieć dystrybucyjna gazowa powinna być wyposażona w urządzenia i instalacje do nawaniania w celu zapewnienia parametrów intensywności zapachu zgodnie z § 38 rozporządzenia. Za zainstalowanie tych urządzeń odpowiada przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych.
 - 4.2. Wymagania techniczne dla przyłączenia do sieci gazowej instalacji magazynowania paliw gazowych oraz instalacji skroplonego gazu ziemnego:
 - 4.2.1. Urządzenia pomiarowe, w tym urządzenia do pomiaru ciśnienia, strumienia objętości oraz parametrów jakościowych paliwa gazowego, zainstalowane w punkcie wprowadzania paliwa gazowego do sieci gazowej powinny spełniać wymagania określone przez operatora systemu gazowego w instrukcji.
 - 4.2.2. W punkcie wprowadzania paliw gazowych do sieci gazowej powinny być zainstalowane urządzenia umożliwiające uzdatnianie paliwa gazowego do parametrów określonych w § 38 rozporządzenia, układy zabezpieczające urządzenia punktu wejścia do systemu przesyłowego przed nadmiernym wzrostem przepływu paliwa gazowego oraz przed przepływem rewersyjnym.

4.2.3. W punkcie wprowadzania paliwa gazowego do sieci gazowej powinny być zainstalowane urządzenia umożliwiające rejestrację i transmisję danych o strumieniu objętości i ciśnieniu paliwa gazowego oraz parametrach jakościowych, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 5 oraz instrukcji.

4.2.4. Za zainstalowanie urządzeń, o których mowa w pkt 4.2.1-4.2.3, odpowiada odpowiednio operator przyłączonej instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skroplonego gazu ziemnego.

5. Układy pomiarowe powinny być zgodne z obowiązującymi przepisami oraz spełniać wymagania określone przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.

6. Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacji i wymiany informacji

6.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci gazowej powinny być wyposażone w urządzenia telemetryczne niezbędne do przekazywania do operatora systemu gazowego właściwego dla miejsca przyłączenia:

1) bieżących wartości parametrów mierzonych w danym punkcie wprowadzania paliwa gazowego lub jego odbioru, w szczególności informacji o strumieniu objętości i ciśnieniu tego paliwa;

2) danych pomiarowych niezbędnych do dokonywania rozliczeń, zgodnie z wymaganiami określonymi przez operatora systemu w instrukcji.

6.2. Systemy teleinformatyczne wykorzystywane:

1) do wymiany informacji niezbędnych dla bilansowania systemu, prowadzenia ruchu sieciowego, rozliczeń powinny zapewnić wymagane bezpieczeństwo, poufność i niezawodność przekazywania informacji;

2) przez operatorów systemów gazowych do prowadzenia ruchu sieciowego powinny umożliwiać wzajemną wymianę danych dotyczących prowadzenia tego ruchu.

6.3. Systemy telekomunikacyjne i teleinformatyczne powinny być zabezpieczone przed negatywnymi skutkami awarii sieci elektroenergetycznej i wyposażone w układy podtrzymujące ich funkcjonowanie w razie wystąpienia awarii.

Zmiana sprzedawcy krok po kroku...



Chcesz to zrobić jeszcze prościej?

**Dokonaj wyboru
sprzedawcy
i zawrzyj umowę
sprzedaży**



Następna zmiana sprzedawcy ►

Bieżąca współpraca międzynarodowa URE

Stałym i niezwykle istotnym elementem bieżącej współpracy międzynarodowej URE jest czynny udział naszych pracowników w spotkaniach grup roboczych w ramach CEER. Przedstawiciele URE biorą również udział w organizowanych przez ERGEG warsztatach tematycznych, a także w innych międzynarodowych wydarzeniach z sektora energetycznego. Na szczególną uwagę zasługuje niedawne uczestnictwo przedstawicieli Urzędu w 16. spotkaniu Forum Florenckiego oraz w 4. Konferencji Inicjatyw Regionalnych.

Forum Florenckie

W dniach 9-11 czerwca we Florencji miało miejsce 18 spotkanie Europejskiego Forum Regulacji Energetyki. Równoległe odbyły się również posiedzenia stowarzyszeń zrzeszających europejskich regulatorów: 63. posiedzenie Zgromadzenia Ogólnego Rady Europejskich Regulatorów Energii CEER (Council of European Energy Regulators) oraz 29. posiedzenie Grupy Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas). CEER jest niezależną organizacją, w skład której wchodzi regulatorzy rynków energetycznych. Głównym celem CEER jest dążenie do osiągnięcia konkurencyjności rynków krajowych oraz wspieranie przedsięwzięć przyczyniających się do konsolidacji europejskiego rynku gazu i energii elektrycznej. ERGEG jest niezależną grupą doradczą przy Komisji Europejskiej, zrzeszającą regulatorów rynków energetycznych z UE. Na wszystkich spotkaniach Urząd reprezentował Marek Woszczyk, Wiceprezes URE.

W Europejskim Forum Regulacji Energetyki – zwanym ze względu na miejsce spotkań Forum Florenckim – uczestniczyli przedstawiciele Komisji Europejskiej, rządów krajów członkowskich, przedstawiciele krajowych urzędów regulacyjnych, reprezentanci Unii Przemysłu Energetycznego (Eurelectric), Europejskich Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych (ENTSO) oraz innych stowarzyszeń i organizacji branżowych. W ciągu dwudniowego cyklu konferencji debatowano nad różnymi aspektami rynku energii. Dyskusje i prezentacje zostały zgrupowane w 6 blokach tematycznych: Inicjatywy Regionalne; Rynek wewnętrzny; Zasady, wytyczne i transparentność integracji rynku energii; Rozwój infrastruktury energetycznej; Kwestie międzynarodowe; Wpływ OZE na rynek energii elektrycznej. Na Forum poparte zostały działania stron, mające na celu dalszy rozwój i doskonalenie rynku energii. Jednocześnie podkreślono również konieczność ciągłej współpracy w omawianych dziedzinach.

Europejskie Forum Regulacji Energetyki zostało powołane w celu utworzenia wspólnego unijnego rynku energii elektrycznej. Inicjatywa ta wyszła od Komisji

Europejskiej, która chciała, aby stało się ono miejscem rozwiązywania problemów, jakie pojawiają się w trakcie formowania wspólnotowego rynku energii. Pierwsze spotkanie w ramach Forum Florenckiego odbyło się w roku 1998. Początkowo w forum udział brali jedynie przedstawiciele unijnych organów regulacyjnych, jednakże szybko spektrum uczestników poszerzone zostało o innych przedstawicieli sektora energetycznego. Od tamtej pory raz lub dwa razy do roku odbywają się regularne spotkania, które stanowią znakomitą możliwość wzajemnej wymiany poglądów i doświadczeń. Kolejna okazja do dyskusji na temat unijnego rynku elektroenergetycznego nadarzy się jeszcze w grudniu tego roku, kiedy to odbędzie się kolejne posiedzenie Forum Florenckiego.

Konferencja Inicjatyw Regionalnych

7 lipca Marek Woszczyk uczestniczył w kolejnym, 64. Zgromadzeniu Ogólnym CEER. Jednym z tematów poruszanych na spotkaniu była niezależność regulatorów w III pakiecie energetycznym. Omawiane były również kwestie związane z powstaniem nowej agencji – ACER.

Dzień później, 8 lipca odbyła się IV Konferencja Inicjatyw Regionalnych, zorganizowana przez Grupę Europejskich Regulatorów ds. Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) i Komisję Europejską (KE). W konferencji udział wzięli przedstawiciele instytucji regulacyjnych z 21 państw, ministrowie oraz stali przedstawiciele KE, a także reprezentanci przedsiębiorstw energetycznych oraz prasy. Głównym tematem dyskusji były kierunki rozwoju europejskich rynków energii, a także przyszłe działania, rola i kształt Inicjatyw Regionalnych w kontekście wdrażania III pakietu energetycznego. Wśród osób, które wygłosiły swoje prezentacje w trakcie konferencji byli m.in. Dyrektor Generalny DG Energy Philip Lowe oraz Dyrektor DG Energy Heinz Hilbrecht. Podsumowania dyskusji dokonali Lord Mogg oraz Komisarz Oettinger. Reprezentantami URE na konferencji byli Marek Woszczyk, Wiceprezes URE oraz Kamila Kloc – Evison, kierująca Stanowiskiem Koordynatora ds. Współpracy Międzynarodowej.

Regionalne Inicjatywy zostały powołane w roku 2006 przez ERGEG w celu pomocy w stworzeniu jednolitego, w pełni konkurencyjnego, wspólnotowego rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Obecnie obejmują one 7 regionalnych rynków energii elektrycznej oraz 3 rynki gazu ziemnego. Polska bierze udział w pracach grup roboczych w ramach „rynku północnego”, „środkowo-wschodniego” (energia elektryczna) oraz „rynku południowego/południowo-wschodniego” (gaz ziemny).

Opracowała: Danuta Sierocińska

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

