DWUMIESIĘCZNIK 1(43)/2015
ISSN 1899-0886
CENA – 15 ZŁ (W TYM 8% VAT)

nowa Energia

ELEKTROENERGETYKA ■ ODBIORCY – RYNEK ENERGII I GAZU ■ PALIWA DLA ENERGETYKI ■ CIEPŁOWNICTWO ■ TECHNOLOGIE

INTEGRAL

For several decades INTEGRAL has been a reliable partner in pipeline and plant construction. As a strong and professional contractor in the fields of industry, energy, infrastructure and environmental engineering we provide our customers a wide variety of services from design, engineering, procurement, manufacturing, erection and commissioning to service and maintenance. Full competence – one contact.

www.integral.at

KOGENERACJA

- technologie, realizacja inwestycji, finansowanie

II Konferencja

Kogeneracja - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie

9-10 kwietnia 2015 r. Warszawa

Partner:

PGNiG TERMIKA

Organizator:

nowa Energia

www.nowa-energia.com.pl

Rafał Psik, Doosan Lentjes

Doświadczenia Doosan Lentjes w realizacji Zakładów Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych

Termiczne przetwarzanie odpadów stanowi najbardziej ekologiczną metodę ich utylizacji. Generowanie energii w tego typu instalacjach jest nie tylko cennym źródłem energii odnawialnej, ale również niezwykle przydatną i opłacalną metodą redukcji ilości odpadów kierowanych na wysypiska śmieci. Doosan Lentjes, spółka z Grupy Doosan, to renomowany dostawca technologii spalania i oczyszczania spalin dla ZTPOK.

Wybudowane przez niego zakłady przetwarzają miliony ton odpadów rocznie na całym świecie. Doosan Lentjes systematycznie zdobywa udziały w polskim rynku, m.in. zdobywając kontrakt na dostawę urządzeń technologicznych: rusztów i kotłów do największego, z będących w budowie w Polsce ZTPOK, zakładu w Krakowie.

Technologie Doosan Lentjes dla ZTPOK

Doosan Lentjes to niemiecka technologia projektowania i dostaw urządzeń dla zakładów termicznego przekształcania odpadów „od miejsca zasypu śmieci na ruszt po komin". Posiada własne rozwiązania rusztów, kotłów i instalacji oczyszczania spalin. Może świadczyć usługi nie tylko projektowania i dostawy urządzeń, ale również generalnego wykonawcy całości inwestycji.

Doosan Lentjes posiada w swej ofercie technologie takie jak:

- różne typy rusztów: ruszty walcowe lub ruszty schodkowe posuwisto-zwrotne,
- kotły z pionowym lub poziomym ciągiem przegrzewaczy pary,
- instalacje oczyszczania spalin - wszystkie technologie Doosan Lentjes spełniają wymogi dyrektywy BAT.

Znajdująca się w grupie Doosan, spółka Doosan SKODA Power jest dostawcą turbozespołów zarówno przeciwprężnych, jak i kondensacyjno-upustowych. Posiada kompetencje projektowania, kompletacji dostaw i montaży kompletnych maszynowni również dla zakładów termicznego przekształcania odpadów. Ponad 100 letnie doświadczenia w projektowaniu i produkcji turbozespołów gwarantuje, że Doosan SKODA jest właściwym partnerem do współpracy w zakresie układów generacji energii w ZTPOK.

ZTPO Kraków

Doosan Lentjes dostarcza kluczowe technologie kotłowe dla nowego zakładu termicznego przekształcania odpadów w Krakowie. W styczniu 2015, pierwszy z dostarczonych przez firmę kotłów, pomyślnie przeszedł próbę ciśnieniową. Firma nieustannie współpracuje z lokalnymi podwykonawcami w zakresie realizacji inwestycji.

Będący z budowie zakład będzie wyposażony w sprawdzoną technologię chłodzonego powietrzem rusztu schodkowego posuwisto-zwrotnego i kotłów Doosan Lentjes. Kontrakt obejmuje projekt, kompletację dostaw, transport urządzeń oraz usługi związane nadzorem montażu i rozruchem. Planowana przepustowość zakładu wynosi 220.000 ton odpadów rocznie na dwóch liniach o wydajności 14,1 t/h każda. Moc elektryczna zakładu wyniesie ok. 18 MWe, a moc cieplna w wodzie sieciowej ok. 35 MWt. Do spalania będą kierowane tzw. resztkowe odpady komunalne z terenów objętych selektywną zbiórką. Powstałe w procesie spalania produkty zostaną przetworzone w instalacji waloryzacji żużla oraz instalacji stabilizowania i zestalania popiołów i stałych pozostałości z procesów oczyszczania spalin, umożliwiając ich dalsze wykorzystanie.

Od samego początku przetargu Doosan Lentjes był partnerem technologicznym Posco E&C, który to generalny wykonawca uczestniczył w przetargu, a obecnie realizuje zadanie bazując na wiedzy i doświadczeniu Doosan Lentjes. Kontrakt z POSCO podpisany został w grudniu 2012. W zakresie dostaw Doosan Lentjes dla obu linii ZTPOK znajdują się:

- ruszty posuwisto-zwrotne chłodzone powietrzem,
- kotły w układzie poziomym - pięciociągowe,
- nadzory montażowe,
- rozruch.

Doosan to ponad wiekowe doświadczenie w projektowaniu i dostawach nowoczesnych urządzeń energetycznych i instalacji oczyszczania spalin. Począwszy od wysokosprawnych kotłów cyrkulacyjnych (CFB) poprzez instalacje oczyszczania spalin (IOS) po kompletne rozwiązania dla zakładów termicznego przekształcania odpadów (ZTPOK) zarówno dla sektora przemysłowego, jak i komunalnego. Doosan Lentjes jest zaufanym partnerem dla innowacyjnej, czystej i zielonej gospodarki. □

Spis **TREŚCI**

4 Szacowanie wartości ryzyka w realizacji wielkich projektów w sektorze energetyki
dr inż. Jerzy Majcher, Mott MacDonald Polska Sp. z o.o.

10 Sektor energetyczny i cyberbezpieczeństwo
prof. dr hab. inż. Jacek Malko, dr inż. Henryk Wojciechowski, Instytut Energoelektryki, Politechnika Wrocławska

16 Rynek mocy krajowego systemu elektroenergetycznego
Stanisław Poręba, Maciej Przybylski, Michał Zapaśnik, Ernst & Young Business Advisory

20 Jakość energii elektrycznej, a odbiorca przemysłowy
Rozmowa z Ryszardem Biernackim, dyrektorem naczelnym ds. inżynierii produkcji w KGHM Polska Miedź S.A.

24 Ustawa o prawach konsumentów, a umowy energetyczne (cz. I)
Adam Kowalski, radca prawny, partner w Kancelarii Adwokatów i Radców Prawnych Dziedzic Kowalski Kornasiewicz i Partnerzy

26 Rynek zdolności wytwórczych w świetle prawa Unii Europejskiej
Arkadiusz Ratajczak, radca prawny, Kancelaria Adwokacka dr Mariusz Swora

28 Analiza rynku hurtowego energii elektrycznej w Polsce w 2014 r.
Janusz Smardz, Marta Bloch-Michalik, Zakład Usług Doradczych, Agencja Rynku Energii SA

33 Odbiorca przemysłowy na rynku energii
Rozmowa z Mariuszem Bednarskim, Kierownikiem Biura Rozwoju Produktów PGE Obrót S.A.

36 Odpowiedzialność za zanieczyszczenie powierzchni ziemi - czy to istotny temat dla ITPOK?
Aneta Pacek-Łopalewska, radca prawny, Kancelaria Prawa Ochrony Środowiska

39 Gazowa niezależność już w 2018 r.?
dr Przemysław Zaleski, ekspert w obszarze sektora energetycznego.

42 Wtórne odpady z procesu termicznego przekształcania odpadów
dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. PŁ, mgr inż. Dorota Wasiak, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

53 Wierzba witwa Salix viminalis L. - źródłem energii i możliwością ograniczenia efektu cieplarnianego w warunkach polskich
dr Małgorzata Falencka-Jabłońska, Zakład Ekologii Lasu, Instytut Badawczy Leśnictwa w Sękocinie Starym

57 Koncepcja morskiej sieci przesyłowej zintegrowanej z morskimi farmami wiatrowymi w Polsce i w regionie całego Bałtyku - projekt BALTIC INTEGRID
Mariusz Wójcik, dyrektor, Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej

61 Ostatni rok budowy Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Koninie
Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie

63 Współpraca źródła ciepła zlokalizowanego w spalarni odpadów z miejską siecią ciepłowniczą - studium przypadku
Szymon Pająk, Zakład Techniki Cieplnej, „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

73 TAURON Ciepło zakończył największą w historii województwa śląskiego inwestycję modernizacji sieci
TAURON Ciepło sp. z o.o.

75 Diagnostyka i remonty w energetyce
Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych "Pro Novum" Sp. z o.o.

77 Kriogeniczna separacja mieszaniny helowej
Jakub Niechciał, Katedra Inżynierii Kriogenicznej, Lotniczej i Procesowej, Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Politechnika Wrocławska

Wydawca:
Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.
Adres Redakcji:
ul. Wesoła 23, 47-400 Racibórz
Tel. (+48) 32 777 43 35-36
Fax (+48) 32 777 43 38
redakcja@nowa-energia.com.pl
www.nowa-energia.com.pl
Redaktor naczelna:
Dorota Kubek, kom. (+48) 602 647 315
dorota.kubek@nowa-energia.com.pl
Prezes wydawnictwa:
Mariusz Marchwiak, kom. (+48) 509 433 476
mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl
Biuro
tel. (+48) 32 777 43 35
biuro@nowa-energia.com.pl
Dział handlowy:
Joanna Janik
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 603 220 011
tel. (+48) 32 777 43 36
reklama@nowa-energia.com.pl
konferencje@nowa-energia.com.pl
Redakcja techniczna:
grafika@nowa-energia.com.pl
Obsługa informatyczna:
IT PASJA, www.itpasja.pl
Korekta:
Ewa Koczwara
Druk:
LCL Dystrybucja Sp. z o.o., www.lcl.com.pl

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.
Redakcja nie odpowiada za treść reklam.
Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez Wydawcę wyłącznie za zgodą Redakcji.
Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.

POLECAMY:

SZACOWANIE WARTOŚCI RYZYKA W REALIZACJI WIELKICH PROJEKTÓW W SEKTORZE ENERGETYKI
dr inż. Jerzy Majcher, Mott MacDonald Polska Sp. z o.o.
Str. 4 ELEKTROENERGETYKA

ODBIORCA PRZEMYSŁOWY NA RYNKUENERGII
Rozmowa z Mariuszem Bednarskim, Kierownikiem Biura Rozwoju Produktów PGE Obrót S.A.
Str. 33 ODBIORCY - RYNEK ENERGII I GAZU

WTÓRNE ODPADY Z PROCESU TERMICZNEGO PRZEKSZTAŁCANIA ODPADÓW
dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. PŁ, mgr inż. Dorota Wasiak,
Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka
Str. 42 PALIWA DLA ENERGETYKI

WSPÓŁPRACA ŹRÓDŁA CIEPŁA ZLOKALIZOWANEGO W SPALARNI ODPADÓW Z MIEJSKĄ SIECIĄ CIEPŁOWNICZĄ - STUDIUM PRZYPADKU
Szymon Pająk, Zakład Techniki Cieplnej, „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.
Str. 63 CIEPŁOWNICTWO

KRIOGENICZNA SEPARACJA MIESZANINY HELOWEJ
Jakub Niechciał, Katedra Inżynierii Kriogenicznej, Lotniczej i Procesowej,
Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Politechnika Wrocławska
Str. 77 TECHNOLOGIE

dr inż. Jerzy Majcher, Mott MacDonald Polska Sp. z o.o.

Szacowanie wartości ryzyka

w realizacji wielkich projektów w sektorze energetyki

Motto: „Obecnie nie jest problemem zdobycie funduszy kapitałowych na realizację wielkiej inwestycji w energetyce, ale problemem jest wykazanie akceptowalnego przez fundatorów kapitału, ryzyka tej inwestycji"

Ryzyko we współczesnym świecie jest obecne w sposób ciągły w każdej ludzkiej działalności. W obszarze działań zawodowych, zwykle ryzyko jest postrzegane w perspektywie pojawiających się zmian, względem znanego i ustalonego wcześniej planu.

Klasycznie rozumiane zarządzanie ryzykiem polega na stosowaniu metody koncentrującej się na identyfikacji i kontroli obszarów lub zdarzeń, które mogą prowadzić do niepożądanych zmian. Wynika z tej definicji, iż zarządzanie ryzykiem jest i być musi integralną częścią zarządzania projektami inwestycyjnymi, natomiast powinno ono być częścią metodologii zarządzania projektem, a nie powinno być traktowane odrębnie jako niezależna funkcja.

Obecnie postrzeganie ryzyka i jego zarządzania staje się swoistym fetyszem, na którym z nadmierną atencją skupiają strony finansujące wielkie inwestycje (banki i fundusze celowe). Nie jest zaskakujące, że ostrożność przed niepożądanymi skutkami przekroczenia akceptowalnych granic, jest szczególnie wrażliwa dla środowiska finansowania inwestycji. Zwykle przyszłość, a jest nim identyfikacja i ocena ryzyka, jest wynikiem zdarzeń przeszłych. Jak pamiętamy, w niedalekiej przeszłości to właśnie banki wywołały niekontrolowany kryzys gospodarczy, a zatem nie powinna dziwić obecna ich ostrożność i, tak jak wspomniałem powyżej, nawet skrajne fetyszyzowanie ryzyka. Niemniej zauważyć należy podstawową różnicę - przeszły kryzys finansowy wywołały same banki, a obecnie źródła obaw skupiają one na sektorach innych niż finansowy. Ta oczywista konstatacja jest w pewnym sensie uzasadniona bolesnymi doświadczeniami banków, ale rodzi pytanie, czy te doświadczenia uzasadniają przenoszenie nadmiaru obaw na inne sektory gospodarcze?

Moim skromnym zdaniem te sektory, które mają znaczenie infrastruktural-

ne, w realiach życia gospodarczego są obarczone minimalnym ryzykiem lub też są całkowicie jego pozbawione w sensie inwestycyjnym. To twierdzenie głównie odnosi się do branży energetycznej, a w szczególności do inwestycji elektroenergetycznych. Tę odważną tezę ośmielam się głosić z podstawowego powodu, a mianowicie nikt obecnie nie wyobraża sobie życia w cywilizowanym świecie bez energii elektrycznej. Jej powszechna obecność i zaspokajanie jej zapotrzebowania, musi być pokryte w każdych warunkach. Co najwyżej każde niezbilansowanie w tym zakresie, będzie wymuszało takie zmiany, które doprowadzą do przywrócenia równowagi, co najwyżej „stan równowagi" może być osiągnięty w innych zmienionych relacjach ekonomicznych (cenowych). Wówczas zagadnieniem fundamentalnym staje się znalezienie odpowiedzi, kto pokryje tę zmienność cenową jaką wygenerowała stwierdzona zmiana?

Ostatnie pytanie znów wraca do alokacji (kto?) pojawiającego się nieuchronnie ryzyka. Pamiętać jednak należy, iż ryzyko jest kompleksowym zjawiskiem, istotnie uzależnionym od indywidualnego jego odczuwania. Niektórzy są bardziej otwarci na ryzyko, natomiast inni starać się będą za wszelką cenę jego unikać. Taką sytuację mieliśmy w inwestycjach w polskim sektorze wytwarzania energii elektrycznej, kiedy postrzegane z nadmierną wrażliwością ryzyko inwestycyjne podyktowane było głównie niepewnością legislacyjną, która rzekomo była przyczyną wstrzymywania decyzji inwestycyjnych. I co?

W chwili obecnej legislacji w jej ostatecznym uchwalonym kształcie ustaw nadal nie ma!!!

Prawo energetyczne i powiązane z nim ustawy środowiskowe, „korytarzowe", budowlane nadal są przedmiotem debat komisji sejmowych, a zahamowane przez lata inwestycje obecnie grupy energetyczne przełamały impas, podejmując decyzje pod pręgierzem wyobraźni rosnących potrzeb i brakiem ich zrównoważenia odpowiedniej skali podażą. Te odważne i rozważne decyzje udowadniają, że nawet w warunkach niepewności można podejmować decyzje inwestycyjne, bo przecież czas utracony też ma wymierną cenę. Zaniechanie może powodować skutki kosztowe większe, niż decyzja podjęta w warunkach niepewności.

Ryzyko jak widać pozostaje kwestią drugorzędną tak długo, jak długo inwestorowi sprzyja szczęście. Ale prędzej czy później nawet w najlepiej zorganizowanym projekcie może zdarzyć się coś złego, niezależnie od woli inwestora. Dlatego na taką okoliczność, model potencjalnego ryzyka i jego szacunek pozwoli uniknąć wysokich strat z powodu wystąpienia nieplanowanych kosztów.

Każda próba instytucjonalizacji zarządzania ryzykiem przez inwestora nieuchronnie wywołuje obawy przed tak zwanym paraliżem analitycznym, czyli wzbudza niepokój, że na „coś niepewnego" poświęci się wiele czasu, aby stale badać potencjalnie zagrażające problemy, przy czym żadnego z nich w końcu nie rozwiązując w sensie realizacyjnym (bo zdarzenia potencjalne mogą nie zaistnieć w praktyce). Trzeba jednak ciągle pamiętać, że prawdopodobieństwo ma zawsze sens statystyczny, czyli zdarzenie może wystąpić, co nie znaczy, że z pewnością się zdarzy.

Dlatego warto wspomnieć, że kadra zarządzająca projektem (Kierownik Projektu) będzie skutecznie zarządzał ryzykiem tylko wtedy, gdy będzie mógł liczyć na wsparcie ze strony swej organizacji i stosowanych w niej rozwiązań (procedur). W związku z tym przejrzysty i dobrze rozwinięty zbiór procedur jest, w długiej perspektywie realizacji wielkich inwestycji, warunkiem bezbolesnego przetrwania każdej organizacji projektowej. Od razu jednak należy przestrzec, że nawet najlepiej zorganizowane i pozornie zupełne procedury nie zwalniają z krytycznego myślenia wobec aktualnych możliwych zdarzeń negatywnie wpływających na projekt.

We współczesnych wielkich inwestycjach ryzyko rośnie wraz ze wzrostem złożoności technologicznej. Jeśli przyjąć, że wszystkie nowe technologie bazują na wcześniejszych znanych, to ryzyko może być rozsądnie oszacowane i policzalne. Co prawda taki sposób wnioskowania przypomina jazdę samochodu do przodu, podczas gdy kierowanie nim opiera się na patrzeniu w lusterko wsteczne. Mimo to większość kierownictw organizacji zorientowanych na realizację projektów, podejmując decyzje o sposobie wykonania zadań, ma na uwadze przede wszystkim kontraktowe zobowiązania kosztowe i harmonogramowe, ponieważ stosunkowo łatwo przemawiają do wyobraźni i relatywnie łatwo je oszacować. Tyle, że skutki decyzji kosztowych i harmonogramowych w odniesieniu do ryzyka wydajności technicznej (efektywności, sprawności) często już nie są tak jednoznaczne i łatwe w szacowaniu. W takiej sytuacji niezastąpiona staje się formalna metodologia oceny efektów podejmowania decyzji obarczonych ryzykiem, rozumianym jako prawdopodobnych problemów. Wtedy opracowana metodologia powinna pomóc w identyfikowaniu praktycznych i skutecznych rozwiązań umożliwiających realizację celów projektu. Co więcej, pozwala również zbudować model rezerw budżetowych niezbędnych do zapewnienia środków przeznaczonych na eliminację takich negatywnych skutków zdarzeń, gdyby one zaistniały.

Systematyczne stosowanie metod zarządzania ryzykiem w inwestycjach wymaga przezwyciężenia wielu zahamowań, dyktowanych intuicją i doświadczeniem. Jest ono niepopularne, zajmuje się zagadnieniami jednoznacznie negatywnymi i niekorzystnymi, a dodatkowo ma potencjalnie złe informacje.

Systematyczny proces zmierzający do skutecznego zarządzania ryzykiem w inwestycjach powinien być metodologicznie podzielony na sześć etapów:

1. Planowanie procesu zarządzania ryzykiem, tj. tworzenia infrastruktury i zupełnego planu zarządzania ryzykiem dla konkretnego projektu.
2. Identyfikacja ryzyka, tj. przejrzysty opis zdarzeń, które mogą mieć potencjalnie negatywny wpływ na przebieg projektu.

3. Klasyfikacja ryzyka, tj. ocena ryzyka za pomocą metod numerycznych.
4. Pomiar (kwantyfikacja) ryzyka, tj. ocena prawdopodobieństwa oraz ewentualnych skutków najważniejszych rodzajów ryzyka za pomocą parametrów liczbowych (szacunek).
5. Planowanie sposobów reagowania na ryzyko (ograniczanie skutków), tj. ocena i komunikacja strategii neutralizowania lub zapobiegania ryzyku (listy personalne odpowiedzialnych za nadzór wskazanych zdarzeń).
6. Nadzorowanie i kontrolowanie ryzyka, tj. implementacja metod zarządzania ryzykiem oraz zdefiniowanie sposobów reagowania na pojawienie się ryzyka.

Z powyższych rozważań wynika, że zarządzanie ryzykiem w inwestycjach jest niezbędnym procesem, które powinno być systematycznie wykonywane, a w każdym projekcie nieodzownie powinno się je realizować oraz starannie dokumentować przydzielone personalnie zadania dotyczące zarządzania ryzykiem.

Zarządzanie ryzykiem w praktycznym ujęciu realizacji inwestycji w energetyce

Wprawdzie określenia ryzyko i niepewność mogą być często używane zamiennie, jednak należy mieć świadomość, że ich znaczenie jest odmienne. Zwykle ryzyko definiuje się jako skumulowany efekt prawdopodobieństwa niepewnych zdarzeń, które mogą korzystnie lub niekorzystnie wpływać na realizację inwestycji.

Natomiast o charakterze każdego rodzaju ryzyka decydują trzy podstawowe składniki:

a. Zdarzenie,
b. Prawdopodobieństwo zajścia,
c. Dotkliwość lub skutki zdarzenia.

W większości inwestycji w przypadku ustalania poziomu ryzyka nie budzą większych kontrowersji, jeśli zmienne klasyfikuje się w następujący sposób:

- Niskie prawdopodobieństwo oraz niezbyt dotkliwe skutki oznaczają dla inwestora niskie ryzyko,
- Wysokie prawdopodobieństwo oraz bardzo dotkliwe skutki oznaczają dla inwestora wysokie ryzyko,
- Wysokie prawdopodobieństwo oraz niezbyt dotkliwe skutki oznaczają dla inwestora niskie ryzyko do osiągnięcia celu inwestycji.

Tab. 1. Gradacja prawdopodobieństwa zaistnienia zdarzenia niekorzystnego i jego możliwy wpływ na realizację projektu oraz skutki materialne

		Możliwy wpływ					Skutki ryzyka				
		B. wysoki	Wysoki	Niski	B. Niski	Żaden	Żaden	B. Niski	Niski	Wysoki	B. Wysoki
Prawdopodobieństwo	B. Wysoki	50	35	15	4	0	0	3	9	19	32
	Wysoki	42	30	14	3	0	0	7	10	15	27
	Niski	25	18	11	2	0	0	5	8	12	23
	B. niski	12	10	9	1	0	0	4		11	17
	Żaden	0	0	0	0	N/A	0	0	0	0	0

Gradację prawdopodobieństwa zdarzeń, jak i ich przewidywanych skutków wystąpienia można dowolnie kształtować, ale tak aby klasyfikacja dawała przejrzysty obraz i czytelny sygnał dla inwestorów i dostarczycieli kapitału lub dla wykonawców inwestycji o ewentualnych zagrożeniach w projekcie i wpływie na budżet lub harmonogram.

Najlepiej graficznie można to przedstawić w postaci tab. 1 wraz z intensyfikacją użytych w grafice kolorów. W poszczególnych komórkach należy dla lepszej informacji wstawić wartości liczbowe, tak aby czytelnik był świadom skali klasyfikowanych zdarzeń.

W praktyce zarządy i kierownictwa firm chcą się posługiwać uproszczonym narzędziem, ale jednocześnie na tyle rozsądnie skonstruowanym, żeby mieć możliwość świadomego podejmowania decyzji o sposobie reagowania na pojawiające się ryzyko, jak również mieć wyobrażenie o oczekiwanej wartości pieniężnej niezbędnej do pokrycia takiego ryzyka.

W skrajnym przypadku kierujący daną inwestycją może podjąć najbardziej dramatyczną dla projektu decyzję o odstąpieniu (ewakuacji) od realizacji, gdy ryzyko przekracza akceptowalną wartość oczekiwaną.

Każdy projekt ma podzielone zadania proste lub grupy zadań wg systemu podziału prac (WBS). Wybrane zadanie obarczone ryzykiem można przedstawić wraz z opisem możliwych zmieniających się w trakcie realizacji ryzyk jemu przypisanych, jak w pokazano w tab. 2.

Jedno wybrane zadanie inwestycyjne pokazane w tab. 2 z całego projektu, służy tylko jako przykład. W praktyce, realizacja wielkich projektów WBS zwykle zawiera od 3500 wyodrębnionych zadań do ponad 6000 zadań. Często są one pogrupowane wg logiki kolejności technologicznej ich wykonania w czasie i wtedy zarówno ich rozpoczęcie (wczesny start), jak i zakończenie (późny koniec) mogą kończyć pewne etapy prac nazywane kamieniami milowymi *(mile stones)*.

W sytuacjach, w których można dokonać wysoce prawdopodobnych szacunków dotyczących stanu natury, najczęściej stosowaną techniką podejmowania decyzji jest metoda oczekiwanej wartości pieniężnej (Expected Monetary Value - EMV). Należy jednak pamiętać, że w niektórych sytuacjach

Tab. 2. Wybrane zadanie budowlane z WBS i możliwe zdarzenia niekorzystne w jego realizacji

Typ w WBS	Nr	Tytuł ryzyka	Komentarz	Właściciel	Status	Bieżące Ryzyko	Końcowe ryzyko
Zadanie	10-001	Warunki pogodowe	Przyczyna: Warunki pogodowe mogą się okazać bardziej niekorzystne od przeciętnych (ostra zima, deszcze w trakcie prowadzenia robót ziemnych, wichury) co może spowodować opóźnienia i/lub zwiększone koszty Efekt: poważne zakłócenie realizacji Uwagi: W skrajnym przypadku wystąpienia anomalii mających żywiołowy charakter, może mieć zastosowanie klauzula wystąpienia Siły Wyższej, a jej występowanie ponad wskazany czas SW, może spowodować zaniechanie projektu.	Radca prawny Kierownik Budowy	Przejściowy	Wysokie	Wysokie

osoba podejmująca decyzję może nie mieć możliwości opracowania wiarygodnych szacunków stanu natury.

Uproszczone szacowanie wartości monetarnej w najbardziej naturalnym rozkładzie prawdopodobieństwa zdarzeń niekorzystnych przykładowo w pracach budowlanych można przedstawić w postaci równania:

$EMV_{bieżące}$ = Pr x 1/6 x(Min +4x ML +Max), w którym

Pr - prawdopodobieństwo zdarzenia wyrażone w jednostkach względnych z zakresu [0,1],

Min - wartość minimalna kosztu oczekiwanego zdarzenia wyrażona w jednostkach monetarnych,

ML - wartość najbardziej prawdopodobna zdarzenia wyrażona w jednostkach monetarnych,

Max - wartość maksymalna zdarzenia wyrażona w jednostkach monetarnych.

W oparciu o taki uproszczony model szacowania wartości można zbudować dla wybranego zdarzenia tabelę podsumowującą ryzyko i jemu odpowiadające koszty (tab. 3).

Z zestawienia szacunku ryzyka dla wybranego zadania części budowlanej - budowa fundamentu turbiny (tab. 3) wynika, że minimalna kwota ryzyka poniesienia strat bieżących wymaga od wykonawcy zadania wyasygnowania kwoty zabezpieczenia ryzyka bieżącego na poziomie ok. 260 000 Euro, podczas gdy w przypadku całkowitego fiaska zadania (100%), które wynikałoby ze złych warunków pogodowych i wykroczenia poza czas występowania zjawiska Siły Wyższej, szacunek kosztu ryzyka dla wykonawcy zadania wzrósłby do poziomu 863 000 Euro.

Jak wcześniej wspomniałem, wyodrębnionych zadań w wielkich projektach może być nawet 6000 i przeprowadzenie podobnej analizy dla każdego z nich wymagać będzie wykonania bardzo żmudnej pracy specjalistów znających technologiczną naturę zadania. W celu ograniczenia tak ogromnej pracy, w praktyce selekcjonowane są zadania o najwyższym zagrożeniu i najdotkliwszych skutkach.

Zatem kwoty zabezpieczeń ryzyka w wielkich projektach infrastrukturalnych mogą być jak widać z wybranego przykładu niebagatelne, natomiast wydzielanie rezerw budżetowych na ich ewentu-

Tab. 3. Bieżąca ocena ryzyka zadania 10-001

	Bieżąca ocena ryzyka zadania 10-001					
Obecne prawdopodobieństwo	100%					
Obecny poziom ryzyka	0,3					
Opis po odpowiedzi	Min	ML	Max	Poziom	EMV	EMVb
Dni spóźnienia	10	25	90	Wysoki	259	259
Koszty (kEur)	60	680	2400	Wysoki		
	Końcowa ocena ryzyka zadania 10-001					
Końcowy poziom ryzyka	100%					
Opis po odpowiedzi	Min	ML	Max	Poziom	EMV	EMVb
Dni spóźnienia	10	25	90	B. wysoki		
Koszty (kEur)	60	680	2400			863

alne pokrycie też ma swoje koszty, stąd będą się rodzić techniki ograniczania ryzyk lub ich delegowania do kooperantów i/lub do firm ubezpieczeniowych.

Transfer ryzyka

Polega na przenoszeniu odpowiedzialności lub wymiernych skutków związanych z danym rodzajem ryzyka na inną grupę interesantów projektu. Transfer ryzyka jednak prawie nigdy nie doprowadzi do eliminacji ryzyka, natomiast wymusza na innych uczestnikach realizacji ryzykownego zadania złagodzenia jego skutków, czasami akceptacji podziału odpowiedzialności materialnej, ale w wielu przypadkach do synergii wspólnych działań unikających ryzyka końcowego w całości. Transferu ryzyka dokonuje się zwykle na rzecz innych organizacji lub osób nawet spoza Projektu, tj.:

- stron ubezpieczających (gwarantów, żyrantów, poręczycieli),
- kontrahentów,
- dostawców technologii lub części systemów lub urządzeń,
- partnerów kontraktowych (uczestników konsorcjów),
- klientów (zamawiających).

Każdy z wymienionych adresatów transferu ryzyka powinien jednak mieć świadomość bieżącego poziomu ryzyka w projekcie, jak i być przygotowany do ewentualnej akceptacji jego skutków.

Nadzorowanie i cykliczne przeglądy ryzyka

Nadzorowanie ryzyka to cykliczna obserwacja i ocena zmian pozytywnych lub negatywnych powodujących zmianę prawdopodobieństwa zaistnienia analizowanego zdarzenia/zadania w projekcie. Zatem, aby dobrze zdiagnozować bieżący stan ryzyka trzeba umieć znaleźć czytelne odpowiedzi na następujące pytania:

1. Czy plany realizacji projektu wykonuje się zgodnie z przyjętymi założeniami?
2. Czy metody reagowania na występujące ryzyko okazują się skuteczne?
3. Czy zespół projektowy lub „właściciel ryzyka" działają zgodnie ze strategią i procedurami organizacyjnymi?
4. Czy założenia projektu nie uległy dezaktualizacji?
5. Czy wystąpiły zdarzenia lub zjawiska ciągłe powodujące wystąpienie określonej kategorii ryzyka?
6. Czy zmiana uwarunkowań zewnętrznych nie doprowadziła do zmian profilu ryzyka lub natężenia jego skutków?
7. Czy pojawiły się nowe rodzaje ryzyka?

Cykliczne przeglądy ryzyka z reguły znacznie mniej formalne od zinstytucjonalizowanych audytów, mają roboczy charakter, ale umożliwiają bieżącą ocenę prawdopodobieństwa, skutków oraz sposobu reagowania na dany rodzaj ryzyka. W każdym razie mogą prowadzić do wczesnego (co ważne) stwierdzenia konieczności przeprowadzenia dodatkowych szczegółowych działań zapobiegawczych lub przeglądów.

> Cykliczne przeglądy ryzyka z reguły znacznie mniej formalne od instytucjonalizowanych audytów, mają roboczy charakter, ale umożliwiają bieżącą ocenę prawdopodobieństwa, skutków oraz sposobu reagowania na dany rodzaj ryzyka

Wnioski i rekomendacje

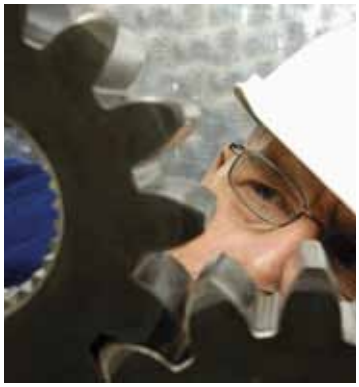
Zakończenie każdego etapu realizacji projektu inwestycyjnego (kamienia milowego) wymaga zarządzania bieżącym ryzykiem operacyjnym. Należy zawsze zadbać, aby wszelkie stosowane w tym celu rozwiązania przeanalizować z perspektywy długoterminowej charakterystycznej dla wielkich projektów infrastrukturalnych, tak by dostarczały one interesariuszom projektu (a głównie Kierownikowi Projektu) pewnych argumentów uzasadniających podejmowane przez nich decyzje, które mogą być nawet obarczone zwaloryzowanym ryzykiem. Zwykle z doświadczeń i statystyk wyników realizacji projektów, działania porządkujące ryzyko i ich ograniczanie już w początkowej fazie rozwoju mają podstawowy wpływ na końcowy poziom wyników oraz kosztów przez cały okres jego realizacji. Niezależnie od tej konkluzji należy zarekomendować w analizie ryzyk następujący porządek:

a. Ryzyko wymaga uwzględnienia prawdopodobieństwa zaistnienia analizowanego zdarzenia oraz materialnego szacunku jego skutków.
b. Ocena ryzyka to zwykle subiektywny proces wymagający ścisłej metodologii (eksperckiej, delfickiej, SWOT, burzy mózgów lub jakiejkolwiek innej).
c. Istnieje wiele metod klasyfikacji ryzyka, ale wszystkie one są ze sobą bardzo ściśle powiązane jeśli dotyczą tej samej natury zjawiska.
d. Ryzyko należy rozpatrywać z perspektywy długookresowej (końcowej), jak również krótkookresowej (bieżącej).

Analizy ryzyka dokonują nie tylko kierownicy projektów na potrzeby organów decyzyjnych, ale w ostatnim czasie banki i fundusze inwestycyjne korzystają z niezależnego doradztwa specjalistycznych firm monitorujących postęp w realizacji inwestycji, które zabiegają o wczesne informowanie ich o ewentualnych zagrożeniach w osiągnięciu celu projektu. □

12
NOTYFIKACJI

500
EKSPERTÓW



UDT-CERT
Certyfikacja i Oceny Zgodności

29
ODDZIAŁÓW

CERTYFIKACJA
SYSTEMÓW
ZARZĄDZANIA

CERTYFIKACJA
WYROBÓW

165 000
WYDANYCH
CERTYFIKATÓW

190
AUDITORÓW

CERTYFIKACJA
OSÓB

OCENA
ZGODNOŚCI

BADANIA
I EKSPERTYZY
TECHNICZNE

UDT-CERT
Biuro: Al. Jerozolimskie 136
02-305 Warszawa
tel. 22 572-21-11
www.udt.gov.pl
www.facebook.com/UDT.Bezpieczenstwo.Techniczne

prof. dr hab. inż. Jacek Malko, dr inż. Henryk Wojciechowski, Instytut Energoelektryki, Politechnika Wrocławska

Sektor energetyczny i cyberbezpieczeństwo

Rosnące ryzyko cyberataków na sektor dostaw energii stwarza dla operatorów systemów informatycznych infrastruktury energetycznej zagrożenie, którego nie sposób zlekceważyć. Problem cyberbezpieczeństwa w energetyce stał się „tematem okładkowym" (*„cover-story"*) wydania specjalnego magazynu firmy medialnej PennWell - Power Engineering International z października 2014 r. [1] (rys. 1). Usytuowanie Polski na geopolitycznej mapie świata i realia podjętego przez polską politykę zagraniczną różnorodnego angażowania się w globalną walkę z terroryzmem skłaniają do przyjrzenia się sytuacji, opisywanej przez analityka PEI w formie poradnika ochrony przedsiębiorstw energetycznych, wykorzystującego i komentującego opinie wielu światowych ekspertów w tej dziedzinie.

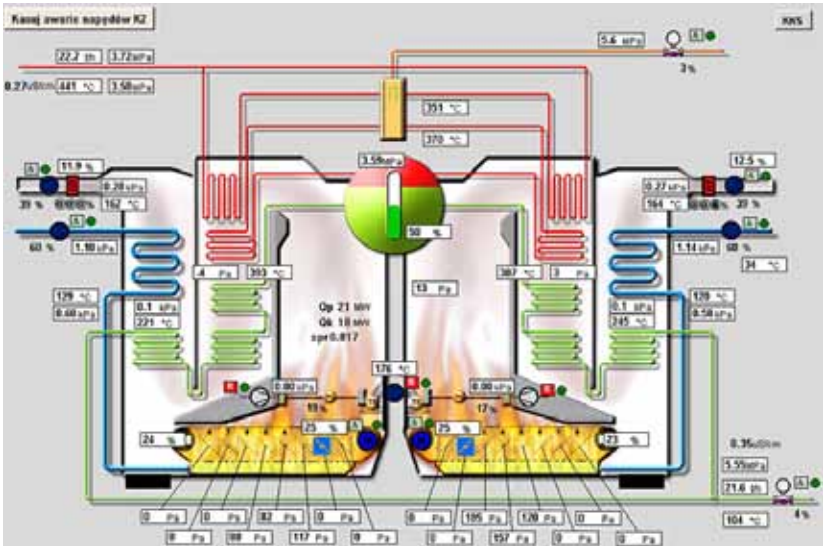
Rys. 1. Fragment z okładki magazynu PEI Power Engineering International z października 2014 r.

Nieprzerwanie napływają doniesienia o nowych czynnikach ryzyka dla operatorskiego zarządzania infrastrukturą energetyki. Niektóre z tych czynników ujawniły się dopiero niedawno, a wieści o nich wybiły się na czołówki doniesień jako działania podjęte w złej wierze i przypisywane podmiotowi o łatwym do rozszyfrowania kryptonimie „Energetyczny Niedźwiedź" *(„Energy Bear")*. Również powtarzalne ataki na południowokoreańskie elektrownie jądrowe w grudniu 2014 r. jednoznacznie kojarzono z „braćmi z północy". Ryzyko cyberataków stale rośnie. Raport opublikowany przez analityków firmy Kaspersky Lab. (zajmującej się bezpieczeństwem sieci komputerowych) donosi, że 91% firm wykryło w 2013 r. ataki na swoje systemy. Eksperci z branży komputerowej stwierdzili, że pozostające w cieniu

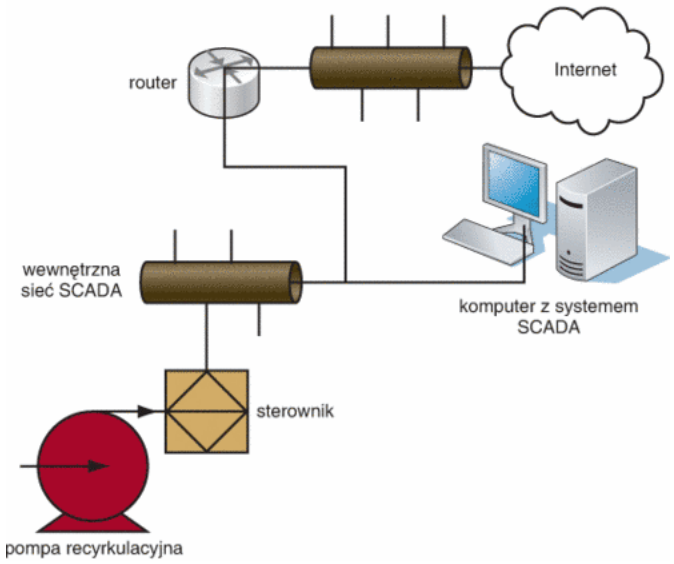
Energy Bear grupy hakerskie (działające pod zbiorczym pseudonimem „Ważka" - *„Dragonfly"*) zintensyfikowały w ostatnich miesiącach ataki na software'owe zabezpieczenia. Do marca 2014 r. wykryto cybergrupy przestępcze, zainteresowane działaniami dywersyjnymi, 50% z nich skupiało się na sektorze energetycznym, zaś 30% - na systemach sterowania w energetyce. W lipcowym (2014) raporcie firma Symantec opisała zakrojoną szeroko operację grupy Dragonfly w zakresie ataków na firmy sektora energii w USA, Hiszpanii, Francji, Włoszech, Niemczech, Turcji i Polsce (!). Celem tych ataków byli operatorzy sieci elektroenergetycznych, wielkie przedsiębiorstwa wytwórcze, operatorzy rurociągów naftowych oraz dostawcy urządzeń. Raport stwierdza, iż zorganizowane grupy hakerów wykorzystywały nielegalny dostęp do tych podmiotów jako narzędzia szpiegowania, ale możliwości działań stricte sabotażowych są realne i mogą prowadzić do zakłócenia lub przerwania dostaw energii w wielu krajach. Istnieje zatem istotna wrażliwość infrastruktury energetycznej. Jak zatem możemy uchronić nasze przedsiębiorstwa przed ryzykiem związanym ze zjawiskiem cyberhakerstwa?

Bezpieczeństwo systemów SCADA

Ataki Dragonfly koncentrują się głównie na przemysłowych systemach sterowania. Opinie ekspertów są w tej materii wyjątkowo zgodne: najbardziej wrażliwymi w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej są systemy SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Większość z nich wykorzystuje oprogramowanie interface'owe człowiek - maszyna (HMI), umożliwiające użytkownikowi współpracę (łącznie ze sterowaniem) z urządzeniami i wyposażeniem elektrowni. Gdy haker uzyska dostęp do software'u sterującego, to jest to równoznaczne z całkowitą transparentnością oprogramowania. Systemy SCADA są obecnie szeroko rozpowszechnione w nowoczesnych



Rys. 2. Wizualizacja i sterowanie pracą kotła parowego



Rys. 3. Układ przesyłu informacji niezabezpieczony przed cyberatakami

technologiach przemysłowych, szczególnie w sektorze elektroenergetyki (rys. 2). Wrażliwość na cyberataki wynika z oczywistego względu: architektura SCADA została opracowana zanim cyberataki stały się problemem. Wielkie elektrownie i dostawcy energii są istotnie i głęboko zagrożone, gdyż systemy te zostały wprowadzone do ówcześnie istniejących infrastruktur dekady temu i są niezabezpieczone przed cyberatakami (rys. 3). Narzędzia monitorowania, stosowane w systemach SCADA, są pomocne w integrowaniu sieci (o ile jest to możliwe - wraz z ich optymalizowaniem). W ubiegłych (15-20) latach znaczna część infrastruktury sieciowej została zbudowana w celu optymalizacji tak ukierunkowanych systemów SCADA, ale nie oczekiwano atakowa-

nia tych systemów. Mieliśmy bowiem do czynienia z realiami całkowicie odmiennymi od dzisiejszych.

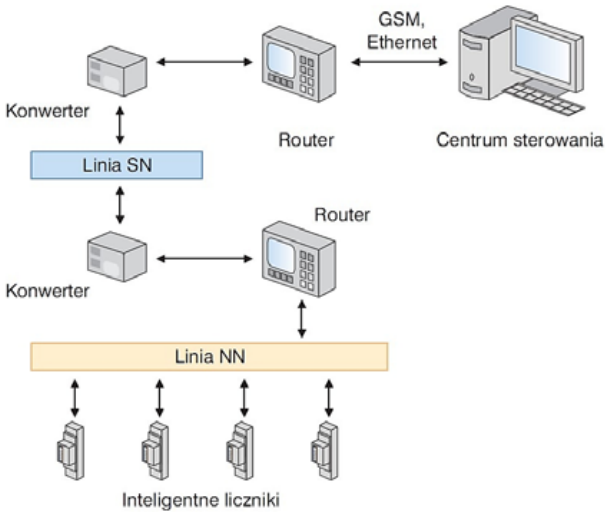
Nowy partner: Microsoft

W przeszłości informatyczne systemy sterowania (ICS) funkcjonowały w pełnej izolacji od otoczenia. Nie wykorzystywano technologii IC w architekturze budowy sieci, a nawet nie opierano się na softwarze Windows jako systemie operacyjnym (OS). Nie występował zatem problem usieciowionych struktur i mikrosterowników, wbudowanych w system. Jednak gdy luka pomiędzy tymi technologiami zaczęła się zmniejszać, użytkownicy rozpoczęli domagać się struktur bardziej przyjaznych i możliwości rekonfiguracji wyposażenia. Takie wymagania są obecnie oczywistością. Przejście od systemów, opracowanych przez użytkowników do systemu operacyjnego Windows następowało stopniowo, w przedziale czasowym 1995-1999 do 2000-2001wraz z rozpowszechnieniem systemu operacyjnego XP. We wcześniejszych wersjach nie przewidziano konieczności stosowania dla bezpieczeństwa układów Windows Firewall. Od 2002 r. systemy operacyjne stały się dostatecznie wyrafinowane dla stosowania w systemach sterowania, co spowodowało ich powszechne wprowadzenie. Jednak w 2010 r. przemysł ICS przeżył zasadniczy wstrząs, wraz z pojawieniem się wirusa Stuxnet, który zainfekował przeszło 50% komputerów w Iranie i poraził 20% instalacji jądrowych w tym kraju. Tak więc wszyscy mogli się przekonać o skuteczności działań dywersyjnych, wymierzonych w przemysłowe systemy sterowania oraz o ich wrażliwości na bardziej masowy atak. Cyberataki grup w rodzaju Energetycznego Niedźwiedzia prowadzą do uszkodzenia obiektów, bowiem hakerzy wnikają w infrastrukturę sterowania (np. elektrowni). Może to doprowadzić do całkowitego wyłączenia, załączenia zabronionego i wszelkich innych oddziaływań. Po raz pierwszy problem okazał się aż tak poważny, gdyż w infrastrukturze krytycznej pojawili się nowi i niepożądani partnerzy. Także po raz pierwszy system dostarczania energii okazał się aż tak zagrożony w swych działaniach.

Jak hakerzy dostają się do systemu?

Wraz ze wzrastającą złożonością nowoczesnej infrastruktury energetycznej oraz rosnącą centralizacją sterowania przez systemy ICS, rośnie również związane z tym ryzyko. Zgodnie z raportem Symantech wiele systemów SCADA i ICS funkcjonuje poza tradycyjnymi ograniczeniami bezpieczeństwa i wykazuje wrażliwość na ataki hakerskie. Czasem tylko jedno kliknięcie sprowadza niebezpieczeństwo, a uchronienie się przed nim wymaga działań dalece bardziej złożonych. Istnieje internetowy adres „shodan hq.com", który jest podobny do Google'a dla systemów o dużej wrażliwości. Wejście pod ten adres i zalezienie bramek SCADA daje wskazówki odnośnie każdego zagrożenia, z nadaniem potencjalnemu użytkownikowi nazwy i hasła. Łatwo można uzyskać dostęp do zbiorczej strony (np. dla Korei Płd) i zażądać informacji np. o aktualnym poziomie mocy bloków, czy jednostkowym chwilowym zużyciu paliwa. Cyberatak staje się trywialnie prosty. Równie niebezpieczny może się okazać Metasploit, narzędzie z możliwością wykorzystania do pozyskania informacji o stanie różnych urządzeń, łącznie z monitorowaniem systemu sterowania turbin lub systemu zarządzania zbiornikami elektrowni pompowych. Na ataki narażone są wszystkie elementy, objęte powszechnym dostępem. Historia każdego ataku pozostaje w pamięci i może być wykorzystywana do ponownego użycia. Nawet początkujący haker może z tego skorzystać.

Wraz z coraz powszechniejszym pojawieniem się technologii sieci inteligentnych (Smart Grids) coraz więcej nowych systemów zaopatrzenia w energię wchodzi do tzw. Internetu (rys. 4). Rzeczy (Internet of Things), który stwarza nowy poziom wrażliwości dzięki przejrzystości dużej liczby połączonych systemów oraz niskiemu bezpieczeństwu (lub nawet jego braku), często lekceważonemu w sąsiedztwie prostych urządzeń rys. 4. Istnieje i działa ponadto „czynnik ludzki". Poza pisaniem i rozpowszechnianiem zainfekowanych programów komputerowych hakerzy używają bardziej tradycyjnych metod szpiegowania z użyciem np. wirusa zbliżonego do Stuxnet. Jednak podstawowym narzędziem jest kradzież korespondencji e-mailowej. Wystarczy



Rys. 4. Transmisja danych w inteligentnej sieci przesyłowej

do korespondencji wprowadzić niewielką fałszywą informację, a ciekawość ze strony adresata - obiektu ataku - dokona reszty. W zupełnie nieoczekiwanym punkcie można wprowadzić łącze USB i następnie zrobić z niego użytek w stacji roboczej. Gdy to nastąpi, fałszujący program rozpocznie emisję danych zgromadzonych w systemie do hakera, który kontroluje przebieg ataku swymi poleceniami i programem sterującym.

Istnieje także klasa „certyfikowanych hakerów" lub „hakerów w białych kapeluszach". W odróżnieniu od „hakerów w czarnych kapeluszach", działających w złej woli, hakerzy etyczni starają się znaleźć słabe punkty systemów, celem ich zdefiniowania i likwidacji. Idea nie polega tylko na osiągnięciu wymaganego poziomu bezpieczeństwa, ale też działaniu całościowym (holistycznym), na poziomie pakietu software'owego i wykorzystaniu fizykalnego dostępu.

Zabezpieczenie infrastruktury krytycznej

Każda opowieść o cyberbezpieczeństwie daje się streścić triadą działań „zabezpieczać, zabezpieczać i jeszcze raz zabezpieczać". Firmy działające w tym obszarze dążą do zwielokrotnienia warstw bezpieczeństwa wokół systemów krytycznych. Zabezpieczenie musi być nie tylko wielowarstwowe, ale też wielorakie, prowadząc do bezpieczeństwa w otoczeniu systemów software'owych, infrastruktury fizycznej oraz ludzkiej percepcji. Po pierwsze zarządy elektrowni muszą mieć pewność, że ich oprogramowanie jest w pełni uaktualnione i jest kompatybilne ze znanymi wrażliwościami oraz zgodnie ze standardami międzynarodowymi (np. certyfikaty SDLA). Zapewnia to, że dostawca w swych produktach zapewnia warunki cyberbezpieczeństwa i gwarantuje czas życia procesu. Wykrycie „Energetycznego Niedźwiedzia" rzuca światło na potrzebę zwrócenia uwagi na cyberbezpieczeństwo całości oprogramowania i wyposażenia zgodnie z filozofią ICS. Wymaga to upewnienia się, że zachowana została należyta staranność przy kontroli parametrów bezpieczeństwa, zapewnionych przez dostawców software-'u. Następnie musi nastąpić staranna dokumentacja wszelkich modyfikacji, powodujących zmiany w systemie zarządzania (np. elektrownią). Konieczna jest pełna informacja o historii, mogąca służyć do przewidywania cyberbezpieczeństwa na drodze wykrycia obszarów wrażliwych i dokonania uogólnień, na podstawie metody prób i błędów, przydatnej na ogół dla innych systemów i urządzeń. W celu zwiększenia bezpieczeństwa można zalecić „strefę zdemilitaryzowaną" (DMZ), zbliżoną w działaniu do technik stosowanych w armii USA. Mamy wówczas silną osłonę zewnętrzną, mocne „ściany ogniowe", których pokonanie daje dopiero dostęp do struktur pośrednich i do innych ścian ogniowych, ale mniej agresywnych w reagowaniu i umożliwiających interfejsowi człowiek - maszyna (HMI) spokojne działanie bez istotnych opóźnień. Dalej napotykamy następną ścianę ogniową, bądź router o prostej liście kontrolnej dostępu i wreszcie znajdujemy się w centrum systemu. Wbudowane systemy są dostatecznie czułe, by czasem reagować przez wyłączenie. Konieczne jest wówczas dalsze utwardzenie warstwy zewnętrznej. Podejście DMZ jest zalecane przez instytucje standaryzacyjne (łącznie z Komitetem Automatyki Przemysłowej i Systemów Sterowania (ISA-99) i Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną (IEC)), gdyż hakerzy mają znacząco utrudniony dostęp do systemów. Jaka jest zatem reakcja tych „niegrzecznych chłopców"? Obecnie hakerzy dążą do infiltracji wszelkich sieci, niemal zawsze usiłując przejąć kontrolę nad najbardziej ważnymi obiektami i punktami o uprzywilejowanym dostępie. W przypadku infrastruktury krytycznej błędy wywołane w systemach SCADA i ICS (utrata kontroli, niewłaściwe zabezpieczenie, błędne uzyskanie priorytetu i inne problemy niewłaściwego zarządzania) tworzą warunki zagrożenia bezpieczeństwa. Mając to na uwadze, przedsiębiorstwa energetyczne (lub ogólniej - przedsiębiorstwa o cechach użyteczności publicznej) muszą mieć pewność, że właściwie zabezpieczają krytyczne części swego majątku i ograniczają ryzyko ataku przez wykorzystanie warstwowej struktury dostępu do danych. Oznacza to konieczność zabezpieczenia tradycyjnych systemów IT, SCADA, ICS i ich sterowników procesowych z systemem scentralizowanego zarządzania, umożliwiającego sterowanie, kontrolowanie, monitorowanie i raportowanie o wszystkich zdalnych i uprzywilejowanych punktach dostępu do systemu. W konsekwencji operatorzy elektrowni domagają się zinstytucjonalizowanej formy współpracy personelu w celu uniknięcia incydentów, wynikających z „czynnika ludzkiego". Należy traktować cyberbezpieczeństwo jako troskę o zdrowe warunki pracy i o bezpieczeństwo wieloaspektowe. Konieczne jest szkolenie personelu, uczulenie na możliwości ataku przez e-maile *(„phishing")* oraz kształcenie nawyku nieotwierania poczty elektronicznej nieznanego pochodzenia. Konieczne jest również wzmocnienie czujności, zwłaszcza na poziomie zarządczym, ponieważ menedżerowie nie są na ogół biegli w działaniach antyhakerskich. Można odnieść wrażenie, że podejście zainteresowanych firm polega bardziej na zapewnie-

> „Każda opowieść o cyberbezpieczeństwie daje się streścić triadą działań „zabezpieczać, zabezpieczać i jeszcze raz zabezpieczać"

niu powrotu do warunków pracy normalnej po ataku, niż na ochronie prze atakiem. Oczywiście nie należy odstępować od działań w imię poważnych środków bezpieczeństwa, wykraczając poza ramy obrony przez software poprzez zbudowanie rzeczywistej ochrony warstwami bezpieczeństwa, sieci back-up'owych, współpracujących z istniejącymi systemami, ale nie zintegrowanych z systemem SCADA, by nie oferować hakerom protokołu dostępu. Gdy oprogramowanie wykryje, że któraś z linii komunikacji (TCP/IP, GSM lub satelitarna) jest innym protokołem komunikacyjnym, to uśpiona do tej chwili, uzyskuje priorytet i może być wykorzystana jako podstawowa linia komunikacyjna. W zakresie działań przywracających stan normalny, firmy budują zwierciadlany system istniejącej infrastruktury użytkownika, umożliwiającej zdefiniowanie, które usługi funkcjonują on line w różnych scenariuszach awaryjnych. Dzięki komunikacji dwustronnej to podejście może nadawać priorytet różnym elementom systemu dostaw energii i wykorzystywać optymalizację. Gdy przedsiębiorstwo pracuje z firmami specjalizującymi się w bezpieczeństwie software'owym (np. Symantec), to istnieją wątpliwości, czy pełne bezpieczeństwo mogą zapewnić wyłącznie ściany ogniowe. Przy dublowaniu sieci zarażone mogą być wszystkie systemy, ale ich praca nie ulega kasacji, biznes jest kontynuowany i kończy się to katastrofą działań, mających w założeniu przywracać normalność.

Bezpieczeństwo w łańcuchu dostaw

Przedsiębiorstwa nie mogą troszczyć się tylko o zabezpieczenie swych działań w obrębie własnych organizacji. Zgodnie z danymi z 2013 r. cyberryzyko wchodzi obecnie na listę najważniejszych 10 ryzyk dla przedsiębiorstw brytyjskich i w rankingu zajmuje pozycję siódmą. Pierwszym, najważniejszym z ryzyk jest przerwanie produkcji na skutek ryzyka przerwy w dostawach, w którym może być zawarty efekt cyberbezpieczeństwa. Wskazać tu można na niedawny atak na amerykańską sieć Target, dokonany poprzez łańcuch dostaw nośników ciepła, wentylacji i chłodu (HVAC). Gdy przedsiębiorstwa infrastrukturalne rozrastają się i stają coraz bardziej złożone, to są zarazem trudniejsze do zaatakowania ponieważ będą zarazem bardziej skore do inwestowania w bezpieczeństwo. Stąd hakerzy usiłują zaatakować słabiej bronione obiekty łańcucha dostaw.

Upewnić się o gotowości

Nie istnieje droga do uzyskania pełnej odporności na hakerstwo, bez względu na to, jak duże środki mogą być w ten proces zaangażowane. Przedsiębiorstwo pracujące z systemem SCADA może wydawać coraz większe środki w celu zamknięcia pętli niebezpieczeństwa ataku. Przed dekadą wydatki wynosiły 5 mln USD, 9 lat temu - 15 mln USD, przed 8 laty - 20 mln USD, a niebezpieczeństwo, że nawet jeden element zainfekowany ujawni się w systemie, występuje nadal. Tak więc producenci energii elektrycznej żądają ubezpieczenia, które zapewni pokrycie strat bez względu na ich powód, zatem ubezpieczenie również staje się coraz droższe. Lista cyberryzyk jest narastającym problemem dla przedsiębiorstw energetycznych, obejmując przerwanie produkcji, starzenie się i awaryjność sieci, utratę przychodów, uszkodzenie i zestarzenie się elektroniki, utratę wiarygodności (najbardziej bolesna) oraz kradzież danych. Konieczne jest także pokrycie strat z tytułu inwestowania w cyberbezpieczeństwo oraz zatrudnienia specjalistów do ochrony i identyfikacji źródła cyberataków. Istotną rolę odgrywają również prawnicy. Jednakże przed negocjacjami odszkodowawczymi przedsiębiorstwo musi upewnić się, czy podjęło wystarczające kroki dla własnej ochrony. Konieczne jest sporządzenie zwięzłego formularza ubezpieczenia, a następnie broker ubezpieczeniowy w oparciu o dane z rynku wyszykuje ubezpieczycieli, skłonnych do podjęcia wyspecyfikowanych rodzajów ryzyka. Teraz klient i firmy ubezpieczeniowe, korzystają z usług brokera dla wytypowania niezależnego specjalisty IT. Specjalista ten sporządza raport, upewniający ubezpieczyciela o należytym przygotowaniu przedsiębiorstwa do podjęcia cyberryzyka. Specjalista IT kontroluje szereg cech: ściany ogniowe, ochronę przeciwwirusową, zarządzanie USB, filtrację poczty elektronicznej i jej kontrolę, graniczne ściany ogniowe korporacji chroniące system SCADA, sterowanie dostępu do sieci oraz zarządzanie Windows i dostępem do systemów. Niskie notowania w przeprowadzonej ocenie wynikają m.in. z niedostatecznie adresowanej oceny ryzyka cyberataku. Godne uwagi jest spostrzeżenie, że ubezpieczenie nie jest obroną przed opisywanym ryzykiem. Przedsiębiorstwo musi mieć świadomość, że niektórzy ubezpieczyciele unikają włączenia cyberbezpieczeństwa do polityki ochrony własności. Przedsiębiorstwa muszą zrewidować swój profil ryzyka i ocenić, czy polityka przedsiębiorstwa ma zabezpieczenie odszkodowawcze.

> Obecnie hakerzy dążą do infiltracji wszelkich sieci, niemal zawsze usiłując przejąć kontrolę nad najbardziej ważnymi obiektami i punktami o uprzywilejowanym dostępie

Przygotowanie do niebezpiecznej przyszłości

Narasta liczba realizacji inwestycji w zmieniającym się otoczeniu ryzyka. Pojawiają się również dążenia do utworzenia scentralizowanej instytucji, śladem istniejącego Instytutu Operacji Energetyki Jądrowej, którego działania zmierzają do zwiększenia bezpieczeństwa w tym sektorze energetyki. Konieczna jest jednolita odpowiedź przemysłu w zakresie zarządzania ryzykiem, bezpieczeństwa, działań w warunkach zagrożenia awaryjnego, badania stanów nienormalnych i straty sterowania. Przedsiębiorstwa, działające jako struktury krytyczne, powinny otrzymywać jednolite wskazania; nikt nie tęskni za powtórzeniem sytuacji, która wynikła po cyberataku na amerykański Target, gdy regulatorzy i interesariusze stali się coraz bardziej agresywni i bezwzględni w działaniu. Jednakże rządy muszą zrozumieć, że ubezpieczenie nie może być jedynym rozwiązaniem problemu cyberryzyka. Politycy zdają się sądzić, że istnieje nieograniczony potencjał ubezpieczeń - nie jest to jednak prawdą. Ubezpieczyciele mają środki ograniczone i mogą nawet nie wchodzić w niebezpieczną - w ich mniemaniu - grę. Niezbędne jest porozumienie stron w celu lepszego zarządzania cyberryzykiem oraz modelowania ryzyka i polepszenia bezpieczeństwa. Rządy i instytucje muszą współpracować dla ochrony najbardziej wrażliwego majątku i obserwujemy z ulgą, iż tak zaczyna się to już dziać. Przykładem jest sytuacja w USA, gdzie rząd opublikował dokument o ramowych zasadach cyberbezpieczeństwa (Cybersecurity Framewerk) dla elektrowni, przedsiębiorstw gospodarki wodnej i innych przedsiębiorstw infrastruktury. Dokument ten wprowadza nową jakość do polityki ubezpieczeniowej z uwzględnieniem cyberbezpieczeństwa dla ważnych przedsiębiorstw, w tym energetycznych. Cechą tego podejścia jest „obrona pierwszej linii", co również jest właściwością nowego brytyjskiego programu treningu w zakresie cyberbezpieczeństwa, opracowanego przez Rządowe Kolegium Planowania Kryzysowego. Program Cybx jest symulatorem do szkolenia personelu technicznego w warunkach pozorowanego cyberataku. Program oddaje realia ataku z użyciem najnowszego oprogramowania i skrajnych wartości parametrów tego ataku. Uczestnictwo w szkoleniu certyfikowane jest świadectwem uzyskania kwalifikacji.

Poważny biznes

Konsekwencje cyberataków mogą być szczególnie poważne dla przedsiębiorstw związanych z energią. Wiele problemów wynika przy modernizacji systemów SCADA w przedsiębiorstwach, zwłaszcza gdy chodzi o systemy bardzo stare, stwarzające kłopoty ze stabilnością. Ilustrować to może przykład wzięty z praktyki zarządzania platformą wiertniczą w przemyśle naftowym: modernizacja oprogramowania polega na pełnej wymianie softwer'u. W następstwie tych działań, kilka dni później następuje eksplozja z katastrofalnymi skutkami dla środowiska. W terminologii ubezpieczeń w czasie od rozpoczęcia wymiany oprogramowania aż po niezamierzone jej skutki mamy okres, w którym obiekt nie kwalifikuje się do ubezpieczenia, nie istnieje bowiem na tym rynku dostateczny potencjał dla podjęcia działań typu „insurance". Konieczne jest zrozumienie wagi tego zjawiska: tylko w 2013 r. realny skutek cyberataków na przemysłowe systemy sterowania w skali światowej w 5% tych działań hakerskich prowadził do skutków śmiertelnych w najbliższym otoczeniu. Podczas gdy atak na komputer w obszarze IT skutkuje w najgorszym przypadku utratą możliwości korzystania z poczty elektronicznej, to w przypadku przemysłu dostaw energii - skutkiem może być utrata życia przez personel obsługi i eksploatacji w kluczowym obecnie sektorze gospodarki. Jeżeli cyberatak prowadzi do wprowadzenia do software'u fałszywych danych o historii procesu i przesłanie ich do systemu alarmowania, to w rezultacie nastąpi demontaż działań w procesie wykrywania i kasowania błędów. Możliwe jest wówczas nieprawidłowe zadziałanie, a w przypadku scenariusza najgorszego - spowodowanie dramatycznego wypadku. „Potrzebne jest przebudzenie w obliczu zagrożeń rodem z literatury science fiction, które stały się rzeczywistością. Wszyscy muszą uczestniczyć w ograniczaniu konsekwencji tego rodzaju problemów - dziś obserwujemy dopiero pierwsze symptomy niebezpieczeństwa, ale świat się zmienia i musimy nadążać za tymi zmianami"- taka jest konkluzja rozważań T. Bayar'a.

Post Scriptum

16 stycznia 2015 r. światowe agencje informacyjne przekazały za brytyjską ITV komunikat „Brytyjska Agencja Wywiadu Elektronicznego GCHQ i amerykańska Agencja Bezpieczeństwa Narodowego NSA powołają do życia specjalną komórkę wywiadu dla przeciwdziałania cyberatakom na infrastrukturę informacyjną, portale rządowe i banki centralne. Będą one prowadzić ćwiczenia symulacyjne dla zbadania scenariuszy możliwych ataków w celu zapobiegania wykorzystania Internetu do działań terrorystycznych". Premier UK D. Cameron stwierdził ponadto, że „punkt ciężkości w komunikacji elektronicznej musi (...) przesunąć się od obrony prywatności w stronę prewencji antyterrorystycznej".

T. Bayar: Cybersecurity in the power sector. Power Eng. Intern. Vol. 22, Iss. 9, Oct. 2014 □

Stanisław Poręba, Maciej Przybylski, Michał Zapaśnik, Ernst & Young Business Advisory

RYNEK MOCY
krajowego systemu elektroenergetycznego

Energia elektryczna jest specyficznym towarem, ze względu na brak technologicznych możliwości jej magazynowania w istotnych ilościach po racjonalnych kosztach. W związku z tym w danym momencie konieczne jest jednoczesne produkowanie niemal całej zużywanej energii. Oznacza to, że zapewnienie ciągłych dostaw energii elektrycznej wymaga utrzymywania w systemie zdolności wytwórczych (mocy dyspozycyjnej) w ilości potrzebnej do produkcji zużywanej energii. Konieczne są też rezerwy mocy na przypadki awaryjne i pokrycie wahań zużycia.

Rola mocy w dostawach energii elektrycznej

Obecne urządzenia zużywające energię elektryczną wymagają wysokich standardów jakościowych, a w systemach energetycznych na ogół utrzymuje się niezawodność dostaw na poziomie 99,9% lub wyżej (przy której łączny czas tolerowanych przerw w dostawach jest niższy niż 9 godzin w roku). Dla ilustracji, jeżeli odbiorca byłby zasilany z własnego agregatu o dyspozycyjności 90%, to dla uzyskania takiej samej ciągłości zasilania, konieczne byłoby utrzymywanie w rezerwie kolejnych dwuch agregatów. W systemie elektroenergetycznym połączonym z innymi systemami wystarczą rezerwy poniżej 10%.

Brak dostaw energii powoduje straty lub utraty korzyści wielokrotnie przekraczające jej cenę, ponieważ niemal wszystkie działania człowieka są powiązane ze zużyciem energii. Przeciętne straty finansowe dla gospodarki z tytułu niedostarczonej energii oblicza się jako iloraz produktu krajowego brutto i ilości zużywanej energii, w Polsce jest to około 10 000 zł/MWh. Oznacza to, że dopuszczenie do braku wymaganych mocy dyspozycyjnych w systemie i przerw w dostawach energii hamuje wzrost gospodarczy. Polska przekonała się o tym w latach 70, a Kalifornia na przełomie wieków. Warto podkreślić, że w przypadku Kalifornii były zawarte kontrakty importowe na dostawy ponad 6000 MW. Jednak w czasie kryzysu, którego skutki są odczuwane do dziś, dostarczano tylko 1500 MW. Stąd też bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, a w szczególności odpowiednia ilość i struktura mocy w KSE, są jednym z najważniejszych zadań dla rządzących.

Rynek i regulacje zapewniające wymagane ilości mocy

Przez niemal 100 lat rozwoju elektroenergetyki w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi i obrocie między firmami energetycznymi stosowano dwie płatności za dwa towary - za moc i za energię. Wraz z wprowadzaniem konkurencji zaczęto przechodzić na rozliczenia jednotowarowe, rozwijając tylko rynek energii. W USA po wystąpieniu braków mocy i przerw w dostawach, wprowadzono dla strony popytowej zobowiązanie kontraktacji mocy dyspozycyjnej w wysokości około 1,15 szczytowego poboru w następnym roku. Na bazie tej regulacji w USA rozwijają się różne formy rynków mocy, a problem niedoborów mocy przestał być istotny. Spada ryzyko dla inwestorów w nowe źródła wytwarzania, a tym samym koszt kapitału, a w konsekwencji ceny energii.

W krajach UE również występowały przerwy w dostawach i stany zagrożeń na przełomie wieków. W 2006 r. wprowadzono dyrektywę o bezpieczeństwie dostaw energii i inwestycji energetycznych, na jej podstawie w kilku krajach wprowadzono taryfowe płatności za moc, m.in. w Hiszpanii, Portugalii i Grecji. Obecnie, pod naciskiem Komisji Europejskiej, wprowadza się elementy konkurencji, ewolucyjnie przechodząc do rynku mocy. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej wymusza szybki rozwój źródeł odnawialnych w technologiach niesterowalnych (wiatrowe i fotowoltaiczne), a to potęguje problemy z zapewnianiem wymaganych mocy dyspozycyjnych w technologiach niezależnych od pogody (sterowalnych). Szybko zmieniające się regulacje unijne wprowadzają wysokie ryzyko dla podmiotów inwestujących w sterowalne jednostki cieplne i wodne. Energia z dotowanych jednostek odnawialnych przejmuje produkcję i przychody jednostek węglowych i gazowych, a ponadto obniża ceny rynkowe. Coraz większa ilość jednostek cieplnych nie uzyskuje przychodów zapewniających ich utrzymanie i jest likwidowana. W takiej sytuacji, szybko rośnie zagrożenie bezpieczeństwa dostaw. Przy dość pasywnej postawie Komisji Europejskiej, w wielu krajach wprowadzono mechanizmy mocowe (płatności za moc lub za rezerwy mocy), a w kilku opracowano plany wprowadzenia rynku mocy. W Wielkiej Brytanii wprowadzono rynek mocy w 2014 r. po uzgodnieniu z Komisją Europejską, Francja prawdopodobnie też już zakończyła uzgodnienia, bo 22 stycznia opublikowano decyzję ministra energii wprowadzającą zasady i harmonogram działania rynku mocy.

Sytuacja w Polsce

Wprowadzanie rynku energii w Polsce rozpoczęło się już w 1990 r., ale było ubezpieczane mechanizmami mocowymi. W latach 90. funkcjonowały płatności za moc, potem do 2008 r., dość wysokie płatności za rezerwy mocy. Spadek płatności za rezerwy mocy i rozwiązanie kontraktów długoterminowych spowodowały skokowy wzrost cen energii, ale po czterech latach inne czynniki spowodowały ich spadek.

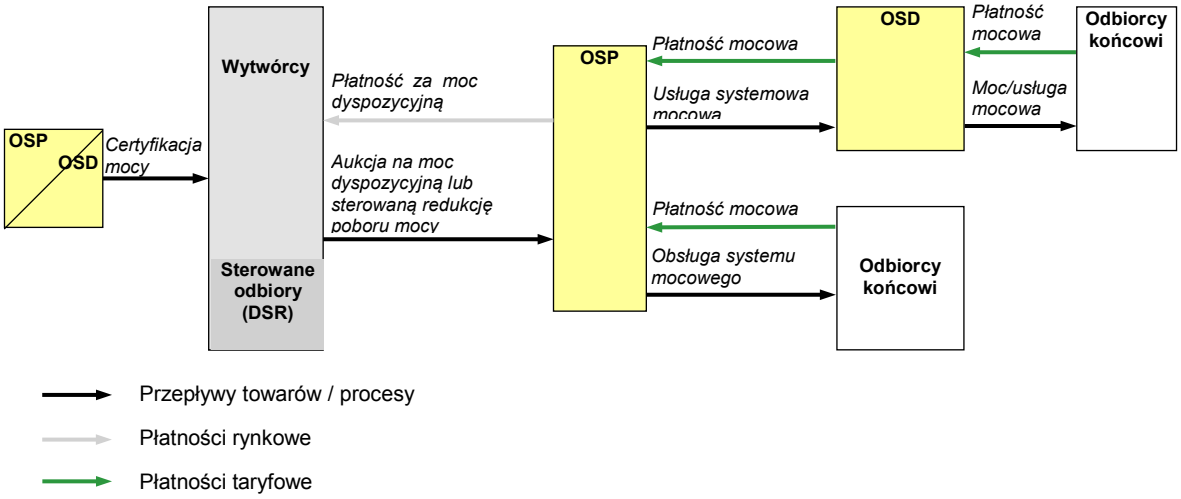
> Brak dostaw energii powoduje straty lub utraty korzyści wielokrotnie przekraczające jej cenę, ponieważ niemal wszystkie działania człowieka są powiązane ze zużyciem energii

W latach 2012-2013 nastąpił gwałtowny spadek przychodów jednostek wytwórczych na węgiel kamienny, prowadząc do ujemnych wyników finansowych w 2013 r. Było to wynikiem spadku cen i przejmowania produkcji przez elektrownie wiatrowe, rozwijane znacznie szybciej niż planowano w polityce energetycznej z 2009 r. Dla rozwiązania problemu brakujących przychodów i powstrzymania likwidacji wielu niezbędnych jednostek, konieczne było istotne powiększenie płatności za rezerwy operacyjne mocy.

Dalszy rozwój elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych wymaga dalszych działań dla zabezpieczenia dostaw w okresach, kiedy one nie pracują. Przy obecnych technologiach i relacjach cenowo-kosztowych, najtańszym sposobem zapewniania bezpieczeństwa dostaw jest utrzymywanie w dyspozycyjności jednostek węglowych. Ponieważ tracą one produkcję w coraz większym stopniu na rzecz elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, w celu zapewnienia rentownej eksploatacji, wymagają przychodów z płatności mocowych. Na podstawie polskich i zagranicznych doświadczeń, najkorzystniej jest wprowadzać płatności z maksymalną ilością elementów rynkowych, czyli rynek mocy.

Stabilizacja przychodów wytwórców zmniejsza ryzyko inwestorów, co pozwoli na eliminację okresów braku podejmowania decyzji inwestycyjnych i zagrożeń dla zrównoważenia bilansu mocy. Ze względu na wysokie ryzyko inwestorów, od wielu lat budowa sterowalnych jednostek wytwórczych jest na poziomie znacznie niższym niż planowany w polityce energetycznej. Decyzje właścicielskie głównych firm o budowie kilku dużych bloków pozwolą na zamknięcie bilansu mocy do około 2025 r. Nie rozwiązuje to problemu wymiany jednostek o mocy kilkunastu tysięcy MW zbudowanych w latach 70., a przewidzianych do zastąpienia w latach 20.

Analizy stanu istniejącego i prognozy na lata do 2030 r. wskazują na występowanie istotnych zagrożeń dla bezpieczeństwa do-



Rys. 1. Scentralizowany rynek mocy - uczestnicy, relacje i przepływy finansowe *(Źródło: Analizy EY)*

staw energii, a koszty niedostarczonej energii mogą zahamować gospodarczy rozwój Polski. Możliwości wykorzystania importu są dość ograniczone, ponadto wg analiz ENTSO-E (organizacja OSP z krajów UE), potencjalni dostawcy-kraje też mają problemy z bilansem mocy po 2020 r.

Niezbędne są działania nakierowane na zapewnienie sygnałów inwestycyjnych dla budowy nowych mocy oraz utrzymania w eksploatacji istniejących jednostek. Dla wyboru optymalnych rozwiązań, analizowano wszystkie mechanizmy mocowe stosowane w innych krajach. Na podstawie analiz sytuacji w Polsce optymalne jest wprowadzenie rynku mocy z pierwszą dostawą w 2020 r.

Preferowany model rynku mocy

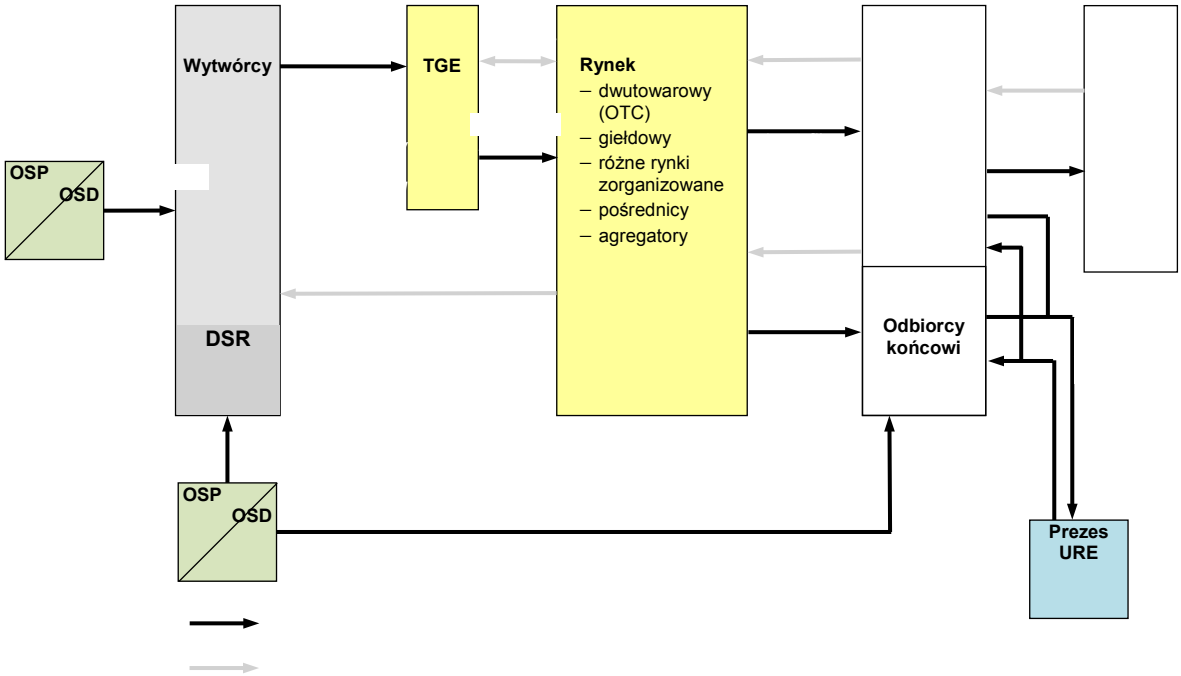
Ze względu na przygotowania do wprowadzenia scentralizowanego rynku mocy w Anglii, a we Francji - zdecentralizowanego, w Polsce zostały opracowane rozwiązania dla obu modeli rynku mocy. Model scentralizowany zakłada funkcjonowanie konkurencji tylko po stronie podażowej. Dostawcami mocy mogą być operatorzy istniejących jednostek wytwórczych i odbiorów ze sterowanych poborem oraz inwestorzy nowych jednostek. W obrocie może być tylko moc certyfikowana, która spełnia ustalone warunki, przede wszystkim możliwość dostawy mocy na polecenia operatora systemu przesyłowego.

Ze względu na przygotowania do wprowadzenia scentralizowanego rynku mocy w Anglii, a we Francji - zdecentralizowanego, w Polsce zostały opracowane rozwiązania dla obu modeli rynku mocy

Zakupu dokonuje się z czteroletnim wyprzedzeniem dla umożliwienia udziału jednostek wybudowanych w tym okresie. Jedynym kupującym jest OSP, ale ilość kupowanej mocy i zasady zakupu są zatwierdzane przez Ministra Gospodarki po zaopiniowaniu przez prezesa URE. Płatności za moc lub redukcję poboru są dokonywane miesięcznie po dostawie, niedotrzymanie dostaw jest obłożone sankcjami. Pokrywanie kosztów zakupu mocy jest dokonywane na warunkach taryfowych, nośnikiem opłaty jest moc zamówiona odbiorców końcowych.

Scentralizowany model rynku mocy wprowadzono w Wielkiej Brytanii w 2014 r. po dwuletnich uzgodnieniach z Komisją Europejską. Pod koniec roku odbyła się aukcja, w której zakupiono ok. 50 GW mocy dyspozycyjnej po cenie ok. 100 000 zł/MW/R., co obciąża cenę energii ok. 20 zł/MWh. Ponieważ została już przetarta droga uzgodnień z Komisją Europejską, proponuje się wprowadzić w Polsce podobny model.

Model zdecentralizowany funkcjonuje w sposób zbliżony do obecnego rynku kolorowych certyfikatów, a podstawą są prawne zobowiązania strony popytowej (odbiorców końcowych lub ich dostawców) do pozyskania mocy dyspozycyjnej w proporcji do mocy umownej. W tym modelu aktywna jest strona podażowa, ale wprowadzenie wymaga dłuższego okresu przygotowawczego. Gdyby Francja wprowadziła ten model, a potem inne kontynentalne kraje UE, w Polsce można dość łatwo przejść od modelu scentralizowanego do zdecentralizowanego.



Rys. 2. Zdecentralizowany rynek mocy - uczestnicy, relacje i przepływy finansowe *(Źródło: Analizy EY)*

Planowane efekty rynku mocy

Podstawowym efektem jest wyeliminowanie zagrożenia przerw w dostawach energii elektrycznej z powodu niewystarczających ilości mocy dyspozycyjnej. Rozwiązanie problemu „brakujących przychodów" umożliwia utrzymanie wymaganych ilości mocy dyspozycyjnej nawet przy szybszym rozwoju elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych. Stabilizacja przychodów w części pokrywającej koszty stałe obniża ryzyko inwestorów, a tym samym powoduje zwiększenie inwestycji w źródła cieplne.

Wprowadzenie rynku mocy powinno również doprowadzić do udziału w regulacji i do rezerwowania elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych nawet bardzo małych jednostek wytwórczych oraz odbiorów z możliwością sterowania poborem mocy. W Polsce można uzyskać w ten sposób ok. 1500 MW mocy regulacyjnej kosztem wielokrotnie niższym, niż budowa i eksploatacja nowych jednostek gazowych.

Powyższe efekty usuwają istotną barierę w rozwoju niesterowalnych źródeł odnawialnych.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw poprzez zakontraktowanie mocy z czteroletnim wyprzedzeniem, pozwala na dopuszczenie większego ryzyka w wykorzystaniu połączeń transgranicznych. Umożliwia to redukcję stosowanych rezerw oraz marginesów bezpieczeństwa i zwiększenie wymiany międzynarodowej, zwłaszcza do optymalizacji kosztów zmiennych produkcji energii na większym obszarze. Warto przypomnieć, że nie tak dawno przez istniejące połączenia eksportowano ok. 20 TWh rocznie, a import też wynosił kilkanaście TWh.

Stabilizacja łącznych cen energii elektrycznej pozwala na ograniczenie ryzyka dostawców i działań na rzecz poprawy efektywności wykorzystania energii. W dłuższym okresie obniżenie ryzyka zarówno w wytwarzaniu, jak i w dostawach energii elektrycznej skutkuje obniżeniem kosztu kapitału, a tym samym kosztów i cen energii.

Wnioski

Kilkunastoletnie doświadczenia funkcjonowania rynku mocy w USA w pełni potwierdzają uzyskanie powyższych efektów. Płatności za moc lub rezerwy mocy stosowane przez ostatnie 10 lat w Hiszpanii i w innych krajach rozwiązują problem bezpieczeństwa dostaw, ale nie dają takich efektów ekonomicznych. Korzystajmy z tych doświadczeń i wybierajmy bardziej efektywne rynkowe rozwiązania, nawet jeżeli są trudniejsze do wprowadzenia ze względu na większy stopień złożoności. □

Rozmowa z **Ryszardem Biernackim**, dyrektorem naczelnym ds. inżynierii produkcji w KGHM Polska Miedź S.A.

Jakość energii elektrycznej, a odbiorca przemysłowy

Czym jest jakość energii elektrycznej dla takiego odbiorcy jak KGHM?

KGHM to przedsiębiorstwo górniczo-hutnicze o zasięgu globalnym. Jesteśmy firmą, która w procesie produkcji miedzi, srebra, złota oraz innych produktów, które wytwarzamy jest właścicielem całego procesu. KGHM w Polsce, to trzy kopalnie działające na obszarze górniczym o powierzchni 466 km^2, zakłady wzbogacania rudy oraz trzy huty. Zużycie energii elektrycznej na poziomie 2,6 TWh w ciągu roku stawia nas w gronie największych konsumentów energii elektrycznej w Polsce. Tak duże zużycie energii elektrycznej w procesie produkcji jednoznacznie określa jej kluczową rolę i wpływ na bezpieczeństwo załogi, ciągłość procesu technologicznego oraz efektywność produkcji. Należy podkreślić, że tylko w podziemnych wyrobiskach górniczych w ciągu jednej zmiany na głębokościach od 600 m do ponad 1200 m znajduje się 4500 pracowników, w ciągu jednej minuty wtłaczane jest do wyrobisk górniczych ponad 430 000 m^3 powietrza i wypompowywanych na powierzchnię 60 m^3 wody. Brak napięcia zasilania podstawowych obiektów ruchu zakładu górniczego przez okres 20 min. wymaga zgodnie z przepisami ewakuacji załogi. Właśnie takie elementy jak bezpieczeństwo pracowników oraz bezpieczeństwo energetyczne KGHM determinują nasze działania w zakresie zagwarantowania odpowiedniej jakości energii elektrycznej. KGHM to nie tylko przedsiębiorstwo górniczo-hutnicze, to również przedsiębiorstwo energetyczne, które jest odbiorcą energii, odbiorcą przemysłowym, operatorem systemu dystrybucyjnego oraz producentem energii elektrycznej. Ta sytuacja stwarza, że w sposób szczególny traktujemy odpowiedzialność za jakość energii elektrycznej. Podejmujemy szereg działań, aby jako odbiorca tak dużych ilości energii elektrycznej oraz producent i dostawca energii elektrycznej spełniać wszelkie wymagania określone w aktualnych przepisach oraz być przedsiębiorstwem odpowiedzialnym społecznie. Wspólnie z PSE oraz Tauron Dystrybucja podejmujemy szereg działań w celu utrzymania bezpieczeństwa energetycznego KGHM na jak najwyższym poziomie.

Czy przy takim podejściu do jakości energii elektrycznej KGHM ma zapewnione bezpieczeństwo energetyczne?

Oczywiście robimy wszystko, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne w naszej firmie, maksymalnie ograniczyć ryzyko jakie niesie brak napięcia lub zakłócenia wynikające ze złej jakości energii. Jednak jesteśmy świadomi, że życie może zaskoczyć nas różnymi niespodziankami, dlatego troska o bezpieczeństwo energetyczne w firmie jest obszarem ciągłych analiz oraz wdrożeń nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych.

Czy mieliście w swojej historii tego typu niespodzianki?

Niestety tak. Pierwsze poważne zdarzenie związane z zakłóceniami w dostawie i jakości energii wystąpiło 18 stycznia 2007 r. Nad dolnym Śląskiem przeszedł wówczas orkan „Cyryl". Prędkość wiatru dochodząca do 135 km/h, pozbawiła życia 6 osób. Bez prądu było około milion gospodarstw domowych, połamane drzewa oraz słupy linii energetycznych spowodowały, że z 52 linii energetycznych 110 kV zasilających stacje transformatorowo-rozdzielcze 110/6 kV KGHM, czynnych pozostało tylko kilka. W wyniku przerw w dostawie energii elektrycznej wystąpiły zakłócenia w procesach technologicznych - doty-

czyło to przede wszystkim hut i zakładów wzbogacania rudy - powodując straty w produkcji. Nastąpiło również zagrożenie zdrowia ludzi przebywających w kopalniach pod ziemią.

Rozumiem, że te doświadczenia były powodem do rozpoczęcia działań w zakresie poprawy bezpieczeństwa energetycznego?

Tak było. W tym momencie zaczęliśmy patrzeć na kwestie pewności zasilania oraz jakości energii nieco inaczej. KGHM oprócz strat związanych z zatrzymaniem ciągu produkcyjnego nie odnotował poważniejszych strat. Potraktowaliśmy jednak to zdarzenie jako swoiste ostrzeżenie od losu. Przeanalizowaliśmy bardzo gruntownie zaistniałą sytuację. Sposób zachowania się pracowników, służb dyspozytorskich, wrażliwość urządzeń na zakłócenia w jakości dostarczanej energii elektrycznej, nasze systemy łączności oraz powiadamiania alarmowego oraz wiele innych obszarów. Ta analiza pozwoliła na opracowanie planu działań naprawczych w obszarach, które miały kluczowe znaczenie dla poziomu bezpieczeństwa energetycznego firmy. Należy podkreślić, że analiza ta była prowadzona wspólnie ze służbami technicznymi i dyspozytorskimi EnergiaPro S.A. - obecnie Tauron Dystrybucja. W wyniku wielu spotkań podjęto szereg wspólnych działań w zakresie:

- poszerzenia pasów ochronnych pod liniami 110 kV zasilającymi obiekty KGHM.,
- zastosowania źródeł zasilania rezerwowego w systemach łączności i powiadamiania alarmowego,
- opracowania nowych instrukcji współpracy pomiędzy służbami dyspozytorskimi EnergiaPro oraz Oddziałów KGHM Polska Miedź S.A.,
- uruchomienia trzech niezależnych bezpośrednich systemów łączności pomiędzy ZDR w Legnicy a dyspozytorem każdego Oddziału KGHM,
- budowy systemu wymiany informacji pomiędzy układami telemechaniki KGHM i EnergiaPro,
- zlecenia do realizacji ekspertyzy „Bezpieczeństwo zasilania KGHM Polska Miedź S.A. na wypadek zakłóceń w pracy spowodowanych działaniem siły wyższej",
- analizy możliwości dostosowania istniejących elektrociepłowni należących do „Energetyka" Sp. z o.o. w Lubinie do pełnienia funkcji zasilania rezerwowego i pracy wyspowej.

Powołano również wewnętrzną Komisję w sprawie bezpieczeństwa energetycznego KGHM Polska Miedź S.A.

Na ile te działania poprawiły bezpieczeństwo energetyczne firmy?

Rok 2009 przyniósł weryfikację naszych działań, które podjęliśmy po zdarzeniach z 2007 r. Po raz kolejny pojawiły się zakłócenia w systemie energetycznym zasilającym KGHM. Mieliśmy więc okazję sprawdzić, co przyniosły nasze działania w zakresie poprawy bezpieczeństwa energetycznego. 4 lipca 2009 r. z powodu rozległych awarii w sieci przesyłowej 220 kV PSE Operator S.A. wystąpiły zakłócenia i wyłączenia w sieci dystrybucyjnej EnergiaPro S.A. W następstwie tego, w sieci EnergiiPro Oddział w Legnicy pojawiły się deficytowe obszary mocy i w konsekwencji groźne zjawiska przeciążeń linii oraz spadków napięć. Wystąpiły również wyłączenia nielicznych fragmentów ciągu technologicznego KGHM. W wyniku podjętych wspólnie z naszym dostawcą energii działań tym razem mieliśmy stały kontakt telefoniczny, wgląd w aktualną sytuację systemu elektroenergetycznego zasilającego KGHM - dzięki podjętym działaniom w zakresie pełnej i wspólnej wizualizacji systemu. Sprawdziły się zasady określone w nowych instrukcjach współpracy. To następne doświadczenie pokazało jednak, że w kwestii bezpieczeństwa energetycznego zawsze będą występować obszary, które należy poprawiać oraz udoskonalać.

> Akty normatywne regulujące podejście do jakości energii elektrycznej nie dotyczą tylko dostawcy, ale wyznaczają również reguły, które musi spełnić każdy odbiorca

No tak, ale czy tylko czynniki zewnętrzne - niezależne od odbiorcy - mają wpływ na jakość energii elektrycznej?

Oczywiście, że nie. Akty normatywne regulujące podejście do jakości energii elektrycznej nie dotyczą tylko dostawcy, ale wyznaczają również reguły, które musi spełnić każdy odbiorca. Przyczyną zakłóceń napięcia zasilającego mogą być czynniki leżące zarówno po stronie dostawcy energii elektrycznej - zwarcia w sieci, przerwy w zasilaniu, niedostateczna kompensacja mocy biernej, jakość urządzeń zasilających i dystrybucyjnych, itp., jak i po stronie odbiorcy - odbiorniki generujące zakłócenia przekazywane do sieci, niewłaściwie zaprojektowana i eksploatowana sieć i urządzenia elektroenergetyczne. Kwestia jakości energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym zależna jest zarówno od dostawcy, jak i od podejścia odbiorcy. Ilość odbiorników nieliniowych, lawinowa wymiana żarówek na tzw. żarówki energooszczędne, generujące wyjątkowo niekorzystne zakłócenia w sieci zasilającej, spowodowały że o jakości energii elektrycznej zaczynają decydować głównie odbiorcy energii, a nie jej dostawcy. Zła jakość energii elektrycznej generuje dodatkowe koszty wynikające z postoju urządzeń wrażliwych na zakłócenia w zasilaniu. Zaburzenia, takie jak zapady napięcia, mogą spowodować przerwę w pracy krytycznych, z punktu widzenia zakładu przemysłowego, maszyn i urządzeń. Podstawowe obiekty w ruchu zakładu górniczego, tj. wyciągi

szybowe, główne stacje wentylatorów, pompy głównego odwadniania, w hutach - sprężarki w tlenowni, piec zawiesinowy, pompy w układach chłodzenia są szczególnie wrażliwe na zakłócenia. Przerwy w ich pracy mogą spowodować poważne konsekwencje związane z bezpieczeństwem pracowników i generować liczone w milionach złotych straty. Dlatego też w przypadku KGHM stale prowadzony jest proces modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej. Wszystkie modernizowane stacje transformatorowo-rozdzielcze 110/6 kV, czy też 110/10 kV, są stacjami bezobsługowymi wyposażonymi w wysokiej klasy analizatory jakości energii, systemy monitoringu oraz zdalnego sterowania. Sukcesywnie remontowane lub wymieniane na nowe są transformatory średniego napięcia, zabudowywane są filtry wyższych harmonicznych, kompensatory grupowe oraz indywidualne. Prowadzimy stałe audyty obszaru elektroenergetycznego. W przypadku wystąpienia zakłóceń uzyskiwane z systemów nadzoru informacje pozwalają na podjęcie optymalnych decyzji i wyeliminowanie lub ograniczenie zaistniałych zagrożeń. Pozwalają również na przeprowadzenie dokładnej analizy zdarzenia po ich zakończeniu i podjęcie działań zapobiegawczych na przyszłość. KGHM to przecież przedsiębiorstwo energetyczne posiadające 21 stacji transformatorowo-rozdzielczych 110/6 kV - w tym trzy stacje 110/10 kV, zasilane jest 52 liniami energetycznymi 110 kV, zaś zamówiona moc to ok. 380 MW. Należy zaznaczyć, że wiele inicjatyw prowadzonych jest wspólnie z PSE oraz Tauron Dystrybucja. Budowa nowych GPZ, linii energetycznych 110 kV, linii 400 kV relacji Czarna-Polkowice znacznie podnosi bezpieczeństwo energetyczne KGHM. Świadomi odpowiedzialności za ewentualne skutki niewłaściwej eksploatacji instalacji, maszyn i urządzeń elektrycznych, nie tylko na własne bezpieczeństwo energetyczne, ale również na Krajowy System Energetyczny, robimy wszystko, aby nasza firma była postrzegana jako odbiorca odpowiedzialny i kompetentny.

Wspomniał Pan również, że KGHM jest producentem energii elektrycznej.

Tak. KGHM to nie tylko wielki odbiorca energii elektrycznej, ale również jej producent. 3 listopada 2014 r. uruchomiliśmy nasze 2 bloki gazowo-parowe, które produkują energię elektryczną oraz ciepło w wysokosprawnej kogeneracji. Bloki te są w stanie wyprodukować 25% rocznego zapotrzebowania KGHM na energię elektryczną. Należy podkreślić, że zaprojektowano je w taki sposób, aby w przypadku black-out'u Krajowego Systemu Energetycznego - podobny jaki miał miejsce w 2007 r. - mogły pracować „wyspowo" i przejąć zasilanie kluczowych, z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego KGHM, obiektów. W przypadku Huty Miedzi w Głogowie praca bloku gazowo-parowego pozwoli na bezpieczne zatrzymanie procesu technologicznego, zaś w przypadku kopalń ewakuację pracowników z podziemnych wyrobisk górniczych. Bloki gazowo-parowe wyposażone są w bardzo rozbudowaną aparaturę pomiarowo-regulacyjną. Pracują ze sprawnością 75-82%, automatycznie dobierając optymalne punkty pracy turbin gazowych do aktualnego zapotrzebowania na ciepło. Produkowana energia elektryczna w całości konsumowana jest przez KGHM i jako autoproducent uzyskujemy z tego tytułu określone profity finansowe. Wytwarzane w blokach ciepło wykorzystywane jest częściowo w procesach technologicznych huty i w systemach ciepłowniczych takich miast jak: Głogów, Polkowice, Lublin.

> Przyczyną zakłóceń napięcia zasilającego mogą być czynniki leżące zarówno po stronie dostawcy energii elektrycznej (…), jak i po stronie odbiorcy (…)

KGKM w zakresie jakości energii elektrycznej współpracuje z AGH. Proszę przybliżyć ten temat.

Po zdarzeniach z 2007 oraz 2009 r. KGHM zwrócił się do AHG z prośbą o analizę kosztów złej jakości energii elektrycznej. W kopalni ZG Lubin zarówno w polach zasilających, jak i odpływowych została zabudowana aparatura pomiarowa, która przez kilka miesięcy rejestrowała podstawowe parametry odpowiedzialne za jakość energii elektrycznej.

Wynikiem tych badań był raport, który pokazał jak wiele jest do zrobienia zarówno po stronie dostawcy, jak i odbiorcy energii w celu zapewnienia jej właściwych standardów. Oczywiście natychmiast rozpoczęliśmy proces naprawczy. Praca naukowców i pracowników Katedry Automatyki Napędu i Urządzeń Przemysłowych AGH pod kierunkiem prof. dr hab. inż. Zbigniewa Hanzelki pokazała jaki wpływ na biznes i bezpieczeństwo ma jakość energii elektrycznej. W 2010 r. zleciliśmy analizę i badania naszych transformatorów średniego napięcia. Prawie 60% naszych transformatorów to transformatory, które były eksploatowane przez 20-40 lat. Przebadaliśmy wszystkie transformatory, w pełnym zakresie zgodnie z polską normą, przeanalizowaliśmy wszelkie czynności eksploatacyjne oraz stany awaryjne od 2000 do 2010 r. Dzięki temu uzyskaliśmy następne cenne informacje. Transformatory 30-40-letnie zostały przeznaczone do wymiany. Ich remont ze względu na technologię ich wykonania, koszt remontu i generowane straty był nieopłacalny. Określiliśmy straty energii we wszystkich transformatorach, został opracowany harmonogram oraz zakres modernizacji transformatorów. Zostały ujednolicone instrukcje eksploatacji, zabudowane dodatkowe analizatory, które pozwalają na bieżąco monitorować jakość pracy transformatorów oraz pojawiające się zakłócenia. W 2011 r. zorganizowaliśmy seminarium pt.: „Rozwój infrastruktury

energomechanicznej - aktywna efektywność energetyczna". Wszyscy uczestnicy procesu zarządzania infrastrukturą energetyczną przedstawiali swoje doświadczenia, inicjatywy oraz kierunki działania zmierzające do poprawy efektywności energetycznej, podnoszenia standardów związanych z jej eksploatacją. Zwrócono również uwagę na znaczenie właściwej współpracy z naszymi dostawcami energii. Również w wyniku współpracy z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie IGSMiE PAN w 2012 r. została uruchomiona na portalu intranetowym KGHM platforma „EXPERT", na której przedstawiane są kluczowe wskaźniki techniczne i biznesowe związane z efektywnością energetyczną, dyspozycyjnością infrastruktury technicznej kopalń oraz zakładów wzbogacania rud miedzi.

Są to te elementy, które wpływają na biznes. Wykorzystując te dane, staramy się aby kwestia jakości energii, efektywności energetycznej zawsze była wyzwaniem dla naszych pracowników. Dzięki współpracy z AGH oraz innymi uczelniami technicznymi w Polsce, jak również dzięki aktywnemu udziałowi w różnego rodzaju projektach międzynarodowych, stale podnosimy standardy eksploatacji infrastruktury energomechanicznej KGHM. Efektem tych działań niech będzie poziom dyspozycyjności maszyn, urządzeń oraz instalacji energomechanicznych w kopalniach KGHM, który wynosi ok. 99%.

Efektywność energetyczna to kolejny obszar, w którym widać dużą aktywność Państwa firmy.

Tak, traktujemy ten temat priorytetowo. W pierwszym przetargu na białe certyfikaty nasza firma otrzymała 23% z wszystkich przyznanych przez prezesa URE, w kategorii odbiorca końcowy certyfikatów. Otrzymane certyfikaty to dla firmy wymierne pieniądze. Korzyści z tytułu zaoszczędzonej energii oraz szacowane korzyści wynikające ze sprzedaży certyfikatów na TGE to kwota około 6 mln zł. Zakładamy, że w drugim przetargu uda się zyskać następne certyfikaty, gdyż zgłoszone inicjatywy spowodowały zmniejszenie energochłonności procesów technologicznych o następne 14,51 GW, (informacja własna - w ogłoszonym w dniu 05.12.2014 r. komunikacie KGHM uzyskało 17% przyznanych przez prezesa URE białych certyfikatów w grupie odbiorców końcowych). Proces poprawy efektywności energetycznej ciągu technologicznego w KGHM jest wpisany na stałe w zadania zarówno pracowników, jak i kadry zarządczej. Realizujemy wiele różnych programów, mamy zidentyfikowane obszary, w których energia elektryczna zużywana jest w największym stopniu i w tych obszarach intensywnie poprawiamy efektywność energetyczną. W ramach Projektu Zintegrowany System Zarządzania wdrażamy system zarządzania energią oparty o normę ISO 50001:2011.

Dwa bliźniacze bloki energetyczne w wysokosprawnej kogeneracji w lokalizacji Polkowice i Głogów, opalane polskim gazem zaazotowanym (Lw) ze złoża w Kościanie.

Technologia: gazowo-parowy, układ wielowałowy skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej:
- Moc elektryczna: 42 MWe; cieplna: 40 MWt,
- Turbiny gazowe: 2 x Titan 130 produkcji Turbomach (Szwajcaria),
- Kotły odzysknicowe: 2 x pionowe kotły parowe produkcji Aalborg (Dania),
- Turbina parowa: 1 x turbina upustowo-kondensacyjna prod. Siemens (Czechy).

Produkcja energii elektrycznej:
- Blok w Polkowicach 313 895 MWh,
- Blok w Głogowie 247 000 MWh.

Produkcja energii cieplnej:
- Blok w Polkowicach 1 028 000 GJ/r.,
- Blok w Głogowie 798 000 GJ/r.

Aby zrealizować te wszystkie zadania konieczna jest wykwalifikowana i kompetentna kadra.

Oczywiście kompetentna kadra jest największą wartością każdego przedsiębiorstwa. W 2010 r. wspólnie z prof. Z. Hanzelką zaczęliśmy rozmawiać o zorganizowaniu przez AGH dla wybranych inżynierów KGHM podyplomowych studiów „Jakość energii elektrycznej". W wyniku prowadzonych audytów energetycznych oraz różnego rodzaju ekspertyz mieliśmy zidentyfikowane obszary, w których należało wprowadzać zmiany. Aby wprowadzać je mądrze i uzyskiwać w ich wyniku wymierne korzyści postanowiliśmy przygotować grupę własnych fachowców, którzy nie tylko pokierują tymi zmianami, ale również przekażą zdobytą wiedzę innym pracownikom. Studia „Jakość energii elektrycznej" ukończyło 16 inżynierów z KGHM. W ciągu dwóch lat w wyniku wdrożeń wniosków z ich prac dyplomowych zaoszczędziliśmy kwotę, która pokryła wszystkie wydatki związane z organizacją studiów. Absolwenci studiów odgrywają dzisiaj kluczowe role w obszarach związanych z poprawą zarówno efektywności energetycznej, jak i jakości energii.

Dla KGHM jakość energii elektrycznej to przede wszystkim bezpieczeństwo, ale również obszar, który pozwala obniżać koszty, poprawiać dyspozycyjność ciągu technologicznego, a więc i biznes. Mądre zarządzanie tym obszarem jest często kluczowym elementem decydującym o pozycji firmy, jej przychodach i generowanych zyskach zarówno dla właściciela, jak i każdego pracownika. □

Rozmawiał: Mariusz Marchwiak, „Nowa Energia"

Adam Kowalski, radca prawny, partner w Kancelarii Adwokatów i Radców Prawnych Dziedzic Kowalski Kornasiewicz i Partnerzy

Ustawa o prawach konsumentów,

a umowy energetyczne (cz. I)

Fot. freeimages.com

W dniu 25.12.2014 r. weszła w życie ustawa z dnia 30.05.2014 r. o prawach konsumentów - Dz. U. 2014, poz. 827 (dalej jako u.p.k.). Implementuje ona do krajowego porządku prawnego postanowienia dyrektywy 2011/83/UE w sprawie praw konsumentów - Dz. Urz. UE L 304 z 2011 r. s. 64 (dalej jako dyrektywa 2011/83/UE). Celem obu ww. aktów prawnych jest harmonizacja przepisów w zakresie ochrony konsumentów. W niniejszym opracowaniu zostały przedstawione podstawowe założenia nowej regulacji, a także jej wpływ na umowy energetyczne w kontekście przepisów art. 4j i art. 5 ustawy z dnia 10.04.1997 r. Prawo energetyczne - t. jedn.: Dz. U. 2012 poz. 1059 ze zm. (dalej jako u.p.e.). Ze względu na zakres opracowania artykuł został podzielony na dwie części.

Uwagi wstępne

Na wstępie należy wskazać, że sam tytuł ustawy „o prawach konsumentów" jest nieścisły. Sugeruje on bowiem, że u.p.k. reguluje w sposób kompleksowy i wyczerpujący problematykę ochrony konsumentów w polskim systemie prawnym. W rzeczywistości jest to akt prawny zmieniający dotychczasowe unormowania ustawy z dnia 02.03.2000 r. o ochronie niektórych praw konsumentów oraz o odpowiedzialności za szkodę wyrządzona przez produkt niebezpieczny (t. jedn.: Dz. U. 2012, poz. 1225) oraz ustawy z dnia 27.07.2002 r. o szczególnych warunkach sprzedaży konsumenckiej i o zmianie kodeksu cywilnego (Dz. U. 2002, Nr 141, poz. 1176 ze zm.). Jednocześnie należy mieć na uwadze, że problematyka regulowana przez przepisy u.p.k. jest bardzo istotna z punktu widzenia ochrony praw konsumentów. Dotyczy ona bowiem przedkontraktowych uprawnień konsumentów w przypadku umów zawieranych na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa. Umowy te stanowią szczególne zagrożenie dla praw konsumenta i zachowania równości stron umowy. Wynika to z faktu, że inicjatorem zawarcia umowy jest przedsiębiorca, który swoją ofertą nierzadko zaskakuje konsumenta. Ten ostatni nie dysponuje informacjami pozwalającymi mu w bardzo krótkim czasie ocenić jakość oferowanego towaru lub atrakcyjność ceny (w kontekście innych cen występujących na runku). Zdarza się, że przedsiębiorca świadomie i programowo wykorzystuje element zaskoczenia, kłopotliwe położenie zdezorientowanego konsumenta, jednocześnie naruszając jego prywatność, np. poprzez nachodzenie w domu, aby w ten sposób szybciej nakłonić go do sfinalizowania transakcji (W. J. Kocot, J. M. Kondek, *Nowe zasady zawierania umów z udziałem konsumenta (cz. I)*, Przegląd Prawa Handlowego 2014, Nr 11, s. 9). Z tych względów nałożone na przedsiębiorcę obowiązki informacyjne (art. 8, art. 12 u.p.k.), a także przyznane konsumentowi bezwarunkowe prawo odstąpienia od umowy (art. 27 i n. u.p.k.) jawią się jako podstawowe instrumenty ochrony praw konsumentów.

Pojęcie konsumenta

Przepisami u.p.k. została zmieniona definicja konsumenta zawarta w treści art. 22^1 k.c. Zgodnie z aktualnym brzmieniem ww. przepisu, za konsumenta uważa się osobę fizyczną dokonującą z przedsiębiorcą czynności prawnej niezwiązanej bezpośrednio z jej działalnością gospodarczą lub zawodową. Jak wynika z powyższego, pojęcie konsumenta zostało doprecyzowane, tak aby w sposób jednoznaczny z jego zakresu wykluczyć sytuację, w której osoba fizyczna dokonuje czynności prawnej z inną osobą fizyczną i żadna z nich nie działa w ramach prowadzonej działalności gospodarczej lub zawodowej. W toku prac nad dyrektywą 2011/83/UE pojawił się postulat, aby pojęcie konsumenta poszerzyć o przypadki tzw. umów mieszanych, w których osoba fizyczna dokonuje zakupu towaru zarówno na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej, jak i na potrzeby „prywatne" (np. osoba fizyczna kupująca sprzęt komputerowy, który będzie wykorzystywany zarówno do wystawiania dokumentów księgowych, jak i grania w gry komputerowe). Ostatecznie prawodawca wspólnotowy pozostał przy wąskiej definicji konsumenta, dając jednak państwom członkowskim możliwość rozszerzenia pojęcia konsumenta o organizacje pozarządowe, przedsiębiorców rozpoczynających działalność lub małych i średnich przedsiębiorców (pkt. 13 preambuły dyrektywy 2011/83/UE).

Pojęcie umów zawieranych na odległość oraz umów zawieranych poza lokalem przedsiębiorstwa

Zgodnie z art. 2 pkt. 1 u.p.k. (art. 2 pkt. 6 dyrektywy 2011/83/UE) umową zawartą na odległość jest umowa zawarta z konsumentem w ramach zorganizowanego systemu zawierania umów na odległość, bez jednoczesnej fizycznej obecności stron, z wyłącznym wykorzystaniem jednego lub więcej środków porozumiewania się na odległość. Najczęstszą formą umowy zawieranej na odległość jest umowa zawierana przez Internet. W przedstawionej definicji krytycznie należy ocenić posłużenie się przez ustawodawcę nieprecyzyjnym i technicznym pojęciem „zorganizowany system zawierania umów na odległość". Pojęcie to nie jest zdefiniowane, ani w przepisach u.p.k., ani w postanowieniach dyrektywy 2011/83/UE i pozostaje niejasne, czy o istnieniu ww. systemu decyduje już tylko wewnętrzna organizacja działalności handlowej prowadzonej przez przedsiębiorcę, czy też niezbędne jest istnienie stwierdzenia zewnętrznych oznak jego funkcjonowania, widocznych dla konsumenta, np. strona internetowa (W. J. Kocot, J. M. Kondek, *Nowe zasady (...)*, s. 9).

Przez umowę zawartą poza lokalem rozumie się umowę zawartą przy jednoczesnej obecności fizycznej stron w miejscu, które nie jest lokalem danego przedsiębiorcy (art. 2 pkt. 2 lit. a) u.p.k.). Dla przyjęcia, że mamy do czynienia z ww. rodzajem umowy wystarczające jest, że do złożenia samej oferty doszło poza lokalem przedsiębiorcy (art. 2 pkt. 2 lit. b) u.p.k.), nawet jeżeli umowa została zawarta w lokalu. Jednocześnie ustawodawca precyzuje pojęcie samego lokalu przedsiębiorcy. I tak zgodnie z treścią art. 2 pkt. 3 u.p.k., lokalem przedsiębiorstwa jest miejsce prowadzenia działalności będące nieruchomością lub częścią nieruchomości, w którym przedsiębiorca prowadzi działalność na stałe albo miejsce prowadzenia działalności będące rzeczą ruchomą, w którym przedsiębiorca prowadzi działalność zwyczajowo lub na stałe. W ten sposób został przesądzony budzący do tej pory wątpliwości charakter rzeczy ruchomych, takich jak kiosk lub przycze-

pa kempingowa. Aktualnie mogą one być uznane za lokal przedsiębiorstwa. Negatywnie natomiast należy ocenić brak wymogu stosownego oznaczenia lokalu. Może bowiem to prowadzić do naruszenia interesów konsumentów, jeżeli nie mają oni wystarczających danych, aby wiedzieć, że znajdują się w lokalu przedsiębiorstwa.

Obowiązki informacyjne przedsiębiorcy

W przeciwieństwie do dotychczasowej regulacji w przepisach u.p.k. przedkontraktowe obowiązki informacyjne zostały rozszerzone na wszystkich przedsiębiorców, którzy zawierają umowy z konsumentami (nie tylko umowy na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa). Zakres tego obowiązku został określony w art. 8 u.p.k. i dotyczy on przede wszystkim danych przedsiębiorcy, a także podstawowych informacji dotyczących: świadczenia będącego przedmiotem umowy, ceny, gwarancji, trybu reklamacji, zasad odpowiedzialności przedsiębiorcy, okresu obowiązywania umowy. Obowiązek ten nie dotyczy jednak drobnych umów życia codziennego wykonywanych natychmiast po ich zawarciu (art. 10 u.p.k.). Przedsiębiorca powinien dokonać pouczenia najpóźniej w chwili wyrażenia woli przez konsumenta. „Chwila wyrażenia woli" nie jest tożsama z chwilą złożenia oświadczenia woli w myśl art. 61 k.c., lecz jest to moment faktycznego dokonania przejawu woli przez konsumenta. Pouczenie powinno być jasne i zrozumiałe.

Znacznie szerszy katalog informacji jakie przedsiębiorca powinien przekazać konsumentowi został przewidziany w przypadku umów zawieranych na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa. Zakres tych informacji został wskazany w treści art. 12 ust. 1 u.p.k. Oprócz informacji jakie przedsiębiorca przekazuje na podstawie art. 8 u.p.k., w tym wypadku przedsiębiorca powinien dodatkowo poinformować konsumenta m. in. o sposobie i terminie wykonania prawa odstąpienia od umowy, w tym o wzorze formularza odstąpienia od umowy, kosztach zwrotu rzeczy w przypadku wykonania prawa odstąpienia od umowy, ewentualnie o braku prawa odstąpienia od umowy w sytuacjach opisanych w art. 38 u.p.k. W przypadku umów zawieranych poza lokalem przedsiębiorstwa, przedsiębiorca ma obowiązek udzielić konsumentowi informacji utrwalonych na papierze lub - jeżeli konsument wyrazi na to zgodę - na innym trwałym nośniku (art. 14 ust. 1 u.p.k.). W przypadku umów zawieranych na odległość przedsiębiorca ma obowiązek udzielić informacji w sposób odpowiadający rodzajowi użytego środka porozumiewania się na odległość (art. 14 ust. 1 u.p.k.). Informacje powinny zostać udzielone w sposób czytelny i być wyrażone prostym językiem.

Konsumenckie prawo odstąpienia od umowy

Podstawowym uprawnieniem konsumenta w przypadku zawarcia umowy na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa jest prawo odstąpienia od umowy. Prawo to jest bezwzględnym i wyłącznym uprawnieniem konsumenta, które może być wykonane bez żadnego usprawiedliwienia (art. 27 w zw. z art. 7 u.p.k.). Wykonanie przez konsumenta przysługującego mu podmiotowego prawa kształtującego powoduje, że umowa jest traktowana jako niezawarta (art. 31 ust.1 u.p.k.). Termin do odstąpienia od umowy wynosi 14 dni. Dla zachowania ww. terminu wystarczające jest wysłanie oświadczenia przed jego upływem (art. 30 ust. 2 u.p.k.). Przesyłka może zostać nadana u dowolnego operatora pocztowego w dowolnej formie. Jednakże ze względów dowodowych (art. 6 k.c.) należy postulować posługiwanie się przez konsumenta formą listu poleconego. Forma pisemna oświadczenia nie jest obligatoryjna, ale celowa także ze względów dowodowych. Termin 14-dniowy biegnie od dnia zawarcia umowy, a w przypadku umów obejmujących obowiązek wydania rzeczy - od momentu objęcia tej rzeczy w posiadanie (art. 28 u.p.k.). Zgodnie z motywem 41 dyrektywy 2011/83/UE przy obliczaniu terminów wskazanych w dyrektywie zastosowanie znajduje rozporządzenie Nr 1182/71 (Rozporządzenie Rady nr 1182/71 z 3.06.1971 r. określające zasady mające zastosowanie do okresów, dat i terminów - Dz. Urz. WE L 124 z 1971 r. s 1). Rozporządzenie to wyprzedza w stosowaniu przepisy art. 110-116 k.c. W tym zakresie należy wskazać, że regulacja wspólnotowa jako dzień wolny od pracy wskazuje sobotę, a nadto obliguje do uznawania za dni wolne wszystkich dni wolnych od pracy w państwach członkowskich, np. 3 maja w Polsce, 14 lipca we Francji itd. Termin 14-dniowy ma charakter terminu zawitego. Oznacza to, że w przypadku jego upływu uprawnienie do odstąpienia od umowy wygasa. Trzeba jednak pamiętać, że jeżeli przedsiębiorca nie pouczył konsumenta o prawie odstąpienia od umowy, prawo to wygasa dopiero po upływie 12 miesięcy od upływu terminu 14-dniowego (art. 29 ust. 1 u.p.k.). Gdyby jednak w czasie tych 12 miesięcy przedsiębiorca pouczył konsumenta o prawie odstąpienia od umowy, to termin do odstąpienia od umowy upływa po 14 dniach od udzielenia konsumentowi informacji o tym prawie (art. 29 ust. 2 u.p.k.).

Konsumenckie prawo odstąpienia od umowy nie przysługuje w przypadkach określonych w art. 38 u.p.k. □

LUHR FILTER POLSKA
Technologia oczyszczania powietrza

Ponad 75-letnie doświadczenie zdobyte dzięki budowie instalacji oczyszczających powietrze.

LUEHR FILTER oferuje swoim Klientom wiedzę praktyczną opartą na ponad 75 letnim doświadczeniu. W przeciągu minionych lat zrealizowaliśmy projekty instalacji oczyszczających powietrze dla różnorodnych gałęzi przemysłu na całym świecie.

Nasze instalacje charakteryzują się:

- osiąganiem wymaganych limitów emisji cząstek, metali ciężkich, gazów takich jak HF, HCl, SO_x oraz dioksyn i furanów,
- niezawodnym działaniem przy niskich kosztach eksploatacji,
- niskimi kosztami operacyjnymi.

LUEHR FILTER jest w stanie szybko przedstawić odpowiednią ofertę dzięki przedstawicielstwu w Polsce w postaci firmy **LUHR FILTER POLSKA.**

Prosimy o kontakt:

Luhr Filter Polska Sp. z o.o.
ul. Klecińska 123
54-413 Wrocław
POLAND

Tel. +48 / 71 / 7985626
Fax. +48 / 71 / 7985625
E-mail: **biuro@lfpolska.pl**
Internet: **www.lfpolska.pl**

Konferencje Wydawnictwa „Nowa Energia" w 2015 r.

DATA	KONFERENCJE	MIEJSCE
9-10 kwietnia 2015 r.	II Konferencja Kogeneracja - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie Partner: PGNiG TERMIKA SA	Warszawa (Centrum Konferencyjno-Hotelowe FORT, ul. Modlińska 310/312)
28-29 maja 2015 r.	VI Konferencja Gaz w Energetyce - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie	Lublin (Hotel Victoria, ul. Narutowicza 58/60)
15-16 października 2015 r.	VI Konferencja Inwestycje w Energetyce i Przemyśle - Nowe Technologie dla Ochrony Środowiska	Opole (Hotel Mercure, ul. Krakowska 57-59)
25-27 listopada 2015 r.	III Konferencja Realizacja Bloków na Parametry Nadkrytyczne Partner: ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kazimierz Dolny (Hotel Król Kazimierz, ul. Puławska 86, 24-120 Kazimierz Dolny) / Kozienice (Świerże Górne)

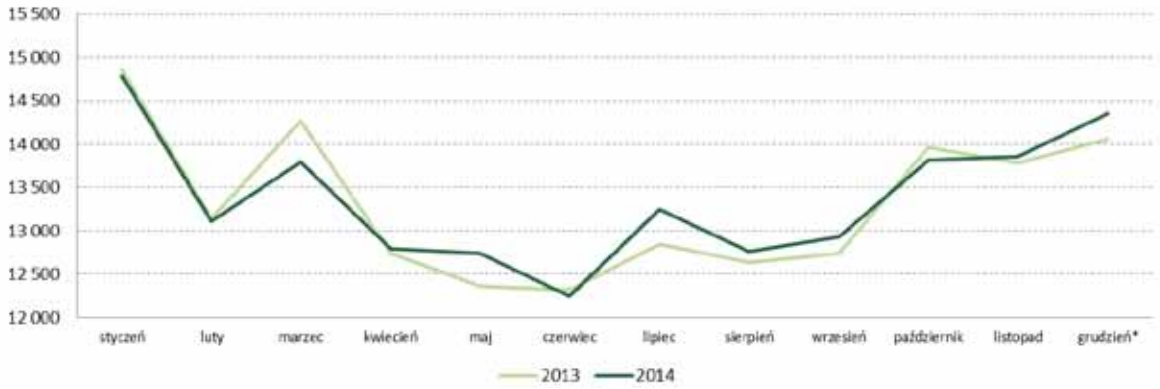
www.nowa-energia.com.pl

Janusz Smardz, Marta Bloch-Michalik, Zakład Usług Doradczych, Agencja Rynku Energii SA

Analiza rynku hurtowego energii elektrycznej w Polsce w 2014 r.

Fot. freeimages.com

Stagnacja zapotrzebowania na energię elektryczną, wzrost importu, rosnący poziom generacji wiatrowej przy malejącej generacji źródeł konwencjonalnych - tak w skrócie można opisać popyt i podaż energii elektrycznej w 2014 r. Pomimo wspomnianych niekorzystnych warunków rynkowych, w 2014 r. odnotowano rekordowy wolumen obrotów na parkiecie Towarowej Giełdy Energii.



Rys. 1. Miesięczne zużycie energii elektrycznej w roku 2013 i 2014 r. [GWh]
*Źródło: „Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej" - Agencja Rynku Energii SA (*dane wstępne)*

Opierając się na danych Agencji Rynku Energii SA, popyt na energię elektryczną w całym 2014 r. wzrósł o około 0,4% (r-d-r) i wyniósł 160,7 TWh. Głównym czynnikiem determinującym poziom zapotrzebowania na energię elektryczną w 2014 r. były warunki klimatyczne - wysokie temperatury powietrza w II i III kwartale 2014 r. (w analizowanym okresie odnotowano największy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, w 2014 r. odpowiednio o 1,0% i 1,9% r-d-r). W przypadku zimowych kwartałów 2014 r. (a więc I i IV kw.), z uwagi na umiarkowane temperatury powietrza, zapotrzebowanie na energię elektryczną było nieznacznie niższe niż w analogicznym okresie 2013 r., niwelując wzrost popytu odnotowany w miesiącach letnich.

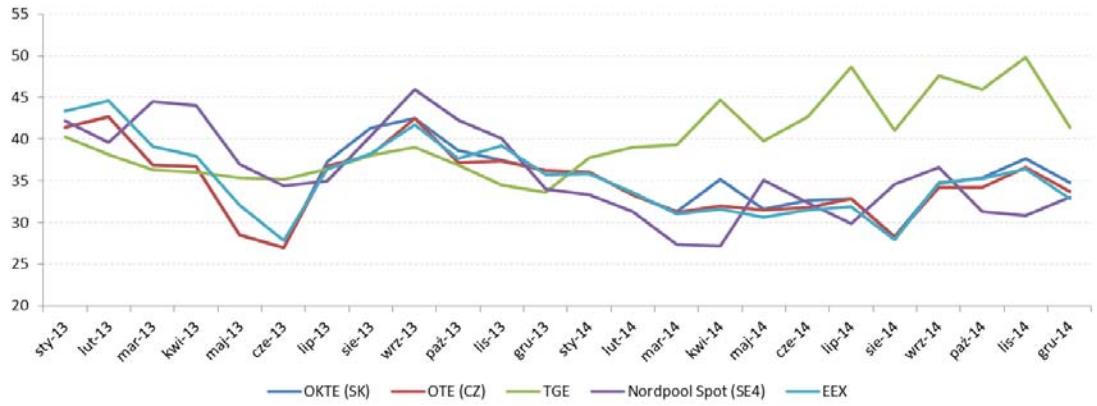
W całym 2014 r. o blisko 25% (r-d-r) wzrosła produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, przekraczając poziom 7,7 TWh. Znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w tej technologii, determinowany był przeprowadzonymi na przestrzeni 2014 r. inwestycjami. Według danych Agencji Rynku Energii SA moc zainstalowana źródeł wiatrowych wynosiła w grudniu 2013 r. 3 399,1 MW, by w przeciągu kolejnych 12 miesięcy wzrosnąć do 3 865,1 MW (stan na koniec grudnia 2014r.).

Wzrost produkcji energii elektrycznej w źródłach wiatrowych, przy stagnacji krajowego popytu doprowadził do istotnego spadku produkcji w źródłach konwencjonalnych. Według wstępnych danych, w okresie styczeń-listopad 2014, produkcja elektrowni zawodowych cieplnych obniżyła się o 5,8% r-d-r i wyniosła około 124 TWh. Spośród źródeł konwencjonalnych, największy - 7% spadek produkcji energii elektrycznej dotyczył elektrowni na węglu kamiennym (73 vs. 67,8 TWh). W przypadku najtańszych źródeł konwencjonalnych w systemie elektroenergetycznym - elektrowni na węglu brunatnym, spadek produkcji wyniósł w analizowanym okresie 5,3% r-d-r (51,7 vs. 50,0 TWh).

Pomimo teoretycznego wznowienia systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji dla tzw. dużych elektrociepłowni i elektrociepłowni gazowych (czerwonych i żółtych certyfikatów), spadek produkcji energii elektrycznej w okresie styczeń-listopad 2014 r-d-r dotyczył również elektrociepłowni zarówno zawodowych, jak i przemysłowych. Elektrociepłownie zawodowe opalane węglem kamiennym ograniczyły produkcję o 5,7% (r-d-r), gazowe o 2,9% (r-d-r), natomiast źródła przemysłowe o 2,4% (r-d-r). Jest to głównie związane z wyższymi temperaturami powietrza w I i IV kwartale 2014r., w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na obniżenie produkcji energii elektrycznej w jednostkach konwencjonalnych w 2014 r. był wzrost importu. W okresie styczeń-listopad 2014 do Polski wpłynęło z zagranicy blisko 2 krotnie więcej energii elektrycznej (z 6,6 TWh do 12,2 TWh). Nie należy jednak utożsamiać tej wielkości z rzeczywistym zakupem energii za granicą, gdyż w dużej części były to nieplanowane przepływy energii, spowodowane dużą generacją energii wiatrowej w Niemczech. Jest to przyczyną istotnego ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych na zasadach rynkowych, w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej. W konsekwencji sam handlowy import energii elektrycznej z Czech, Niemiec i Słowacji z tego powodu był przez większość 2014 r. silnie ograniczony.

W rezultacie jedynym regularnie udostępnianym na warunkach rynkowych połączeniem transgranicznym był SWEPOL Link. W odróżnieniu od pozostałych połączeń transgranicznych KSE, handlowy obrót energią elektryczną za pośrednictwem SWEPOL Link-u, odbywa się za pośrednictwem Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii SA. Po codziennej publikacji importowych i eksportowych zdolności przesyłowych połączenia w dobie n + 1, uczestnicy rynku po stronie polskiej składają zlecenia kupna/sprzedaży na instrumenty godzinowe RDS. Kierunek przepływu energii elektrycznej na połączeniu SWEPOL Link ustalany jest na podstawie limitów cen oraz wolumenów w zleceniach kupna/sprzedaży



Rys. 2. Porównanie cen na rynkach dnia następnego w Europie Środkowo-Wschodniej w latach 2013-2014 [EUR/MWh]
Źródło: Agencja Rynku Energii SA na podstawie danych giełdowych

złożonych po stronie polskiej i szwedzkiej. Opierając się na danych Towarowej Giełdy Energii SA, import energii elektrycznej na przekroju polsko-szwedzkim wyniósł w 2014 r. ponad 3,0 TWh (0,9 TWh w 2013 r.).

Głównym impulsem zwiększającym import energii elektrycznej w 2014 r. był czynnik ekonomiczny. Biorąc pod uwagę notowania na rynkach SPOT (dnia następnego) w Europie Środkowo-Wschodniej w 2014 r., Polska charakteryzowała się najwyższym poziomem cen.

Odmienna sytuacja występowała w 2013 r., gdy parkiet Rynku Dnia Następnego TGE SA należał do najtańszych w regionie. Świadczy o tym wolumen eksportu zrealizowanego w okresie styczeń-listopad 2013, który był o 6,7% wyższy niż w roku bieżącym (10,8 vs. 10,0 TWh). W przypadku połączenia SWEPOL Link, eksport energii elektrycznej do Szwecji wyniósł w 2014 r. niewiele ponad 100 GWh, podczas gdy w 2013 r. wielkość ta wyniosła 781 GWh. Relatywnie wysoki poziom cen na Rynku Dnia Następnego TGE SA w 2014 r. w godzinach szczytowych sprawił, iż eksport energii elektrycznej z Polski miał miejsce głównie w godzinach doliny nocnej.

Spadek generacji w źródłach konwencjonalnych wraz ze stopniowym wygasaniem kontraktów długoterminowych w energetyce zawodowej, spowodował spadek wolumenu energii elektrycznej bezpośrednio dostarczonego przez wytwórców na Towarową Giełdę Energii SA. Według danych Agencji Rynku Energii SA wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez energetykę zawodową na TGE SA w pierwszych III kwartałach 2014 r. zmniejszył się o 1,8 TWh (r-d-r) i wyniósł 54,4 TWh.

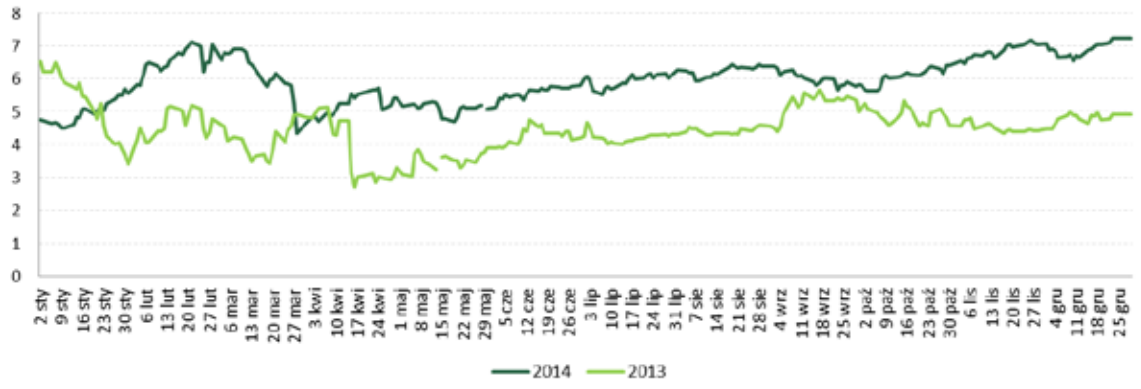
Pomimo wspomnianych, niekorzystnych warunków rynkowych, wolumen obrotu na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii SA wzrósł w 2014 r. o blisko 11,5 TWh r-d-r i wyniósł 187 TWh. Największy wzrost wolumenu odnotowano na Rynku Terminowym Towarowym - o blisko 8,7 TWh (z 154,3 TWh w 2013 r. do 163 TWh w 2014 r.). Wzrost wolumenu na RTT TGE SA stymulowany był między innymi zwiększoną aktywnością tradingową przedsiębiorstw obrotu. W przypadku Rynku Dnia Następnego, w 2014 r. wolumen obrotu był zbliżony do odnotowanego w 2013 r. (23,7 TWh vs. 22,2 TWh). Stosunkowo wysoki wzrost obrotów odnotowano natomiast na parkiecie Rynku Dnia Bieżącego - z 53 GWh w 2013 r. do 854 GWh w 2014 r.

Największy wolumen obrotu w transakcjach sesyjnych w 2013 i 2014 r. na RTT TGE SA stanowiły kontrakty pasmowe typu BASE (o stałej ilości energii elektrycznej w ciągu doby) - odpowiednio 90 i 91% całkowitego wolumenu. Udział kontraktów szczytowych typu PEAK5 (z dostawą w godzinach 8-22 w dni robocze), oscylował w 2013 i 2014 r. na poziomie około 9% całkowitego wolumenu na RTT.

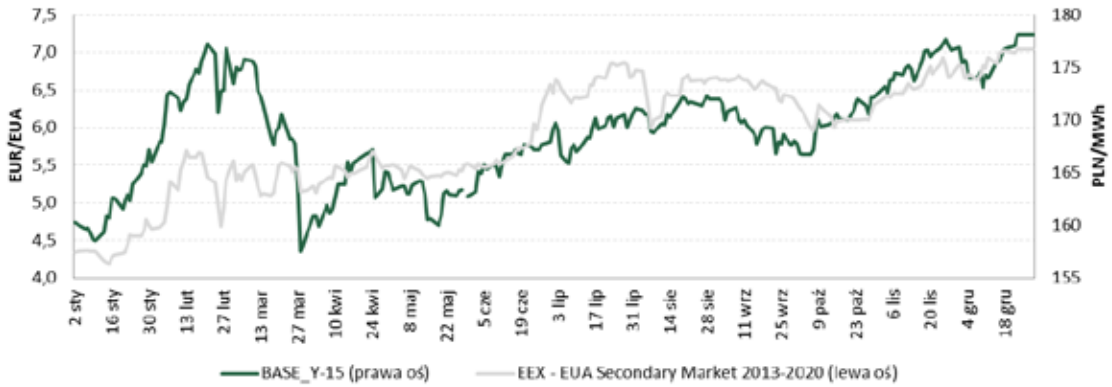
Analogicznie jak w przypadku 2013 r., najpopularniejszym kontraktem notowanym na RTT TGE SA w 2014 r. był kontrakt roczny z dostawą pasmową w roku n +1 – BASE_Y-15. W trakcie sesji giełdowych łączny wolumen obrotu na analizowanym kontrakcie wyniósł niewiele ponad 94 TWh (bez uwzględnienia przeprowadzonych aukcji). W 2013 r., obrót na analogicznym kontrakcie BASE_Y-14 był nieznacznie większy i wyniósł 95,7 TWh. W przypadku aukcji, wolumen obrotu na kontrakcie BASE_Y-15 wyniósł w 2014 r. 1,2 TWh, natomiast w 2013 r. 0,57 TWh (kontrakt BASE_Y-14).

Zarówno w 2013, jak i 2014 r. okres dostawy kontraktów terminowych obejmował najbliższe 2-3 lata, przy czym kontrakty pasmowe BASE o najodleglejszym terminie wykonania (odpowiednio w 2016 i 2017 r.), stanowiły znikomą część obrotu giełdowego (poniżej 1% całkowitego wolumenu obrotu).

Głównymi czynnikami determinującymi poziom cen najpopularniejszego kontraktu terminowego na TGE SA były notowania uprawnień do emisji dwu-



Rys. 3. Porównanie cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla na rynku SPOT niemieckiej giełdy EEX w 2013 i 2014 r. [EUR/EUA]
Źródło: Agencja Rynku Energii SA na podstawie danych giełdy EEX



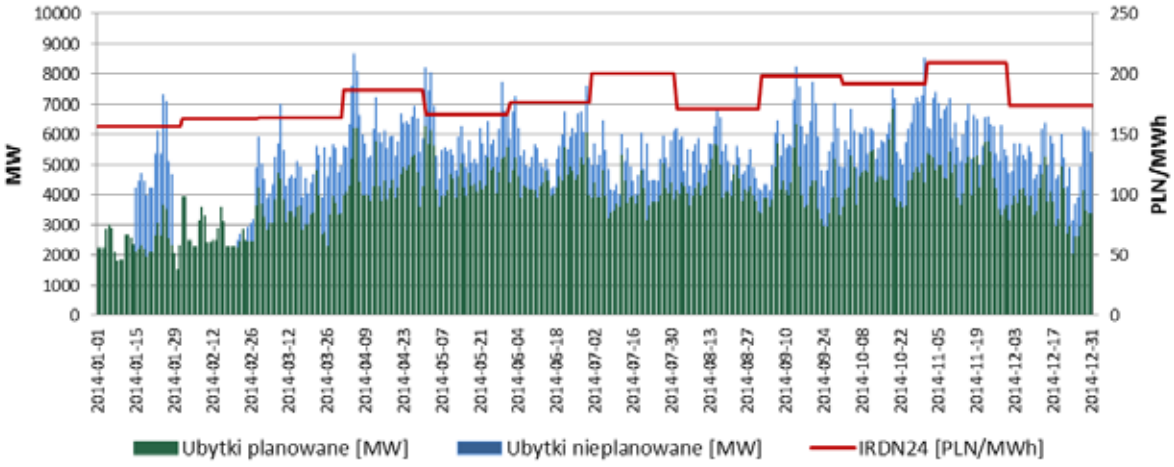
Rys. 4. Porównanie cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla na rynku SPOT niemieckiej giełdy EEX oraz notowań kontraktu BASE_Y-15 na TGE SA w 2014 r.
Źródło: Agencja Rynku Energii SA na podstawie danych giełdy EEX oraz TGE

tlenku węgla, jak również występujące na Rynku Dnia Następnego i Rynku Bilansującym ekstrema cenowe.

Pomimo rozpoczęcia w 2013 r. tzw. trzeciego okresu rozliczeniowego EU ETS (Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji - *ang. Emission Trading Scheme*) zakładającego pełne wdrożenie systemu aukcyjnego uprawnień do emisji dwutlenku węgla, ceny jednostek EUA (Emission Allowance Unit) na europejskich giełdach towarowych kształtowały się na stosunkowo niskim poziomie. Było to spowodowane nadpodażą uprawnień nagromadzoną na przestrzeni lat 2008-2012, a więc drugiego okresu rozliczeniowego EU ETS. Rosnąca nadpodaż uprawnień do emisji, doprowadziła do spadku cen jednostek EUA o blisko 50% w I kwartale 2013 r. (z 6,5 EUR/EUA do około 3 EUR/EUA). Niskie ceny jednostek EUA, stały w sprzeczności z polityką energetyczno-klimatyczną Unii Europejskiej, co zmusiło Komisję Europejską do przeprowadzenia interwencji. Uchwalony na przełomie 2013 i 2014 r. tzw. backloading, odwrócił trend spadkowy na europejskim rynku carbon, co było widoczne w I kwartale 2014 r. Backloading zakładał przesunięcie puli 900 mln uprawnień przeznaczonych do rozdysponowania na aukcjach w latach 2013-2015 na późniejszy okres III okresu rozliczeniowego EU ETS. Skutki wprowadzenia backloadingu obserwowalne były na przełomie I i II kwartału 2014 r., gdy poziom cen jednostek EUA na rynku SPOT zwiększył się z 5 do blisko 7 EUR/EUA.

Stosunkowo wysoki wskaźnik emisyjności krajowej energetyki zawodowej (wynoszący w 2013 r. 0,855 tony CO_2/MWh) powoduje, że notowania kontraktów terminowych na energię elektryczną są bardzo czułe na wahania cen uprawnień do emisji EUA. Potwierdza to korelacja notowań jednostek EUA oraz kontraktu BASE_Y-15 obserwowalna w 2014 r.

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na wycenę kontraktów notowanych na RTT TGE SA były występujące na rynku SPOT oraz rynku bilansującym ekstrema cenowe. W 2014 r., liczba godzin w których średnioważona cena z transakcji zawartych na RDN prze-



Rys. 5. Wpływ ubytków planowanych i nieplanowanych na poziom cen na rynku SPOT (średniomiesięczny IRDN24)
Źródło: Agencja Rynku Energii SA na podstawie danych TGE oraz Giełdowej Platformy Informacyjnej

kroczyła 1000 PLN/MWh wyniosła 16, natomiast poziom cen przekraczający 500 PLN/MWh odnotowano w 108 przypadkach. Dla porównania, średnioważona maksymalna cena odnotowana na RDN w 2013 r. wyniosła 339,14 PLN/MWh (1307 PLN/MWh w 2014 r.).

Głównymi przyczynami występowania ekstremów cenowych na RDN TGE SA i rynku bilansującym były istotne ubytki mocy w JWCD (planowane i nieplanowane), które w połączeniu z relatywnie wysokimi poziomami zapotrzebowania na moc KSE w okresie wiosenno-letnim powodowały obniżenie dostępnej rezerwy mocy do minimalnych wartości (często poniżej 100 MW). Dodatkowo na skutek świadczenia współpracy operatorów systemu przesyłowego w Europie Środkowo-Wschodniej następował eksport energii elektrycznej w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc, co dodatkowo potęgowało efekt wyłączeń jednostek wytwórczych.

Czynnikiem wpływającym negatywnie na ceny energii elektrycznej w 2014 r. były z pewnością ceny paliw. Z uwagi na rosnącą nadpodaż węgla kamiennego na krajowym, jak i międzynarodowym rynku, ceny tego surowca uległy znaczącemu obniżeniu. W drugiej połowie 2014 r., polski indeks węgla energetycznego (PSCMI1 publikowany przez Agencję Rozwoju Przemysłu i Towarową Giełdę Energii SA) oscylował w granicach 230-235 PLN/tona, podczas gdy rok wcześniej poziom ten wynosił 235-250 PLN/tona.

Wnioski

Podsumowując, po rekordowo niskiej wycenie kontraktu BASE_Y-14 w 2013 r. (średnioważona cena zawarta w transakcjach sesyjnych wyniosła 154,94 PLN/MWh) zarówno wytwórcy, jak i przedsiębiorstwa obrotu spodziewali się wzrostów cen energii elektrycznej. Podstawą do tych przypuszczeń były nie tylko czynniki rynkowe, ale również konieczność przeprowadzenia niezbędnych procesów inwestycyjnych (modernizacji bądź zastąpienia wyeksploatowanych jednostek wytwórczych), które przy wspomnianym poziomie cen nie miały ekonomicznego uzasadnienia. Skala wzrostu cen energii elektrycznej z dostawą w 2015 r. mogła być dla wielu zaskoczeniem (średnioważona cena BASE_Y-15 w transakcjach sesyjnych wyniosła w 2014 r. 169,25 PLN/MWh, przy stałej tendencji wzrostowej). Jednak miniony rok pokazał jakie konsekwencje niesie za sobą choćby chwilowy niedobór mocy w systemie elektroenergetycznym. Poziom cen w szczycie zapotrzebowania na moc przekraczający 1000 PLN/MWh, oznaczał dla wielu spółek obrotu wymierne straty finansowe poniesione na bilansowaniu odbiorców końcowych. Dodatkowym skutkiem występowania ekstremów cenowych na rynku SPOT był spadek płynności na kontraktach pasmowych z krótszym okresem wykonania (np. tygodniowych BASE_W) oraz kontraktach z dostawą szczytową w dni robocze (PEAK5). W 2014 r. wolumen obrotu na analizowanych kontraktach obniży się r-d-r odpowiednio z 1,2 TWh do 0,9 TWh oraz z 14,5 TWh do 13,8 TWh. Wynika to między innymi z większego (niż w przypadku kontraktów rocznych) ryzyka związanego z przyszłym poziomem ubytków mocy w kolejnych tygodniach, utrudniającym rzetelną wycenę kontraktu (częsta modyfikacja planów pracy jednostek wytwórczych). □

Rozmowa z Mariuszem Bednarskim, Kierownikiem Biura Rozwoju Produktów PGE Obrót S.A.

Odbiorca przemysłowy na rynku energii

Fot. freeimages.com

W aktualnym stanie prawnym, „odbiorca przemysłowy" stanowi zdefiniowaną kategorię uczestnika rynku energii. Na jakich zasadach klient otrzymuje status „odbiorcy przemysłowego"?

Po uchwaleniu tzw. małego trójpaka, czyli nowelizacji Ustawy Prawo energetyczne z dnia 26 lipca 2013 r. „odbiorcą przemysłowym" jest każdy, który prowadzi działalność w zakresie: wydobywania węgla kamiennego lub rud metali nieżelaznych, produkcji wyrobów z drewna oraz korka z wyłączeniem produkcji mebli, produkcji papieru i wyrobów z papieru, produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych, produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych, produkcji szkła i wyrobów ze szkła, produkcji ceramicznych materiałów budowlanych, produkcji metali, produkcji elektrod węglowych i grafitowych, styków i pozostałych elektrycznych wyrobów węglowych i grafitowych, produkcji żywności. Ten katalog można znaleźć w art. 3 pkt 20e ustawy. Dodatkowo jego zużycie energii w poprzednim roku

kalendarzowym nie może być mniejsze niż 100 GWh, a koszt zużytej energii elektrycznej wyniósł nie mniej niż 3 proc. wartości produkcji. – Tak stanowi art. 9a ust. 1a pkt. 1 ustawy.

Inna istotna rzecz. Klient otrzymuje status „odbiorcy przemysłowego" po złożeniu do końca listopada poprzedzającego roku oświadczenie do Urzędu Regulacji Energetyki.

Otrzymawszy status „odbiorcy przemysłowego", klient może korzystać z obniżonych obowiązków w zakresie zakupu i umorzenia świadectw pochodzenia energii, tzw. „kolorów". Zgodnie z art. 9a ust. 1a ustawy, obowiązek umarzania certyfikatów może zostać zredukowany nawet do poziomu 20 proc.

Jakie są oczekiwania handlowe „odbiorców przemysłowych"?

Na „odbiorcy przemysłowym" ciąży obowiązek rozliczenia się z zakupu i umorzenia świadectw pochodzenia. Niejednokrotnie oczekuje on więc od sprzedawcy energii zarówno oferty na zakup energii elektrycznej, jak również oddzielnej na zakup przedmiotowych praw majątkowych do świadectw pochodzenia. To pierwsze kryterium oczekiwań, które charakteryzuje tę grupę klientów. Kolejnym jest już sama konstrukcja oferty, która często przedstawiana jest w formie algorytmów indeksowych, czyli mechanizmu cenotwórczego opartego na indeksach giełdowych Towarowej Giełdy Energii. Bardziej złożona konstrukcja oferty jest preferowana przez firmy o silnych kompetencjach elektroenergetycznych, które w swoich strukturach posiadają służby analityczne lub maklerskie. Nie oznacza to jednak, że oferty indeksowane są tylko dla wyspecjalizowanych przedsiębiorstw. Sprzedawcy energii - jak np. PGE Obrót - oferują profesjonalne wsparcie w zakresie ofert indeksowych, począwszy od doradztwa w konstrukcji samych algorytmów zakupowych, na przyjmowaniu decyzji transakcyjnych kończąc. Firmy energochłonne korzystają również ze wsparcia sprzedawców w zakresie usług audytowych, które z dużym powodzeniem oferują dostawcy energii. W przypadku PGE Obrót, klienci mogą korzystać także z usług wsparcia w pozyskaniu dotacji na audyt oraz realizację zaleceń poaudytowych.

Podobne oczekiwania kierują także szeroko definiowani klienci korporacyjni, którzy nie posiadają statusu „odbiorcy przemysłowego", ale pozostają wielkowolumenowymi odbiorcami energii. Podejście handlowe do tego segmentu rynku jest w każdym przypadku indywidualne, dopasowane do potrzeb, branży, wolumenu zużycia.

> Otrzymawszy status „odbiorcy przemysłowego", Klient może korzystać z obniżonych obowiązków w zakresie zakupu i umorzenia świadectw pochodzenia energii, tzw. „kolorów"

Z uwagi na wolumen zużycia „odbiorcy przemysłowi" stanowią znaczny udział w całości sprzedawanej energii tak w krajowym systemie elektroenergtycznym, jak i w portfelu PGE Obrót. Z uwagi na charakter informacji nie podajemy szczegółowych danych odnośnie udziału tychże przedsiębiorstw w portfelu PGE.

Klienci energochłonni klasyfikowani jako „odbiorcy przemysłowi" rzadziej korzystają z modelu zakupów grupowych tj. grup zakupowych, ograniczając je jedynie do powiązań korporacyjnych w grupach kapitałowych. Wiąże się to z wymogami formalnymi oraz wystarczająco mocną pozycją negocjacyjną na rynku.

Przemysł energochłonny stanowi bardzo ważną gałąź polskiej gospodarki, która jednocześnie wykazuje dużą wrażliwość na zmiany koniunktury na rynkach surowców, kursów walut, zmian cen energii. Dlatego wszystkie zmiany ustawodawstwa wspierające przedsiębiorstwa w redukcji kosztów podstawowych należy uznać za korzystne. Wśród inicjatyw wspierających przemysł energochłonny na szczególne zainteresowanie zasługują przedsięwzięcia optymalizujące zużycie, takie jak audyty, narzędzia do monitoringu, programy efektywnościowe oraz ulgi wnoszone prawodawstwem krajowym i wspólnotowym.

Czy Pana zdaniem rynek powinien być otwarty dla klienta indywidualnego?

Na przestrzeni ostatnich 4 lat obserwowaliśmy silny rozwój konkurencyjności sprzedawców energii w segmentach małych i średnich przedsiębiorstw oraz dużego biznesu. Ostatni rok przyniósł także zmiany na rynku gospodarstw domowych. Kilkadziesiąt tysięcy klientów zmieniło sprzedawcę, dając podstawy do uznania gospodarstw domowych za koło zamachowe kolejnych zmian na rynku. Ograniczenia prawne w zakresie cenotwórstwa, tzn. obligo taryfowe, sprawia, że sprzedawcy energii sięgają po nowsze, bardziej innowacyjne rozwiązania. Aktualnie klienci mogą korzystać z ofert z gwarancją ceny nawet w perspektywie 5 lat, ofert ekologicznych, ofert wspieranych kampaniami i programami marketingowymi, ofert łączonych (energia z usługami telekomunikacyjnymi), energia z usługami ubezpieczeniowymi, ofert z usługami technicznymi, a także łączących sprzedaż kilku paliw, np. energii i gazu ziemnego. PGE Obrót jest aktywnym graczem na tym rynku. W 2014 r. spółka

przeprowadziła z powodzeniem pilotaże sprzedaży ofert z bogatym pakietem wsparcia technicznego, współpracy z bankiem, a także w sposób szerszy od swoich konkurentów postawiła na jakość obsługi klientów, co zostało potwierdzone pozytywnymi wynikami badań konsumenckich oraz nadaniem godła „Firma Przyjazna Klientowi".

W jakim stopniu smart metering może wpłynąć na jakość obsługi i świadomość odbiorcy zarówno przemysłowego, jak i indywidualnego?

Smart metering jest jednym ze stymulantów rozwoju rynku detalicznego. Niestety należy także do rozwiązań bardzo kapitałochłonnych, co silnie spowalnia jego masową instalację. W pełni wdrożony system smart meteringu pozwoli na dużo większą elastyczność w budowie ofert (różne i dynamiczne strefy rozliczeniowe), bieżącą kontrolę stanu licznika (odczyt rzeczywisty), oraz potencjalnie lepsze dopasowanie rozwiązań produktowych do potrzeb klientów.

W bardziej zaawansowanym modelu smart metering jest także podstawą funkcjonowania „inteligentnego domu", jako furtka systemowa do tzw. HAN'a (home area network). Obiektywnie należy jednak przyznać, że nawet w zaawansowanych technologicznie krajach europejskich, system smart metering nie jest w pełni wykorzystywany. Główną barierą są wspomniane koszty, ale także obawy samych konsumentów w zakresie przekazywania szczegółowych danych o zużyciu energii w gospodarstwie domowym. Także w Polsce GIODO wskazywał problem gromadzenia i przetwarzania szerokich pakietów danych o konsumentach.

W przypadku największych przedsiębiorstw zdalny odczyt jest już prowadzony, co znalazło się w wymogach Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych. Należy przy tym pamiętać, że układy pomiarowe - liczniki wraz z modułami transmisji danych - w przypadku grup taryfowych A i B są własnością odbiorców energii i jako takie muszą być modernizowane na koszt przedsiębiorców. PGE Obrót oferuje kompleksowe wsparcie dla największych odbiorców energii w zakresie modernizacji układów pomiarowych zgodnie z wymogami poszczególnych spółek dystrybucyjnych.

Obecnie sprzedaż, tak energii elektrycznej, jak i gazu podlega koncesjonowaniu.

Z uwagi na charakter prowadzonej działalności, także w kontekście bezpieczeństwa odbiorców prądu i gazu, aktualnie obowiązujące regulacje wydają się być właściwe. Niekontrolowany dostęp do rynku różnych podmiotów, w tym także tych o niepewnej sytuacji finansowej, mogłaby skutkować potencjalnymi problemami w wyegzekwowaniu jakości i pełności dostaw energii i gazu.

> Przemysł energochłonny stanowi bardzo ważną gałąź polskiej gospodarki, która jednocześnie wykazuje dużą wrażliwość na zmiany koniunktury na rynkach surowców, kursów walut, zmian cen energii

Podobne regulacje, a także dedykowane im organa administracji publicznej, występują praktycznie we wszystkich gałęziach rynku oraz w większości krajów rozwiniętych. Wystarczy wspomnieć rolę KNF na rynku finansowym czy UKE na rynku telekomunikacyjnym. Analogicznie w Niemczech z powodzeniem funkcjonuje: „Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen", we Francji: „Commission de Régulation de l'Energie", a w Wielkiej Brytanii: „The Gas and Electricity Markets Authority".

Czy energia elektryczna to jedyny towar jaki oferuje - bądź będzie oferować PGE Obrót?

PGE Obrót konsekwentnie realizuje plany w zakresie rozwoju produktów. Pozycja rynkowa PGE wykazała skuteczność prowadzonych działań, a rozbudowany katalog produktów efektywnie trafia w zdefiniowane potrzeby wszystkich uczestników rynku. Aktualnie na rynku dostępnych jest kilkadziesiąt produktów PGE Obrót dedykowanych zarówno do sprzedaży w sieci stacjonarnej (BOK), jak i mobilnej (sieć partnerów).

W ostatnim roku portfolio produktowe spółki zostało poszerzone o oferty związane z audytami energetycznymi, oferty z assistance technicznym oraz nowe eko-oferty. 19 grudnia 2014 r. spółka zatwierdziła także taryfę dla obrotu gazem ziemnym, a od lutego 2015 r. uruchomiona została współpraca z bankiem w zakresie nowych atrakcyjnych rozwiązań produktowych. Trwają także prace nad dodatkowymi rozwiązaniami technicznymi i organizacyjnymi kierowanymi do obsługiwanych segmentów rynku.

Rozmawiał:
Mariusz Marchwiak,
„Nowa Energia"

Aneta Pacek-Łopalewska, radca prawny, Kancelaria Prawa Ochrony Środowiska

Odpowiedzialność za zanieczyszczenie powierzchni ziemi

- czy to istotny temat dla ITPOK?

Fot. NE

Istotny. W obecnych realiach faktycznych i prawnych kwestia ryzyka potencjalnej odpowiedzialności za zanieczyszczoną powierzchnię ziemi to temat, którego nie da się już unikać przy stole negocjacyjnym i nie uwzględniać przy ocenie rachunku ekonomicznego planowanej inwestycji. I nie ma w zasadzie żadnego znaczenia jakiego typu inwestycja jest realizowana, jeżeli tylko jest ona realizowana na lub w sąsiedztwie nieruchomości, na której wcześniej była prowadzona działalność gospodarcza. A inwestycje związane z zagospodarowaniem odpadów - zwłaszcza te, związane z przetwarzaniem odpadów - są raczej planowane do realizacji i faktycznie realizowane na terenach o takim właśnie charakterze…

I tu warto zwrócić uwagę na bardzo istotne zagadnienie. Jeszcze do niedawna stosunkowo łatwo można było znaleźć ścieżkę swoistej „ucieczki" od podejmowania jakichkolwiek prac rekultywacyjnych, czy też napawczych lub przesunięcia takiej odpowiedzialności w czasie, choćby poprzez stosowanie strategii chowania głowy w piasek - *„nic nie wiem o zanieczyszczeniu, więc na razie nie muszę podejmować żadnych działań"*. Ale powoli coraz trudniej będzie korzystać z takich rozwiązań. Obecnie regulacje prawne nie mówią już tylko *„masz obowiązek, ale w zasadzie dopiero wtedy gdy masz już wiedzę o tym, że nieruchomość jest zanieczyszczona"*. Prawo zmierza raczej ku modelowi - *„wykaż/potwierdź, że twoja nieruchomość jest czysta"*. Trochę na zasadzie, udowodnij, że nie jesteś wielbłądem…

I na to przesunięcie ciężaru dowodu powinni zwrócić uwagę także operatorzy instalacji w których prowadzona jest gospodarka odpadowa.

Historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi

Obecne brzmienie ustawy Prawo ochrony środowiska (jak wprowadzone ustawą z dnia 11 lipca 2014 r. *o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw*, która implementuje do naszego porządku prawnego regulacje Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. *w sprawie emisji przemysłowych,* czyli tzw. Dyrektywy IED), dość istotnie zmienia dotychczasowe regulacje dotyczące kontrowersyjnego zagadnienia starych zanieczyszczeń. Tzw. historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi, zgodnie z nową definicją, to zanieczyszczenie, które zaistniało przed dniem 30 kwietnia 2007 r. lub wynika z działalności, która została zakończona przed dniem 30 kwietnia 2007 r. oraz szkody w powierzchni ziemi w rozumieniu ustawy z dnia 13 kwietnia 2007 r. *o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie,* które zostały spowodowane przez emisję lub zdarzenie, od którego upłynęło więcej niż 30 lat.

Oczywiście od razu nasuwa się pytanie, czy i jak, w jaki sposób, identyfikować takie tereny? Dotychczas wiedza na temat tego typu zanieczyszczeń była wypadkową (w dużej mierze) przypadku, przy okazji np. prowadzonych procesów inwestycyjnych. Obecne przepisy przewidują bardzo specyficzny mechanizm, który pośrednio może wskazywać obszary „odgórnie", czy - używając nomenklatury prawa administracyjnego - niejako „z urzędu". I tak przepisy ustawy upoważniają ministra właściwego do spraw środowiska, aby określił, w drodze rozporządzenia *„rodzaje działalności mogących z dużym prawdopodobieństwem powodować historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi, wraz ze wskazaniem przykładowych dla tych działalności zanieczyszczeń"*. Określając krąg potencjalnych podejrzanych, minister powinien mieć na względzie *„wpływ niektórych rodzajów działalności na stan powierzchni ziemi, w tym stwarzane przez nie zagrożenie dla zdrowia ludzi i stanu środowiska"*. Pytanie, czy stworzenie takiej listy będzie pośrednio służyć do określenia - używając języka ustawy - także „miejsc, na których z dużym prawdopodobieństwem mogło wystąpić historyczne zanieczyszczenie ziemi"? I dalej, jakie mogą być konsekwencje wskazania takich podmiotów/przedsięwzięć?

Identyfikacja potencjalnych historycznych zanieczyszczeń powierzchni ziemi

Niewątpliwie budowany katalog rodzajów działalności uznawanych jako mogących z dużym prawdopodobieństwem powodować historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi, to narzędzie, które ma służyć określeniu i wskazaniu obszarów zanieczyszczonych „historycznie". Tutaj Prawo ochrony środowiska przewiduje ciekawą ścieżkę „identyfikowania potencjalnych zanieczyszczeń", której będzie dokonywał właściwy miejscowo starosta. Ustawa, obarczając starostę nową kompetencją doprecyzowuje przy tym, że starosta będzie dokonywał takiej identyfikacji poprzez:

(a) ustalenie działalności mogącej z dużym prawdopodobieństwem powodować historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi, która była prowadzona na danym terenie przed dniem 30 kwietnia 2007 r.,
(b) ustalenie listy substancji powodujących ryzyko, których wystąpienie w glebie lub ziemi jest spodziewane ze względu na działalność mogącą z dużym prawdopodobieństwem powodować historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi,
(c) analizę dostępnych informacji na temat zagrożenia zanieczyszczeniem gleby lub ziemi oraz w razie potrzeby - wykonanie pierwszego etapu badań zanieczyszczenia gleby i ziemi przez akredytowane laboratorium.

I tutaj ustawa wyposaża starostę w dość istotne uprawnienie wstępu na teren władającego powierzchnią ziemi w celu wykonywania badań zanieczyszczenia gleby i ziemi, gdzie władający powierzchnią ziemi będzie zobowiązany umożliwić wykonywanie takich badań na terenie będącym w jego władaniu. Co więcej, władający powierzchnią ziemi, na wniosek starosty będzie zobowiązany do przekazania wszelkich znajdujących się w jego posiadaniu informacji dotyczących potencjalnego historycznego zanieczyszczenia powierzchni ziemi oraz jego możliwych źródłach. W takim przypadku, gdy zostanie przekazane konkretne pytanie starosty, zapewne trudniej będzie wskazać władającemu, że nic nie wie…

Fot. NE

Wykaz potencjalnych historycznych zanieczyszczeń powierzchni ziemi

Zebrane przez starostę dane będą wsadem do sporządzanego przez niego wykazu potencjalnych historycznych zanieczyszczeń powierzchni ziemi. W takim wykazie zostaną zawarte takie informacje jak: (a) adres, numery działek ewidencyjnych i informacje o ich powierzchni; (b) informacje o aktualnym i, o ile jest to możliwe, planowanym sposobie użytkowania gruntów; (c) informacje o działalności prowadzonej na terenie; (d) informacje o działalności prowadzonej na terenie w przeszłości, o ile takie informacje są dostępne; (e) informacje o właściwościach gleby na terenie, (f) nazwy substancji powodujących ryzyko oraz informacje o ich zawartości w glebie i w ziemi; (g) informacje o remediacji prowadzonej obecnie i w przeszłości na terenie; (h) imię i nazwisko albo nazwę obowiązanego do przeprowadzenia remediacji oraz adres jego zamieszkania lub siedziby; oraz (i) imię i nazwisko albo nazwę władającego powierzchnią ziemi oraz adres jego zamieszkania lub siedziby. Starosta będzie dokonywał aktualizacji wykazu raz na 2 lata. Sam wykaz natomiast będzie przekazywany dalej, tj. właściwemu regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska.

Rejestr historycznych zanieczyszczeń

Przekazane przez starostę informacje (wykaz) będą z kolei uwzględnione w prowadzonym przez regionalnego dyrektora ochrony środowiska rejestrze historycznych zanieczyszczeń powierzchni ziemi. Wpis o potencjalnym historycznym zanieczyszczeniu powierzchni ziemi będzie dokonywany przez regionalnego dyrektora ochrony środowiska w drodze decyzji skierowanej do władającego powierzchnią ziemi, nie później niż w terminie 6 miesięcy od dnia otrzymania wykazu lub jego aktualizacji. Decyzja będzie zawierać wskazanie miejsca, na którym występuje potencjalne historyczne zanieczyszczenie powierzchni ziemi. Jak się wydaje, ponieważ sam wpis będzie następował w drodze decyzji administracyjnej, od takiej decyzji będzie służyło odwołanie do generalnego dyrektora ochrony środowiska. Powstaje jednak pytanie, czy do złożenia takiego odwołania uprawniony będzie tylko władający powierzchnią ziemi, do którego kierowana będzie decyzja? W świetle przepisów władający nieruchomością to właściciel nieruchomości lub - jeżeli w ewidencji gruntów i budynków prowadzonej na podstawie ustawy Prawo geodezyjne i kartograficzne ujawniono inny podmiot władający gruntem - podmiot ujawniony jako władający. Tym samym, to nie zawsze musi być ten podmiot, który faktycznie włada (zarządza) nieruchomością, i który - ze względu na ryzyko ciążącej na nim potencjalnej odpowiedzialności - może być mocno zainteresowany takim wpisem...

Umieszczenie nieruchomości w wykazie starosty otwiera także drogę regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska do nałożenia na podmiot władający obowiązku wykonania - w terminie wskazanym przez ten organ - badań zanieczyszczenia gleby i ziemi. Taki obowiązek zostanie nałożony także w drodze decyzji administracyjnej.

I dalej, warto także zwrócić uwagę, że także wykreślenie z rejestru historycznych zanieczyszczeń będzie następować w drodze decyzji regionalnego dyrektora ochrony środowiska. Zgodnie z ustawą, regionalny dyrektor ochrony środowiska, w drodze decyzji skierowanej do władającego powierzchnią ziemi, dokona wykreślenia wpisu do rejestru, w szczególności „gdy badania zanieczyszczenia gleby i ziemi, nie potwierdzą występowania na danym terenie historycznego zanieczyszczenia powierzchni ziemi". A jakie to będą badania? Takie, które zgodnie z ustawą będzie mógł nakazać władającemu regionalny dyrektor ochrony środowiska, albo takie jakie regionalny dyrektor ochrony środowiska wykona we „własnym zakresie"...

Wnioski

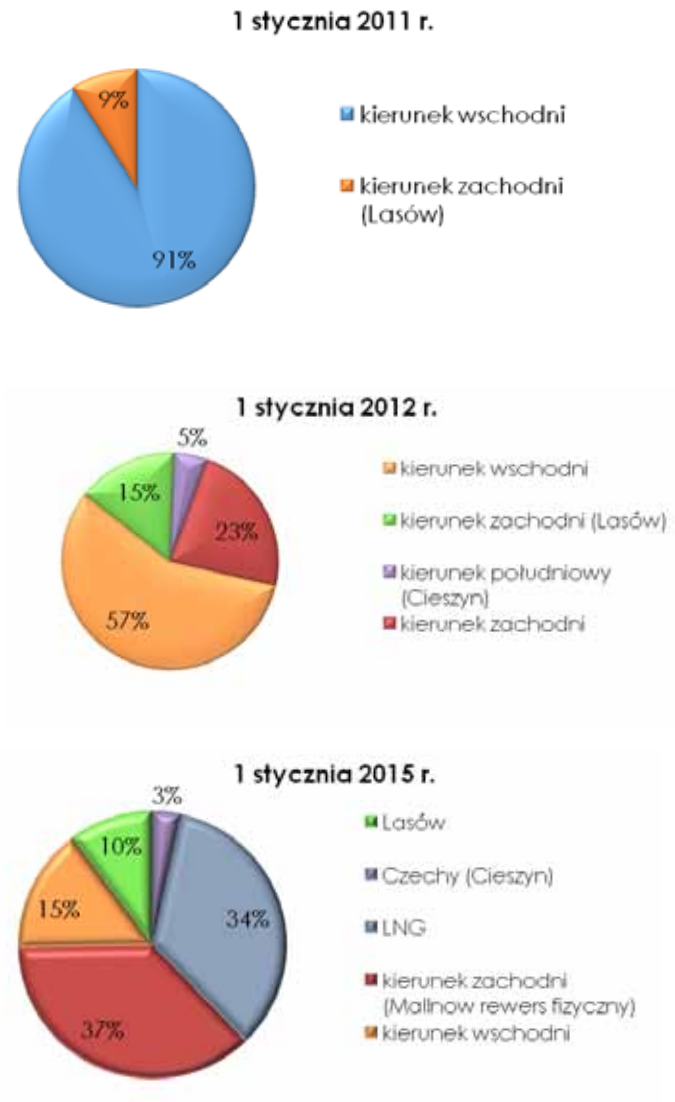
Zmienione Prawo ochrony środowiska wyposaża organy w daleko idące i mocne instrumenty prawne. Oczywiście powstaje pytanie, czy i jak organy z takich uprawnień będą korzystać. Trudno to na tym etapie ocenić. Mając zwłaszcza na uwadze fakt, że sporządzane na podstawie dotychczasowych przepisów rejestry terenów zanieczyszczonych okazały się mało efektywnym narzędziem i nie spełniły pokładanych w nich nadziei. Jednak, w mojej opinii warto na te nowe przepisy zwrócić uwagę...

dr Przemysław Zaleski, ekspert w obszarze sektora energetycznego. Bierze aktywny udział w pracach wielu organizacji branżowych. Ekspert Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki, podkomisji stałej ds. energetyki przy Komisji Gospodarki Sejmu RP. Członek PTPiREE, TOE, ekspert w międzynarodowym stowarzyszeniu branżowym Eurelectric (Energy Policy & Generation Committee) z siedzibą w Brukseli. W 2010 objął funkcję wiceprzewodniczącego Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji oraz Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej utworzonej przez Wicepremiera, Ministra Gospodarki. Od 2011 ekspert przy komisji realizującej Strategiczny Przegląd Bezpieczeństwa Narodowego w Biurze Bezpieczeństwa Narodowego w obszarze energetyki. Prowadzi blog poświęcony bezpieczeństwu energetycznemu.

Gazowa niezależność **już w 2018 r.?**

W marcu 2011 r. polski gazowy operator przesyłowy, czyli Spółka GAZ - SYSYTEM podpisała z konsorcjum banków (ING, Nordea, Pekao SA, Millennium i BRE Bank) umowę na wykup obligacji o wartości 1,7 mld zł. Był to pierwszy krok do uruchomienia planów szybkiego rozwoju linii przesyłowych pozwalających na import gazu z wielu kierunków. Całość inwestycji pochłonie 8 mld[1] zł, a reszta funduszy będzie pochodzić ze środków własnych GAZ - SYSYEMu (3,6 mld zł), dofinansowania unijnego (1,7 mld zł) oraz pożyczek z Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego.

Pomimo obaw w połowie października 2014 r. Komisja Europejska potwierdziła zasadność pomocy publicznej dla nowych inwestycji Spółki.[2] Według planów, w ciągu kilku najbliższych lat, sieć gazociągów zwiększy się o tysiąc kilometrów, w kierunku południowo-zachodnim, centralnym oraz północno-zachodnim, aby połączyć terminal LNG w Świnoujściu z systemem czeskim. Docelowo korytarz gazowy Północ-Południe będzie się łączył z chorwacką Adrią. Projekt wspiera KE, która realizuje cel polityczny, jakim jest likwidacja tzw. wysp energetycznych, czyli sieci izolowanych od zachodnioeuropejskiego systemu gazowego. Pierwsze inwestycje mają się zakończyć w 2015 r., tak aby były gotowe na uruchomienie terminala LNG w Świnoujściu. Następnie drugi etap inwestycji



Rys. 1. Etapy budowania niezależności gazowej w Polsce

zakłada połączenie z system litewskim i słowackim.

Patrząc na plan rozwoju z punktu widzenia niezależności energetycznej - wygląda to bardzo dobrze. Przypomnijmy, że w 2011 r. możliwości importu gazu z kierunku innego niż wschodni stanowiły 9%. Obecnie nawet 43% importu gazu łącznie, może pochodzić z kierunku zachodniego oraz południowego. Etapy budowania niezależności gazowej są przedstawione na - rys. 1 (źródło: GAZ-SYSTEM)[3].

Według doniesień prasowych i prezentowanych przez reprezentantów Spółki materiałów, można stwierdzić, że realizuje ona swój plan zgodnie z harmonogramem. Zakończone są prace analityczne rozbudowy połączenia Polska-Czechy oraz Polska-Słowacja i przygotowywane są studia wykonalności. Partnerzy z Węgier i Słowacji poinformowali Spółkę, że realizacja inwestycji po ich stronie nie jest zagrożona. Zakończony plan rozbudowy gazociągów ma przecinać Polskę od terminala w Świnoujściu w kierunku południowym i zachodnim (ujęcie graficzne na rys. 2).

Gazprom, obserwując polskie plany wcześniej czy później będzie grał na cenę gazu, chcąc zachować swój dotychczasowy rynek zbytu. Na razie budowa systemów przesyłowych to tylko jeden element, który daje przede wszystkim możliwości dywersyfikacji tego surowca. Dla Gazpromu oznacza to sygnał - biorąc pod uwagę rewolucję łupkową w Europie, którą próbuje zablokować poprzez różne działania - spowodowania obniżki cen. Według ekspertów zajmujących się rynkiem gazu, renegocjacja umów gazowych w 2012 r. wcale nie była spowodowana spadkiem cen ropy naftowej na światowych rynkach, ale właśnie strachem przed potencjalnymi efektami z odwiertów gazu łupkowego i możliwościami eksportowymi poprzez budowany właśnie terminal w Polsce oraz w Kłajpedzie.

Dodać do tego trzeba kłopoty Gazpromu zarówno wewnętrzne z nowymi silnymi graczami, tj. koncernami Nova-

Rys. 2. Zakończony plan rozbudowy gazociągów ma przecinać Polskę od terminala w Świnoujściu w kierunku południowym i zachodnim
Źródło: prezentacja Spółki GAZ - SYSTEM

tek oraz Rosnieft, które mają monopol na rynkach azjatyckich i problemami z Komisją Europejską, która 4 września 2012 r. wszczęła postępowanie wyjaśniające wobec Gazpromu. Sprawa jest głośna i traktowana w UE poważnie, co widać po słowach Unijnego Komisarza ds. konkurencji Joaquin Almunia, który poinformował na początku października br.[4], że: „(...)postępowanie weszło w fazę przygotowania do postawienia zarzutów rosyjskiemu koncernowi oraz, że KE nie zamierza ustąpić(...)".

Wnioski

Proces obserwowany jest przez media, a dotyczy dwóch istotnych aspektów. Po pierwsze odmowy dostępu do swoich sieci przesyłowych innym dostawcom gazu oraz zapisów w umowach oferowanych przez koncern do klientów w Europie. Przede wszystkim nie podobają się zapisy o tzw. klauzulę przeznaczenia *(ang. destination clause)*, która zakazuje odsprzedaży surowca przez nabywcę oraz bolesna zwłaszcza dla krajów z Europy środkowej klauzula tzw. take or pay (bierz i płać) niezależnie od zużycia. Dodając do tego, że z budowanych terminali w Europie może wkrótce popłynąć gaz łupkowy z USA, należy oczekiwać, iż Gazprom pomimo swej potęgi będzie musiał przemyśleć swoją politykę cenową. □

Literatura

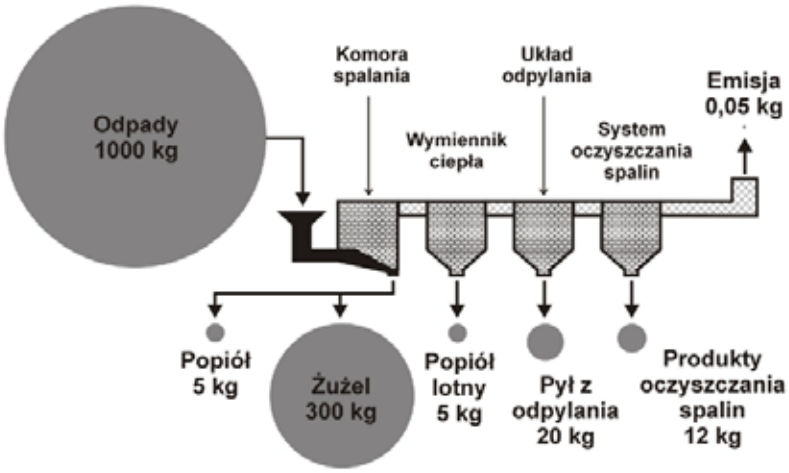
1) http://www.rynekinfrastruktury.pl/artykul/34/1/chadam-w-2018-pelna-niezaleznosc-gazowa.html
2) http://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artykul/201729/
3) Źródło: Prezentacja Spółki GAZ - SYSTEM pt: Plany w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej w Polsce, Rafał Wittman, Warszawa, Konferencja PAP, 11 kwietnia 2013 r.
4) http://www.ekonomia.rp.pl/artykul/1053919.html

dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. PŁ, mgr inż. Dorota Wasiak,
Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

Wtórne odpady
z procesu termicznego przekształcania odpadów

Wszystko co nowe i nieznane zawsze budziło i budzi obawy o bezpieczeństwo, oddziaływanie na zdrowie ludzi i środowisko, możliwe awarie. Nie inaczej jest w przypadku instalacji termicznego przekształcania odpadów zwanych najprościej spalarniami. Obawy o prawidłowe funkcjonowanie, o oddziaływanie na zdrowie ludzi i środowisko, obawy o bezpieczeństwo zamieszkujących w pobliżu osób towarzyszyły zawsze budowie tego typu instalacji. Jest rzeczą oczywistą, że każdy z nas chciałby żyć w czystym, bezpiecznym środowisku mając pewność, że nic mu nie zagraża. Doświadczenia budowy i eksploatacji ponad 500 spalarni odpadów komunalnych w Europie i ponad 2 000 funkcjonujących na całym świecie wskazują jednoznacznie, że zagrożenie takie nie występuje i zamieszkiwanie w pobliżu spalarni odpadów nie wiąże się z żadnym dodatkowym ryzykiem.

Każdy jednak projekt budowy spalarni odpadów komunalnych napotyka zawsze silny opór środowisk lokalnych oraz ruchów ekologicznych. Zazwyczaj kluczowym argumentem przeciwko budowie spalarni jest możliwa emisja do atmosfery wielu szkodliwych, bądź wręcz toksycznych związków chemicznych, wśród których najczęściej wymieniane są dioksyny, czyli polichlorowane dibenzo-p-dioksyny oraz polichlorowane dibenzofurany. Zagadnienie bezpieczeństwa eksploatacji spalarni z uwagi na emisję zanieczyszczeń do powietrza atmosferycznego zostało szczegółowo omówione na łamach „Nowej Energii" w 2013 r. [1], gdzie wykazano, że we współczesnych, nowoczesnych spalarniach odpadów problem emisji zanieczyszczeń do powietrza praktycznie nie istnieje. Wszystkie spalarnie wyposażone są w bardzo skuteczne systemy ograniczania emisji i stąd emisja zanieczyszczeń jest znacznie mniejsza niż nawet z najnowocześniejszych obiektów energetycznych (elektrowni, elektrociepłowni, czy ciepłowni). Dzieje się tak, gdyż spalarnie muszą spełniać



Rys. 1. Przykładowy bilans masy spalarni odpadów komunalnych

Zgodnie z katalogiem odpadów są one klasyfikowane w sposób następujący:

żużel po procesie spalania	kod: 19 01 11*) lub 19 01 12
odpady stałe z pirolizy odpadów	kod: 19 01 17*) lub 19 01 18
odpady z procesu oczyszczania spalin: · popioły lotne · pyły · placki filtracyjne, szlamy i inne odpady z oczyszczania spalin	 kod: 19 01 13*) lub 19 01 14 kod: 19 01 15*) lub 19 01 16 kod: 19 01 05*), 19 01 06*) 19 01 07*)
zużyte sorbenty (węgiel aktywny) z procesu oczyszczania spalin.	kod: 19 01 10*)

**) - odpad niebezpieczny*

Fot. freeimages.com

bardzo rygorystyczne regulacje prawne wynikające z obowiązującej we wszystkich krajach Unii Europejskiej dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (2010/75/UE) [2]. Jednak przeciwnicy budowy spalarni szybko znaleźli kolejny argument przeciwko budowie tego typu instalacji - problem odpadów wtórnych z procesu termicznego przekształcania odpadów.

Ilość i rodzaj wtórnych odpadów stałych zależy od stosowanej technologii spalania oraz technologii oczyszczania spalin. Generalnie ich ilość obrazuje rysunek 1 [3].

Pierwsze dwa odpady (powstające w zależności od stosowanej technologii termicznego przekształcania odpadów) najczęściej klasyfikowane są jako odpady niebezpieczne. Dodatkowo odpady te podlegają regulacjom wynikającym z rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów. Dopuszczalna zawartość węgla organicznego w żużlach i popiołach paleniskowych nie może być wyższa niż 3% (lub udział części palnych nieprzekraczający 5%). Pozostałe odpady wtórne po procesie spalania podlegają odpowiednim przepisom dotyczącym odpadów niebezpiecznych. Zmiana klasyfikacji jest teoretycznie możliwa, wymaga jednak wykonania licznych badań zgodnie z zapisami rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie warunków, w których uznaje się, że odpady nie są niebezpieczne. Z praktycznego punktu widzenia jest to jednak mało realne.

Ilość powstającego żużla i popiołu paleniskowego (często nazywanego z angielska popiołem dennym - *bottom ash*) jest ściśle związana z ilością

substancji nieorganicznych, niepalnych zawartych w odpadach poddawanych spaleniu, czyli tak na prawdę z morfologią odpadów komunalnych. Jeżeli spalarnia odpadów komunalnych „obsługuje" obszar, na którym dominują indywidualne węglowe systemy grzewcze zawartość substancji niepalnych (popiołu z indywidualnego spalania węgla) jest znacznie wyższa niż w przypadku, gdy w mieście dominuje ogrzewanie ciepłem systemowym (zdalaczynny system grzewczy oparty o elektrociepłownię). Może się więc zdarzyć, że z 1 Mg odpadów komunalnych uzyska się raz 350, a raz tylko 250 kg żużli i popiołów paleniskowych.

Unos pyłów z paleniska jest konsekwencją przepływu powietrza przez strefę spalania. Przepływ ten powoduje porywanie drobnych cząstek ciała stałego oraz sadzy (nieopalonego węgla elementarnego jako produktu uwęglenia materii organicznej) i w ten sposób tworzy się emisja pyłu z procesów spalania. Emisja ta jest tym większa, im lepsze jest natlenienie strefy spalania i im wyższe prędkości powietrza obserwujemy w tej strefie (co jest akurat korzystne dla efektywności procesu spalania rozumianego jako utlenienie materii organicznej). Unoszone w strumieniu spalin ze strefy spalania cząstki ciała stałego mają najczęściej bardzo małą średnicę, a ich głównym składnikiem jest dwutlenek krzemu (SiO_2 - krzemionka). Jednocześnie cząstki te są nośnikiem metali, węgla elementarnego (sadzy) oraz zaadsorbowanych produktów niepełnego spalania i produktów wtórnej syntezy poza strefą płomienia. Dla nowoczesnych instalacji spalania paliw stałych unos cząstek ciała stałego zazwyczaj nie jest większy niż 60% dla instalacji pyłowych i fluidalnych oraz ok. 25-40% dla instalacji rusztowych. Emisja cząstek ciała stałego jako pyłu z procesu spalania jest więc praktycznie proporcjonalna do zawartości substancji niepalnej w paliwie, a współczynnikiem proporcjonalności jest tzw. współczynnik unosu, inny dla każdej instalacji, zależny głównie od jej konstrukcji.

Tab. 1. Specjacja wybranych metali w procesie spalania [4, 5]

Metal	Faza stała [%]	Faza gazowa [%]
Antymon - Sb	25	75
Arsen - As	68,6	31,4
Chrom - Cr	92	8
Cyna - Sn	50,8	49,2
Cynk - Zn	52	48
Glin - Al	87,8	12,2
Kadm - Cd	9,5	90,5
Kobalt - Co	90,1	9,9
Magnez - Mg	91,9	8,1
Mangan - Mn	94	6
Miedź - Cu	97,3	2,7
Molibden - Mo	91,7	8,3
Nikiel - Ni	98,2	1,8
Ołów - Pb	59	41
Rtęć - Hg	0,7	99,3
Tytan - Ti	85,3	14,7
Żelazo - Fe	99,1	0,9

Część z uniesionych z paleniska cząstek ciała stałego ulega wytrąceniu (grawitacyjnemu lub bezwładnościowemu) ze strumienia spalin w drugim i trzecim ciągu konwekcyjnym kotła, ewentualnie na pęczkach rur wymienników ciepła. Okresowo usunięty (podczas czyszczenia) pył nazywany jest popiołem lotnym. Jak pokazuje doświadczenie, zawiera on znaczne ilości zanieczyszczeń - w szczególności produktów niepełnego spalania, w tym kancerogennych wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA, PAHs) oraz polichlorowanych dibenzo-p-dioksyn i polichlorowanych dibenzofuranów (PCDD/Fs), a także polichlorowanych bifenyli (PCBs). Pył ten jest również nośnikiem niektórych metali ciężkich.

Dalej, w typowej spalarni odpadów komunalnych spaliny kierowane są do systemu oczyszczania spalin, którego jednym z najważniejszych części jest urządzenie odpylające. Wyodrębniony tam pył zawiera zarwano produkty niepełnego spalania, jak i metale ciężkie. W przypadku często ostatnio stosowanych suchych i półsuchych systemów oczyszczania spalin w urządzeniu odpylającym (najczęściej jest to filtr tkaninowy) razem z pyłem ze strumienia spalin usuwane są również stałe produkty oczyszczania spalin.

Emisja metali z procesu spalania jest bardzo ściśle powiązana z emisją cząstek ciała stałego i dlatego też problem ten występuje podczas spalania paliw stałych zawierających znaczne domieszki substancji niepalnej. Z grubsza metale (przede wszystkim metale ciężkie), ze względu na specjację w produktach spalania, możemy podzielić na trzy grupy:

- metale łatwo ulegające odparowaniu w strefie spalania i występujące głównie w emisji do powietrza,
- metale o wysokich temperaturach topnienia i wrzenia kumulujące się w stałych produktach spalania (żużlu i popiele paleniskowym),
- metale o właściwościach pośrednich, dla których występuje podział pomiędzy spalin, oraz stałe produkty spalania.

Do pierwszej grupy zaliczamy przed wszystkim rtęć (Hg) oraz kadm (Cd). Podobne właściwości wykazuje jeszcze selen (Se). Większość metali należy do grupy drugiej - są to przede wszystkim żelazo (Fe), magnez (Mg), kobalt (Co), chrom (Cr), miedź (Cu), mangan (Mn), molibden (Mo) oraz nikiel (Ni). Podobne właściwości wykazują także glin (Al) oraz tytan (Ti). Do trzeciej grupy, pośredniej, zaliczymy przede wszystkim arsen (As), ołów (Pb), cynę (Sn) i cynk

(Zn), a także antymon (Sb). Szczegółowe dane dotyczące specjacji wybranych metali w procesie spalania, na przykładzie spalarni odpadów [4-8], podano w tabeli 1.

Opisana wcześniej sytuacja (specjacja) ulega istotnej zmianie, jeżeli w strefie spalania pojawiają się halogenki - przede wszystkim chlor i brom. Temperatura topnienia oraz wrzenia soli metali ciężkich (chlorków) jest znacząco niższa od temperatury topnienia oraz wrzenia czystego metalu względnie jego tlenku.

Według danych literaturowych [9] szczególnie widoczne jest to w przypadku niklu (Ni), talu (Tl) oraz ołowiu (Pb). Skutkiem tego jest zwiększony udział ww. pierwiastków w gazach odlotowych, a tym samym zarówno w popiołach lotnych, jak i w pyle oddzielonym w urządzeniach filtracyjnych, a także w samych gazach odlotowych emitowanych do atmosfery.

Właściwości i skład wtórnych odpadów pochodzących z typowego procesu termicznego przekształcania odpadów był przedmiotem licznych badań. Najwięcej informacji na ten temat zawartych zostało w monografii Chandlera i współpracowników [10] oraz ostatnio u Thome-Kozmienskiego [11]. Typowe zawartości niektórych pierwiastków w odpadach komunalnych, żużlach, popiołach, popiołach lotnych, pyle z urządzeń odpylających oraz w gazach odlotowych wg Chandlera i współpracowników pokazano w tabeli 2. Natomiast w tabeli 3 pokazano najnowsze wyniki badań zawartości niektórych pierwiastków w odpadach wtórnych ze spalarni niemieckich wg Thome-Kozmienskiego.

Zawartość niektórych związków organicznych (w tym produktów niepełnego spalania) w odprowadzanych żużlach i popiołach paleniskowych, popiołach lotnych, pyle z urządzeń odpylających oraz w produktach oczyszczania spalin wg Chandlera i współpracowników pokazano w tabeli 4.

Z punktu widzenia zagrożeń środowiskowych nie tyle jest ważna obec-

Tab. 2. Średnie, typowe zawartości niektórych pierwiastków w odpadach komunalnych, żużlach, popiołach, popiołach lotnych, pyle z urządzeń odpylających oraz w gazach odlotowych wg Chandlera i współpracowników [10]

Pierwiastek	Odpady	Popiół	Popiół lotny	Pył z urządzeń odpylających	Emisja do powietrza
	mg/g	µg/g	µg/g	µg/g	µg/m3
Sb	10-60	10-80	20-60	40-120	< 5
As	3-9	1-80	20-60	40-120	< 50
Cd	5-15	0,5-10	50-150	50-1 000	< 10
Pb	400-1 000	350-5 000	2 000-8 000	2 500-12 000	< 50
Hg	0,5-5	< 1	< 5	1-30	< 50
Se	0,8	0,4-1	4	10-20	< 2
Sn	120	250	500	1700	-
Tl	0,2	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 1
Zn	600-2 000	800-6 000	5 000- 10 000	5 000-80 000	< 5
Ti	1 300	3 500-8 000	6 500	7 000-9 000	4 000
Cr	40-400	100-1 200	200-800	100-1 000	200-800
Mn	200-500	400-1 000	700-1 200	800 -1 500	900
Fe *	2,5-5,0	5-15	3,0-5,0	3,0-6,0	4,0
Ni	20-130	50-800	100-300	100-300	100-200
Cu	200-1 000	250-4 500	300-1 500	50-5 000	300-3 000
Na	3-15	8-40	8-40	10-40	20-50
K	5	2-15	15-40	4-40	100
Rb	0,04	0,125	0,10	0,16	0,45
Mg		5-20		10-40	
Ca	10-35	50-100	100	50-100	50
Sr	0,12	0,20-1,0	0,50	0,65	0,45
Ba	0,73	0,50-2,5	2,5	2,5-3,5	1,30

Tab. 3. Typowe zawartości wybranych pierwiastków we wtórnych odpadach z procesu spalania odpadów [g/kg] wg Thome-Kozmienskiego [11]

Pierwiastek	Żużle i popioły	Pył z odpylnia	Produkty oczyszczania spalin
Glin (Al)	80-180	60-120	17-48
Ołów (Pb)	1-17	6-12	1-7
Kadm (Cd)	0,01-0,03	0,2-0,6	0,09-0,30
Wapń (Ca)	25-100	30-90	230-390
Węgiel (jako C)	7-15	1-5	3-17
Chlorki (jako Cl)	3-6	40-78	100-200
Chrom (Cr)	1-10	0,5-1,7	0,03-0,20
Żelazo (Fe)	40-230	28-40	4-12
Potas (K)	5-20	12-74	12-32
Węglany (CO_3^-)	15-40	14-36	9-27
Miedź (Cu)	1-4	0,7-2	0,2-0,8
Magnez (Mg)	6-18	48-40	6-11
Sód (Na)	10-60	20-80	4-20
Nikiel (Ni)	0,1-0,3	0,2-0,3	0,02-0,20
Fosforany (jako P)	7-14	1-12	0,5-3
Rtęć (Hg)	0,0001-0,0070	0,002-0,025	0,002-0,03
Krzemiany	10-215	105-150	30-50
Siarczany (jako S)	2-4	20-40	14-37
Cynk (Zn)	4-15	13-39	6-17

Tab. 4. Średnie, typowe zawartości niektórych związków organicznych (w tym produktów niepełnego spalania) w odpadach żużlach i popiołach, popiołach lotnych, pyle z urządzeń odpylających oraz w produktach oczyszczania spalin wg Chandlera i współpracowników [10]

Wtórny odpad	PCDDs	PCDFs	Chlorobenzeny	Chlorofenole	PCBs	WWA
Popiół i żużel	0,001-0,05	0,05-0,5	2-160	6-40	2-50	5-19 000
Popiół lotny	0,1-200	0,03-120	200-1 600	20-500	0,1-50	10-300
Pyły z układu odpylania	100-1 000	40-200	100-4 000	50-10 000	10-250	50-2 000
Produkty oczyszczania spalin	0,7-30	1,4-70	0,03-0,4	50-200	20	30

ność metali ciężkich we wtórnych odpadach z procesu spalania odpadów, a forma w jakiej metale te występują. W przypadku gazów odlotowych, popiołów lotnych, czy pyłów - metale ciężkie (niektóre) występują przede wszystkim w postaci soli - chlorków, bromków, czy fluorków. Wyjątkiem jest rtęć, której większość zawsze występuje w postaci par, choć również podobnie mogą zachowywać się kadm, tal i arsen.

W żużlach i popiołach paleniskowych dominują metale ciężkie bądź w postaci tlenków, bądź też w postaci metalicznej. Pojawienie się formy metalicznej jest ściśle związane z przebiegającymi w temperaturze ok. 1 200°C reakcjami chemicznymi, zwanymi niekiedy reakcjami karbo-termicznymi. Z chemicznego punktu widzenia są to reakcje redukcji za pomocą węgla pierwiastkowego (zawartego w spalanych odpadach i powstałego w wyniku uwęglenia materii organicznej w procesie spalania) tlenków metali do tlenków na niższym stopniu utlenienia lub w skrajnym przypadku do formy metalicznej. Węgiel elementarny jest bardzo silnym reduktorem, szczególnie w wysokich temperaturach. Przebieg reakcji chemicznych (na przykładzie żelaza) jest następujący:

$$3\,Fe_2O_3 + C \rightarrow 2\,Fe_3O_4 + CO$$
$$Fe_3O_4 + C \rightarrow 3\,FeO + CO$$
$$FeO + C \rightarrow Fe + CO$$
$$3\,Fe_2O_3 + CO \rightarrow 2\,Fe_3O_4 + CO_2$$
$$Fe_3O_4 + CO \rightarrow 3\,FeO + CO_2$$
$$Fe_2O_3 + CO \rightarrow 2\,FeO + CO_2$$
$$CO_2 + C \rightarrow 2\,CO$$

Przebieg podanych powyżej reakcji chemicznych powoduje dodatkową emisję zarówno tlenku, jak i dwutlenku węgla, a także występowanie niektórych pierwiastków w formie metalicznej, a nie tlenkowej w żużlach i popiołach paleniskowych po procesie spalania odpadów. Oczywiście występowanie metali w żużlach i popiołach paleniskowych w formie soli - chlorków, czy siarczanów jest również obserwowane. Skutkiem tego jest wymywalność tych metali do środowiska z żużli i popiołów paleniskowych i tym samym ograniczenia w gospodarczym wykorzystaniu tego odpadu.

Stosowana w Polsce (zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów) procedura badań wymywania metali polega na wymyciu odpadu wodą destylowaną (w stosunku 10 dm^3 wody na 1 kg odpadu). Jest ona zgodna z normą PN-EN 12457. Trzeba jednak wyraźnie stwierdzić, że norma ta nie powinna być stosowana, gdyż nie daje ona obrazu rzeczywistej zdolności do uwalniania metali do środowiska. W szczególności dotyczy to przypadków, gdy wtórne odpady z procesu termicznego przekształcania odpadów mają być składowane na składowiskach bądź wykorzystanie gospodarczo, np. jako podsypka przy budowie dróg.

Ani całkowita zawartość metali, która określa tylko stopień zanieczyszczenia, ani zawartość metali w eluacie wodnym nie mówią nam nic o ich biodostępności, a co za tym idzie nie wiemy nic o zagrożeniach dla ekosystemu. Tylko metody oparte na analizie sekwencyjnej pozwalają na szerszą ocenę oddziaływania metali ciężkich na środowisko. Ogólna zasada ekstrakcji sekwencyjnej polega na działaniu na tę samą próbkę różnymi roztworami o rosnącej agresywności. Ekstrakty oddzielane są za pomocą wirowania lub filtrowania, a część stałą poddaje się następnemu etapowi ekstrakcji stosując coraz silniejsze ekstrahenty. W kolejnych frakcjach wykorzystuje się takie mechanizmy fizyko-chemiczne, jak rozpuszczalność w wodzie, wymianę jonową, utlenianie i redukcję oraz kompleksowanie. Znanych i opisanych w literaturze jest kilka procedur ekstrakcji sekwencyjnej - np. metoda Tessiera, van Hercka, czy metoda BCR [12]. Zazwyczaj w procesie ekstrakcji sekwencyjnej wyodrębnia się następujące frakcje:

- frakcja rozpuszczalna w wodzie,
- frakcja jonowymienna,
- frakcja wodorotlenkowa,
- frakcja związana z substancją organiczną,
- frakcja rezydualna (pozostałościowa).

Frakcja rozpuszczalna w wodzie jest frakcją, która jest najrzadziej wyodrębnianą ze względu na brak zdolności buforowych i dużą rozpuszczalność związków organicznych, co powoduje mały efekt ekstrakcji. Frakcja jonowymienna wykorzystuje proces adsorpcji i desorpcji, do ekstrakcji wykorzystuje się sole obojętne, np. octany. Frakcja wodorotlenkowa, opierając się na współstrącaniu metali w tlenkach Mn i Fe, wykorzystuje się właściwości redukcyjne związków. W frakcji związanej z substancją organiczną wykorzystuje się odczynniki działające utleniająco oraz substancje chelatujące, które powodują silne kompleksowanie metali. Frakcja siarczkowa opiera się na roztworzeniu minerałów węglanowych. Frakcja rezydualna oznaczana jest po całkowitej mineralizacji np. wodą królewską. Do najbardziej mobilnych frakcji metali wyodrębnionych w procesie ekstrakcji sekwencyjnej zalicza się te, które zostały wyługowane w dwóch pierwszych etapach. Największe jednak zagrożenie dla środowiska stanowią

metale frakcji jonowymiennej, gdyż wymycie ich następuje w wyniku kontaktu z wodą. Frakcja węglanowa jest także stosunkowo łatwo wymywalna, ale tylko w warunkach obniżonego pH, które może być wywołane opadami kwaśnych deszczy. Frakcja wodorotlenkowa jest umiarkowanie mobilna i możliwa wyłącznie w niekorzystnych warunkach środowiskowych wywołanych np. deficytem tlenowym. Praktycznie niemobilna frakcja organiczna może zostać uruchomiona w warunkach silenie tlenowych. Frakcja pozostałościowa nie stwarza zagrożenia dla ekosystemu, gdyż jest praktycznie niemobilna. Ocena zagrożeń dla środowiska stwarzanych przez żużle i popioły z termicznego przekształcania odpadów polega m. in. na określeniu stopnia uwalniania metali ciężkich do środowiska. Wyniki ekstrakcji sekwencyjnej ułatwiają dokonanie takiej oceny. W procedurze Tessiera, za praktycznie nieuwalnialne do środowiska uważa się metale oznaczone w IV i V frakcji, w procedurze van Hercka oznaczone we frakcji V i VI, zaś w procedurze BCR w ostatniej IV frakcji.

Analiza uzyskiwanych wyników badań żużli i popiołów paleniskowych prowadzi do stwierdzenia, że występują znaczne różnice w uwalnianiu pomiędzy poszczególnymi metalami. Najłatwiej uwalniane do środowiska (najmniejszy udział w frakcjach nieuwalnialnych) są zazwyczaj ołów i arsen. Oczywiście jest to z jednej strony zależne od samych właściwości danego pierwiastka, z drugiej zaś zależy od formy (sól, tlenek, itp.) w jakiej występuje. Przykładowo, wysoka uwalnialność do środowiska ołowiu wynika najprawdopodobniej z częstego występowania ołowiu w żużlach i popiołach z procesu termicznego przekształcania odpadów, w postaci chlorków lub bromków.

Prawidłowa analiza właściwości odpadów wtórnych jest kluczem do decyzji o sposobie postępowania. Generalnie przyjmuje się, że żużle i popioły paleniskowe nie są odpadem niebezpiecznym i nadają się do gospodarczego wykorzystania, natomiast popioły lotne, pyły oraz produkty oczyszczania spalin są odpadami niebezpiecznymi.

Żużle i popioły paleniskowe najczęściej poddaje się wstępnej obróbce przed skierowaniem ich do wykorzystania gospodarczego. Wstępna obróbka tych odpadów może być prowadzona następującymi metodami (lub też kombinacją tych metod):

- sucha obróbka żużli i popiołów z lub bez sezonowania,
- mokra obróbka żużli i popiołów z lub bez sezonowania,
- obróbka termiczna.

Najbardziej rozpowszechnioną metodą obróbki żużli i popiołów w instalacjach termicznego przekształcania odpadów w Europie jest metoda sucha. Polega ona na separacji frakcji metalicznej (żelazo oraz metale nieżelazne), wykorzystując właściwości ferromagnetyczne żelaza oraz różnicę gęstości. W drugim etapie następuje separacja na frakcje o różnej granulacji. Przyjmuje się, że powstający w tej metodzie granulat powinien spełniać wymagania stawiane materiałom do zastosowań w budownictwie, choć zależy to w znacznym stopniu od samego przebiegu procesu spalania w instalacji termicznego przekształcania odpadów.

Metoda mokra polega na przemyciu żużli i popiołów paleniskowych rozcieńczonym wodnym roztworem kwasu (siarkowego lub solnego) - ekstrakcja kwaśna lub rozcieńczonym wodnym roztworem o odczynie alkalicznym (np. roztworem NaOH lub wody amoniakalnej). Celem takiej obróbki jest wymycie niektórych metali ciężkich oraz przeprowadzenie innych metali w formy nierozpuszczalne lub trudno rozpuszczalne w wodzie. Niestety żadna z tych metod nie jest w pełni skuteczna. Obróbka kwaśna powoduje rzeczywiście zmniejszenie wymywalności do środowiska niektórych metali ciężkich, ale jednocześnie zwiększa wymywalności innych metali. Analogicznie obróbka alkaliczna także w odniesieniu do niektórych metali zmniejsza wymywalność, zwiększając jednocześnie wymywalność innych. Jedynym skutecznym sposobem na znaczące zmniejszenie wymywalności metali z żużli i popiołów paleniskowych jest obróbka komleksująca (chelatyzacja) za pomocą np. wodnych roztworów kwasu wersenowego

Tab. 5. Zmiany składu chemicznego popiołu po spalaniu odpadów w wyniku sezonowania [%] wg Thome-Kozmienskiego [11]

Składnik	Popiół świeży	Popiół po sezonowaniu (3 miesiące)
SiO_2	42,9-64,8	39-60,4
Fe_2O_3	9,7-13,7	8,4-17,8
CaO	10,4-21,8	10,4-23,3
K_2O	0,8-1,4	0,8-1,4
TiO_2	0,6-1,3	0,6-1,1
MnO	0,06-0,2	0,1-0,3
Al_2O_3	6,6-10,8	7,4-10,5
P_2O_5	0,5-1,5	0,5-2,6
MgO	1,8-3,4	1,8-3,5
Na_2O	1,8-5,8	2,0-7,5
CO_3^{-2}	2,56-11,0	3,6-7,6
SO_4^{-2}	2,5-28,3	5,8-22,5
Cl^-	1,3-7,0	1,5-4,6
Cr *	174-1 035	295-1 617
Ni *	55-316	90-260
Cu *	935-6 240	1 245-5 823
Zn *	1 200-4 000	1 795-5 255
Pb *	497-3 245	1 108-3 900

*** w ppm**

lub jego soli. Potwierdzają to zarówno testy wymywalności prowadzone wg normy PN-EN 12457, jak i wyniki analiz z wykorzystaniem ekstrakcji sekwencyjnej wg procedury Tessiera.

Zarówno w metodzie suchej, jak i mokrej rozdzielone na frakcje żużle i popioły poddaje się naturalnej lub przyspieszonej karbonizacji w procesie sezonowania. Polega ono najczęściej na składowaniu z narażeniem na czynniki atmosferyczne żużli i popiołów przez ok. 3 miesiące na otwartym (czasami zadaszonym) placu składowym. W wyniku przebiegających tam naturalnych procesów chemicznych pH zmniejsza się z ok. 12 do ok. 10 i zmieniają się zawartości niektórych pierwiastków. Pokazano to w tabeli 5.

Zazwyczaj charakterystyka wyciągu wodnego z żużla wskazuje, że większość zanieczyszczeń zawarta w eluacie występuje w stężeniach niższych niż dopuszczają to polskie przepisy - dla III klasy czystości wód oraz dla ścieków wprowadzanych bezpośrednio do wód powierzchniowych oraz ziemi. Tym samym odpad ten nie stanowi zagrożenia dla środowiska.

Analizując dane eksploatacyjne instalacji pracujących w oparciu zarówno o metodę suchą, jak i mokrą wynika, że możliwe jest do odzyskania i skierowania do recyklingu metali żelaznych w ilości ok. 8,5% masy przetwarzanych żużli i popiołów, metali nieżelaznych w ilości ok. 1,0%, granulaty frakcji 6-50 mm stanowiącego 27% i granulat frakcji 2-6 mm w ilości 14% masy przetwarzanych żużli i popiołów. Granulaty frakcji 6-50 mm i 2-6 mm, stanowiące w sumie ponad 40% przetwarzanych żużli i popiołów, po ok. 3 miesiącach sezonowania, stosowane mogą być jako wypełniacze w budownictwie. Problematyczną frakcją jest natomiast piasek 0,1-2 mm stanowiący ok. 30%, który najczęściej trafia na składowiska, podobnie jak i inne pozostałości stanowiące blisko 20% przetwarzanych żużli i popiołów. Jak więc widać ok. 50% przetwarzanych żużli i popiołów może być bezpiecznie zawrócone do recyklingu materiałowego i mogą być one wykorzystywane w budownictwie drogowym i do produkcji elementów budowlanych. Pomimo jednak całkiem realnej możliwości gospodarczego wykorzystania, żużle i popioły paleniskowe po termicznym przekształcaniu odpadów w niektórych krajach UE kierowanej są na składowisko. Przedstawiono to w tabeli 6.

Tab. 6. Sposób postępowania z żużlami i popiołami z termicznego przekształcania odpadów w niektórych krajach UE [13]

Państwo	Ilość żużli i popiołów	Stopień wykorzystania	Uwagi
	Mg/r.	%	
Austria	300 000	0	składowane na składowiskach
Belgia	250 000	100	materiały budowlane
Czechy	114 000	0	składowane na składowiskach
Dania	564 300	98	budowa dróg
Finlandia	20 000	0	składowane na składowiskach
Francja	2 700 000	30	materiały budowlane
Niemcy	4 100 000	86	budowa dróg
Węgry	69 600	0	składowane na składowiskach
Holandia	1 100 000	75	budowa dróg
Portugalia	200 000	0	składowane na składowiskach
Hiszpania	293 700	0	składowane na składowiskach
Szwecja	485 000	85	budowa dróg
Wielka Brytania	625 000	40	składowane na składowiskach, budowa dróg
Włochy	827 300	20	składowane na składowiskach, budowa dróg

Tab. 7. Sposób postępowania z pyłami i produktami oczyszczania spalin z termicznego przekształcania odpadów w niektórych krajach UE [13]

Państwo	Ilość odpadu	Uwagi
	Mg/r.	
Austria	40 000	składowisko odpadów niebezpiecznych lub kopalnia soli
Belgia	50 000	zestalenie i składowisko odpadów niebezpiecznych
Czechy	6 000	składowisko odpadów niebezpiecznych lub kopalnia soli
Dania	86 800	kopalnia soli
Francja	400 000	zestalenie i składowisko odpadów niebezpiecznych
Niemcy	650 000	kopalnia soli
Węgry	13 600	składowisko odpadów niebezpiecznych
Holandia	82 200	kopalnia soli lub wypełniacz do asfaltu
Portugalia	40 000	zestalenie i składowisko odpadów niebezpiecznych
Hiszpania	94 400	składowisko odpadów niebezpiecznych
Szwecja	138 000	składowisko odpadów niebezpiecznych
Wielka Brytania	78 100	składowisko odpadów niebezpiecznych
Włochy	71 800	składowisko odpadów niebezpiecznych

Znacznie większy problem stwarzają pozostałości poreakcyjne z oczyszczania gazów spalinowych, popioły lotne oraz pyły z odpylania gazów odlotowych. Odpady te zawierają znaczne ilości metali ciężkich, a także produktów niepełnego spalania, w tym PCDD/Fs, PCBs oraz WWA, usuniętych w procesie oczyszczania gazów spalinowych. Odpady te stanowią ok. 6,5% masy odpadów komunalnych poddanych spalaniu i z całą pewnością zaliczane są do grupy odpadów niebezpiecznych. W większości krajów UE składowane są na składowiskach odpadów niebezpiecznych (dane w tab. 7). Alternatywą jest składowanie podziemne lub wypełnianie wyeksploatowanych wyrobisk podziemnych. Często przed składowaniem poddawane są procesom so-

lidyfikacji - zestalania z wykorzystaniem różnego rodzaju dodatków mających z założenia wyeliminować lub znacząco ograniczyć wymywanie do środowiska przez np. opady atmosferyczne.

Solidyfikacja - to zestalanie i stabilizacja odpadów niebezpiecznych, często nazywane jest immobilizacją i jest jednym z częściej stosowanych sposobów fizykochemicznego unieszkodliwiania odpadów. Podstawowym celem procesu immobilizacji jest przede wszystkim takie chemiczne przekształcenie odpadu, by nie wymywały się z niego substancje szkodliwe występujące w postaci związków rozpuszczalnych. Celem immobilizacji może być również taka zmiana niektórych parametrów fizycznych odpadu (oczywiście w miarę możliwości), aby uzyskać poprawę jego wytrzymałości mechanicznej, zmniejszenie nasiąkliwości, zwiększenie mrozoodporności, itp. Jeżeli jednak nie ma możliwości poprawy parametrów fizycznych odpadu, aby spełniał on po immobilizacji wymagania norm dla różnych rodzajów kruszyw, w wyniku immobilizacji powinniśmy otrzymać odpad, który może zostać zakwalifikowany jako inny niebezpieczny. Z technologicznego punktu widzenia, procesy immobilizacji polegają na mieszaniu ze sobą (w odpowiednich proporcjach) następujących komponentów:

- odpady,
- spoiwo hydrauliczne w postaci cementu, wapna lub innego materiału reagującego pucolanowo (np. niektórych popiołów lotnych),
- zestaw chemikaliów zapewniających chemiczne przekształcenie związków rozpuszczalnych w związki nierozpuszczalne,
- wypełniacze poprawiające strukturę fizyczną produktu, takie jak: żwir, piasek, żużel oraz woda,

a następnie uformowaniu tak ustabilizowanych odpadów np. w bloczki i składowaniu ich na odpowiednim składowisku.

Oczywiście proces technologiczny immobilizacji odpadów niebezpiecznych może być również realizowany w wersji uproszczonej - bez dodatków zapewniających chemiczne przekształcenie związków rozpuszczalnych w związki nierozpuszczalne, ale w tym przypadku stopień związania substancji niebezpiecznych będzie mniejszy i w długim okresie czasu z bloczków immobilizowanych odpadów mogą zacząć uwalniać się substancje niebezpieczne.

Jedną z dostępnych technologii immobilizacji odpadów niebezpiecznych, jednakże opartą na specjalnie przygotowanych produktach oraz spoiwie hydraulicznym jest technologia „LAB GEODUR®". Technologia ta znana jest już w Polsce, została wdrożona w dwóch spalarniach odpadów:

- spalarnia odpadów komunalnych ZUSOK w Warszawie - instalacja unieszkodliwiania żużli, pyłów i popiołów ze spalarni odpadów komunalnych (rok uruchomienia 2000),
- spalarnia osadów ściekowych „Czajka" w Warszawie - instalacja stabilizacji i zestalania popiołów i pyłów ze spalarni osadów ściekowych (rok uruchomienia 2012).

Technologia „LAB GEODUR®" chroniona jest patentem europejskim EP 1 200 158 B1 oraz patentem polskim PL 192 267. Jest ona kombinacją procesów chemicznych prowadzonych ściśle wg określonej stechiometrii i przetwarzania fizycznego odpadów, co zapewnia wysoki poziom immobilizacji. Opartą jest ona na specjanych produktach GEODUR (koncentrat stearynianów, etanoloamin, środków dyspergujących, związków wapniowo-aminowych, wodorotlenku amonu, środka roztwarzającego i innych dodatków), szczegółowych informacjach na temat składu chemicznego i właściwości fizycznych odpadów oraz komputerowym opracowaniu i obliczaniu receptur mieszanek. W procesie immobilizacji substancje monomeryczne i polimeryczne zawarte w dostarczanych produktach GEODUR aktywizują własności wiążące dodawanych spoiw, takich jak cement, wapno lub popioły lotne, poprzez zmianę ich napięcia powierzchniowego. Składniki produktów GEODUR tworzą z substancjami szkodliwymi związki kompleksowe lub bezpośrednio molekularne, a specjalny dodatek GEODUR pełni jednocześnie funkcję rozpuszczalnika dla różnych komponentów mieszanki. Technologia immobilizacji odpadów „LAB GEODUR®" prowadzona jest w zamkniętej aparaturze, w temperaturze otoczenia, a wszystkie materiały sypkie są transportowane i magazynowane w hermetycznych urządzeniach. Instalacja taka nie emituje zanieczyszczeń gazowych do atmosfery, a emisja pyłów jest niewielka i ogranicza się do emisji powstałej w procesach przeładunku i załadunku materiałów oraz na skutek ruchu pojazdów. Znane wyniki zastosowania technologii „LAB GEODUR®" wskazują na praktycznie całkowitą immobilizację metali ciężkich i ograniczenie ich wymywalności do środowiska do poziomu znacznie poniżej wartości dopuszczalnych, nawet przy stosunkowo wysokich zawartościach metali w surowym, immobilizowanym materiale. Jest to technologia szczególnie polecana do solidyfikacji popiołów lotnych, pyłów i produktów oczyszczania spalin, a więc odpadów niebezpiecznych, pochodzących ze spalarni odpadów.

Ta sama grupa odpadów wtórnych z procesu termicznego przekształcania odpadów może być również unieszkodliwiana na drodze termicznej - np. witryfikacji. Witryfikacja (zeszklenie) polega na kontrolowanym dostarczeniu energii do witryfikowanej substancji, która w wysokiej temperaturze ulega termicznemu rozkładowi z wydzieleniem produktów gazowych. Frakcja organiczna zostaje w 100% spalona w wysokiej temperaturze, zaś frakcja nieorganiczna zostaje stopiona i szybko schłodzona, dzięki czemu zyskuje strukturę szkła. Najważniejszymi zaletami procesu witryfikacji są:

- całkowity rozkład substancji organicznej,
- całkowite wbudowanie w strukturę szklistego witryfikatu składników nieorganicznych,

- redukcja objętości witryfikowanego materiału nawet o ok. 30-50% (w przypadku dużej zawartości organiki nawet do 95%),
- odporność uzyskanego produktu na działanie wielu związków chemicznych,
- stałym produktem otrzymanym w procesie witryfikacji jest substancja zbliżona do szkła lub bazaltu, która ma amorficzną strukturę.

Do niewątpliwych zalet tak otrzymanego szklistego witryfikatu można zaliczyć jego wytrzymałość mechaniczną, niewielką chemiczną reaktywność, brak toksyczności oraz zbliżoną do zera wymywalność substancji szkodliwych (np. metali). Ponadto stosunkowo łatwo można modyfikować ich własności wprowadzając do ich struktury różne pierwiastki. Witrfikację często prowadzi się w atmosferze wzbogaconej w ten lub nawet w atmosferze czystego tlenu dla uzyskania wysokiej - sięgającej 1 500-2 000^{0}C temperatury witryfikacji.

Inną z metod witryfikacji jest stosowana na świecie od 1997 r. technologia plazmowa (witryfikacja w łuku plazmowym). W chwili obecnej zgodnie z tą technologią pracuje 8 instalacji (6 instalacji w Japonii i 1 we Francji oraz 1 w Szwecji). Największa instalacja zlokalizowana jest w Landskronie w Szwecji i ma wydajność ok. 60 000 Mg/r. Pozostałe z nich mają wydajność 5 000-15 000 Mg/r. żużli i popiołów. Podstawową wadą procesu witryfikacji czy to metodą z wykorzystaniem tlenu czy plazmowej jest jej wysoka energochłonność, a w związku z tym wysokie koszty przetwarzania wtórnych odpadów ze spalarni. Wydaje się, że ze względu na specyficzne warunki lokalne (bardzo wysoki koszt ziemi) ma ona szanse realizacji na szerszą skalę jedynie w Japonii.

Wśród nowych, często znajdujących się jeszcze na etapie badawczym metod przetwarzania wtórnych odpadów z procesu termicznego przekształcania odpadów (głównie odpadów niebezpiecznych - popiołów lotnych, pyłów z odpylania oraz produktów oczyszczania gazów odlotowych) jest wytwarzanie geopolimerów oraz zeolitów.

Geopolimery - to badane od lat 50 XX w., amorficzne, syntetyczne, nieorganiczne polimery - glinokrzemiany o specyficznym składzie i właściwościach. Badania nad geopolimerami prowadzone są głównie w celu zastąpienia nimi cementu portlandzkiego, a w konsekwencji użycia ich na szeroką skalę w budownictwie. Geopolimery są twardymi, odpornymi mechanicznie ciałami stałymi przypominającymi naturalny kamień lub beton. Większość metod syntezy geopolimerów sprowadza się do jednego procesu: rozdrobniony, wysuszony materiał pucolanowy mieszany jest z wodnym roztworem odpowiedniego krzemianu (np. krzemianu sodu lub potasu) z dodatkiem silnej zasady. Powstająca pasta zachowuje się podobnie jak cement - zastyga do twardej masy w przeciągu kilku godzin. Proces zastygania może być regulowany a w związku z tym i czas zastygania może się zmieniać od kilkunastu sekund do kilku lub kilkudziesięciu godzin. Podobieństwo chemiczne i mineralogiczne geopolimerów do naturalnych zeolitów zapewnia im bardzo dobrą odporność na działanie wysokiej temperatury oraz środowisk agresywnych chemicznie.

Popiół lotny może być również surowcem do syntezy zeolitów jonowymiennych. Realizowane jest to między innymi w warunkach hydrotermalnych, metodą fuzji lub metodą stapianych soli. Wyniki badań nad procesem usuwania przez zeolity metali z roztworów wodnych wskazują, że ma on charakter sorpcyjno-jonowymienny, przy czym dominującym zjawiskiem jest wymiana jonowa. Hydrotermalna aktywacja lub aktywacja metodą fuzji popiołów lotnych ze spalarni odpadów komunalnych umożliwia w środowisku zasadowym wytworzenie struktur zeolitowych. Struktury te w bardzo skuteczny sposób wiążą metale ciężkie.

W wielu krajach stosuje się składowanie odpadów niebezpiecznych w wyrobiskach podziemnych. Przykładem tutaj są Niemcy, gdzie w starych, wyeksploatowanych kopalniach soli w rejonie Heilbronn składuje się wiele bardzo niebezpiecznych odpadów, z wypalonym paliwem jądrowym włącznie. Kopalnie te różnią się zasadniczo od naszych kopalni soli (Wieliczka, Bochnia, Kłodawa), gdyż górotwór w rejonie Heilbronn jest całkowicie pozbawiony wody i tym samym nie zachodzi niebezpieczeństwo wymycia toksycznych substancji ze zgromadzonych pod ziemią odpadów przez wody podziemne. Składowanie podziemne jest więc pewną alternatywą dla opisanych powyżej metod, choć ze względów geologicznych nie zawsze możliwą do zastosowania - szczególnie w Polsce.

Tab. 8. Orientacyjne koszty obróbki wtórnych odpadów z procesu termicznego przekształcania odpadów wg ISWA [14, 15]

Proces	Zmiana masy %	Przybliżony koszt €/Mg
Składowanie podziemne	nie	100-150
Wypełnienie wyeksploatowanych wyrobisk podziemnych	nie	100-125
Składowanie na powierzchni ziemi jako odpad niebezpieczny	nie	100-125
Składowanie na powierzchni ziemi jako odpad inny niż niebezpieczny	nie	50-100
Stabilizacja za pomocą $FeSO_4$	-10	65
Stabilizacja za pomocą CO_2	-10	80
Stabilizacja za pomocą fosforanów	-10	25
Ekstrakcja kwaśna + obróbka termiczna	-20	100-200
Cementowanie	+20 ÷ +50	25-50
Wygrzewanie (obróbka termiczna np. w Bębnie Hagenmaiera)	nie	100-500
Witrifikacja (zeszkliwianie)	-30 ÷ -50	100-500

Tab. 9. Zagrożenia i sposoby postępowania z wtórnymi odpadami z procesu termicznego przekształcania odpadów

Rodzaj odpadu	Zagrożenie	Sposób postępowania
Żużel i popioły paleniskowe	Zależne od wymywalności metali ciężkich oraz wyników badań określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska w sprawie warunków uznawania odpadów za inne niż niebezpieczne	W przypadku niskiej wymywalności metali możliwe budowlane wykorzystanie lub składowanie na składowiskach odpadów innych niż niebezpieczne lub obojętne, w pozostałych przypadkach składowisko odpadów niebezpiecznych, możliwość odzysku metali
Koks pirolityczny (pozostałość stała po procesach pirolizy lub zgazowania)	Wysokie zagrożenie ze względu na zawartość toksycznych substancji organicznych oraz dioksyn	Spalenie w spalarni odpadów niebezpiecznych
Popioły lotne i pył z układów odpylania	Wysokie zagrożenie ze względu na zawartość metali ciężkich i dioksyn	Składowisko odpadów niebezpiecznych, wskazane zestalanie poprzez betonowanie odpadów w bloczki
Stałe produkty reakcji z układów oczyszczania gazów metodą suchą lub półsuchą	Wysokie zagrożenie ze względu na zawartość metali ciężkich i dioksyn	Składowisko odpadów niebezpiecznych, wskazane zestalanie poprzez betonowanie odpadów w bloczki
Osady z oczyszczania ścieków po metodzie mokrej oczyszczania spalin	Wysokie zagrożenie ze względu na zawartość metali ciężkich	Składowisko odpadów niebezpiecznych, wskazane zestalanie poprzez betonowanie odpadów w bloczki
Zużyte katalizatory z instalacji katalitycznej redukcji NOx - SCR	Wysokie zagrożenie ze względu na zawartość metali ciężkich	Składowisko odpadów niebezpiecznych lub zakład przetwórczy
Zużyty węgiel aktywny	Wysokie zagrożenie ze względu na zawartość metali ciężkich, toksycznych substancji organicznych oraz dioksyn	Najczęściej spalanie w spalarni odpadów niebezpiecznych (może być we własnej jako dodatek do innych spalanych odpadów) lub deponowanie na składowiskach odpadów niebezpiecznych

Każda z opisanych metod postępowania z wtórnymi odpadami z procesu termicznego przekształcania odpadów ma swoje wady i zalety, ma również swój koszt. Informacje o kosztach poszczególnych metod na podstawie raportów ISWA [14,15] pokazano w tabeli 8.

Podsumowując przedstawione powyżej rozważania dotyczące wtórnych odpadów z procesu termicznego przekształcania odpadów należy wyraźnie rozgraniczyć dwie omówione wcześniej podstawowe grupy odpadów:

- żużle i popioły paleniskowe,
- popioły lotne, pył i produkty oczyszczania spalin,

jako zasadniczo różniące się składem i właściwościami, a przede wszystkim tym, że druga grupa, to w odróżnieniu od pierwszej zawsze odpady niebezpieczne, stwarzające poważne zagrożenie dla środowiska. Podane powyżej dwie najważniejsze grupy wtórnych odpadów z procesu termicznego przekształcania odpadów należy jeszcze uzupełnić o ewidentnie różniące się od wymienionych powyżej: ewentualne odpady z procesu pirolizy i zużyty węgiel aktywny, które także powinny być traktowane jako odpad niebezpieczny oraz złom metali.

Należy przyjąć, że prawidłowe rozwiązanie problemu zagospodarowania wtórnych odpadów z procesu spalania odpadów jest jednym z najważniejszych czynników decydujących o sukcesie inwestycji instalacji spalarni odpadów. Doświadczenia spotkań konsultacyjnych pokazują, że problem odpadów wtórnych jest drugim po problemie emisji dyskutowanym i kontestowanym przez przeciwników budowy spalarni zagadnieniem. Przykładowe wytyczne postępowania z wtórnymi odpadami z instalacji termicznego przekształcania odpadów przedstawiono w tabeli 9.

Tak więc odpady należące do pierwszej z wymienionych grup (żużle i popioły paleniskowe) mają duży potencjał do wykorzystania i całkowitym nieporozumieniem jest ich solidyfikacja, np. z wykorzystaniem technologii „LAB GEO-DUR®". Natomiast druga, omówiona powyżej grupa odpadów (popioły lotne, pył i produkty oczyszczania spalin), zdecydowanie powinna być immobilizowana i składowana w bezpieczny sposób. Mamy tutaj do wyboru wiele technologii:

Tab. 10. Światowe zasoby niektórych metali lub ich rud, a także innych ważnych pierwiastków wg Stenzel i inni [16]

Lp.	Pierwiastek	Wystarczalność zasobów [lat]
1	Bar (Baryt)	35
2	Chrom	16
3	Cynk	21
4	Cyrkon	33
5	Fluor (Fluoryt)	43
6	Fosfor (Apatyty, Fosforyty)	50-150
7	Glin (Aluminium, Boksyt))	133
8	Kadm	30
9	Miedź	39
10	Nikiel	49
11	Ołów	20
12	Potas	288
13	Wapń (Kaolin)	210
14	Wolfram	48

- solidyfikacja (zestalanie) i składowanie,
- płukanie wodą, obróbka kwaśna (rozcieńczone roztwory HCl, H_2SO_4), obróbka alkaliczna (rozcieńczone roztwory NaOH lub NH_4OH), stabilizacja chemiczna (obróbka za pomocą $FeSO_4$ lub fosforanami), chelatyzacja (kompleksowanie) i wykorzystanie gospodarcze (produkcja betonu, budowa dróg, składowisk itp.) lub składowanie,
- obróbka termiczna (detoksyfikacja termiczna, witryfikacja) i wykorzystanie gospodarcze lub składowanie,

przy czym za godną polecenia należy uważać praktycznie tylko pierwszą technologię, ewentualnie w połączeniu z immobilizacją metali ciężkich poprzez chelatyzację.

W ostatnich latach pojawiła się nowa koncepcja postępowania z odpadami z pierwszej grupy, tj. żużlem i popiołami paleniskowymi. Wiąże się to z dosyć przykrą, aczkolwiek w końcu oczekiwaną informacją o wyczerpywaniu się złóż niektórych surowców, w tym wielu metali, co okazano w tabeli 10.

Jeżeli dane z tabeli 10 zestawimy z informacją, że w samych Niemczech [11] w żużlach i popiołach paleniskowych rocznie znajduje się od 270 000 do 570 000 Mg aluminium, 120 000-740 000 Mg żelaza, 3 000-30 000 Mg chromu, 3 000-54 000 Mg ołowiu, 12 000-48 000 Mg cynku, którego zawartość jest często bliska 1%, czyli tyle ile cynku znajduje się w typowych rudach cynku oraz wiele innych metali to okaże się, że celowym jest rozważenie podjęcia badań nad opracowaniem skutecznych technologii odzysku tych metali. Już dziś zresztą, wobec perspektywy wyczerpania się w perspektywie 50-150 lat złóż fosforu (jeden z najważniejszych składników nawozów sztucznych), prowadzone są intensywne prace nad odzyskiem fosforu z popiołów po spalaniu osadów ściekowych.

Reasumując, wydaje się, że nasza wiedza dotycząca wtórnych odpadów z procesu spalania odpadów jest dziś na tyle szeroka, by rozumieć ewentualne zagrożenia, skutecznie przeciwdziałać im i prowadzić gospodarkę tymi odpadami w sposób bezpieczny dla ludzi i środowiska. □

Literatura

1. *Wielgosiński G. - Technologie oczyszczania spalin w spalarniach odpadów - i nie tylko. „Nowa Energia", 2013, 1 (31), 29-41.*
2. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) - Dz. Urz. UE L 334 z dnia 17.12.2010 r., s. 17-119.*
3. *Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration. - European Commission, Seville, 2006.*
4. *Belevi H., Moench H. - Factors determining the element behavior in municipal solid waste incinerators. Field studies. - Environ. Sci. Technol. 2000, 34, 2501-2506.*
5. *Belevi H., Langmeier M. - Factors determining the element behavior in municipal solid waste incinerators. Laboratory experiments. - Environ. Sci. Technol. 2000, 34, 2507-2512.*
6. *Sukrut S., Thipse E., Dreizin L. - Metal partitioning in products of incineration of municipal solid waste. - Chemosphere, 2002, 46, 837-849.*
7. *Sørum L., Frandsenb F.J., Hustad J.E. - On the fate of heavy metals in municipal solid waste combustion, Part I: Devolatilisation of heavy metals on the grate. - Fuel, 2003, 82, 2273-2283.*
8. *Sørum L., Frandsenb F.J., Hustad J.E. - On the fate of heavy metals in municipal solid waste combustion, Part II: From furnace to filter. - Fuel, 2004, 83, 1703-1710.*
9. *Wielgosiński G. - Pollutant Formation in Combustion Processes. - in: Advances in Chemical Engineering, Zeeshan Nawaz & Shahid Naveed (Ed.), InTech, 2012, 295-324.*
10. *Chandler J.A., Eighmy T.T., Hartlen J., Hjelmar O., Kosson D.S., Sawell S.E., van der Sloot H.A., Vehlow J. - Municipal solid waste incinerator residues. - Elsevier, 1997.*
11. *Thome-Kozmiensky K.J. - Aschen, Schlacken und Stäube aus Abfallverbrennung und Metallurgie. - TK Verlag Neuruppin, 2013.*
12. *Wielgosiński G., Wasiak D. Zawadzka A. - The use of sequential extraction for assessing environmental risks of waste incineration bottom ash. - Ecological Chemistry and Engineering S. 2014, 21 (3), 413-423.*
13. *Vehlow J., Bergfeldt B., Wilen C., Ranta J., Schwaiger H., Visser H.J.M., Gu S., Gyftopoulou E., Brammer J. - Management of Solid Residues in Waste-to-Energy and Biomass Systems. - Forschungszentrum Karlsruhe (FZKA 7347), Karlsruhe 2007.*
14. *ISWA - Management of APC Residues from WtE Plants - Copenhagen 2003.*
15. *ISWA - Management of Bottom Ash from WTE Plants. - Copenhagen 2006.*
16. *Stenzel F., Mocker M., Löh I., Faulstich M. - Resource efficiency of bottom ash. - Conference "From ashes to metals - Bottom ash from waste to energy plants as a material resource", Copenhagen, 6th September 2011.*

dr Małgorzata Falencka-Jabłońska, Zakład Ekologii Lasu, Instytut Badawczy Leśnictwa w Sękocinie Starym

Wierzba witwa *Salix viminalis L.*

- źródłem energii i możliwością ograniczenia efektu cieplarnianego w warunkach polskich

Wierzba od wielu wieków uchodziła za roślinę miłującą życie. Jej łacińska nazwa pochodzi od słowa - *salire* - skakać, odzwierciedlając łatwość i zdolność z jaką jej odłamane pędy zakorzeniają się, zdobywając nowe stanowiska. W starożytności sadzono wierzby w pobliżu winnic, wierzono bowiem, że wpływają one korzystnie na dojrzewanie winogron.

Wierzba wiciowa (witwa) - *Salix viminalis L.*

Najstarsze dane o niej jako surowcu koszykarskim oraz materiale do szkieletowania tarcz bojowych obijanych skórą sięgają IV w. p.n.e. i są zaleceniami Greka Theophrasta z Lesbos. 200 lat później rzymski klasyk Kato wspomina w swych dziełach, że jej uprawa jest zdecydowanie bardziej opłacalna niż plantacje oliwek.

Salix viminalis jest gatunkiem euroazjatyckim pospolitym nad potokami i rzekami Europy, Kaukazu, Mongolii, Chin, Mandżurii, Japonii oraz Indii. W Polsce występuje naturalnie na całym niżu oraz niższych położeniach górskich. Jest krzewem dorastającym do 4-10 m wysokości. Wymaga gleb wilgotnych, zasobnych, umiarkowanie kwaśnych do słabo kwaśnych o pH 5,5 oraz obojętnych. Najczęściej są to gleby piaszczysto-gliniaste, gliniasto-piaszczyste ze znacznym udziałem części szkieletowych.

W ostatnim 25-leciu gatunek ten przeżywa prawdziwy renesans. Należy to łączyć z biologią witwy i możliwościami ich wykorzystania. Z jednej sadzonki pędowej (zrzezu o długości 20-25 cm długości i średnicy ok. 1 cm) wyrastają w ciągu pierwszego sezonu wegetacyjnego 2-3 pędy, a w następnym już 40-50 pędów!

Dzięki tym cechom wierzba ta znajduje zastosowanie w:

- ograniczeniu efektu cieplarnianego i produkcji biomasy, wykorzystywanej jako surowiec energetyczny (brykiety),
- rekultywacji gruntów zdegradowanych,
- redukcji stopnia zanieczyszczenia powietrza, sadzona jako pasy zieleni ochronnej.

Szczegółowe analizy i badania wzrostu *Salix viminalis* prowadzone były przez Zakład Ekologii i Ochrony Środowiska (obecna nazwa Zakład Ekologii Lasu) Instytutu Badawczego Leśnictwa przez 6 sezonów wegetacyjnych na terenie Zielonych Płuc Polski na łącznej powierzchni 5 ha. Część plantacji została ogrodzona siatką o wysokości 1,6 m celem wyeliminowania wpływu zwierzyny płowej na tempo przyrostu i ogólną biomasę poszczególnych osobników.

Ocena intensywności procesu fotosyntezy

W tym celu pobrano w trzecim sezonie wegetacyjnym próby osobników z plantacji ogrodzonej z klasy najniższych 1,5-2,5 m, średnich 2,6-4,0 m oraz najwyższych 4,1-5,6 m. Oszacowanie biomasy oraz produkcji pierwotnej dokonano na podstawie zebranych wszystkich liści z 10 osobników (nie niszcząc ich) z każdej klasy wysokości. Powierzchnię asymilacyjną z zebranych osobników oraz całej plantacji określono na podstawie pomiaru powierzchni w próbach liści o znanej biomasie. Z zebranych liści poszczególnych osobników pobrano po 3 próbki o ciężarze ponad 1 g każda. Pozostały materiał suszono przez 48 godzin w temperaturze 85^{0}C, a następnie zważono z dokładnością do 0,01 g. Powierzchnię liści obliczono poprzez skanowanie programem Photostyler, a odczyt z wykorzystaniem programu GM1.

Dla wszystkich zebranych próbek obliczono średnią powierzchnie asymilacyjną dla pojedynczego liścia osobników z trzech klas wysokości oraz tzw. specyficzną powierzchnię asymilacyjną (SLA - Specyfic Leaf Area), tzn. powierzchnię asymilacyjną jednostki ciężaru liści (1 g).

Uzyskane wyniki wskazują, że średnia powierzchnia asymilacyjna osobnika w poszczególnych klasach wysokości wynosiła odpowiednio: „duże" - 2,95 m^2, „średnie" - 0,77 m^2, „małe" - 0,30 m^2.

Przyjmując, że biomasa liści stanowi ok. 58%, a na plantacji zagęszczenie osobników wynosiło 20000 na 1 ha, to stan biomasy wynosił 12,62 t/ha.

Powierzchnię asymilacyjną LAI badanej plantacji *Salix viminalis* oceniono na 1,68 m^2 powierzchni liści/m^2 powierzchni gleby.

Jednocześnie na podstawie zebranych losowo 50 osobników wierzby po trzecim sezonie wegetacyjnym oraz wysuszeniu i zaważeniu, stwierdzono, że proporcje biomasy części nadziemnej do podziemnej wynosi 4:1.

Tab. 1. Zróżnicowanie cech biometrycznych osobników Salix viminalis na plantacji ogrodzonej i poddanych analizom w 6 okresach

Sezon wegetacyjny	Liczba osobników	Wysokość X ± L	Liczba pędów X (min., max.)
I	1885	0,577 ± 0,58	1,899 (1, 8)
II	1836	1,226 ± 0,98	2,475 (1, 23)
III	1841	1,895 ± 1,10	2,747 (1, 17)
IV	1811	2,919 ± 1,37	2,747 (1, 10)
V	1797	4,176 ± 1,67	2,438 (1, 10)
VI	1790	5,234 ± 1,95	2,539 (1, 11)

Wyniki badań z *Salix viminalis L.* pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

> „...Wierzba ta jeśli się jej uchwycimy bez gorączkowych nadziei i mrzonek, będzie nam się odpłacała żniwem regularnem i stałem, które nas zadowoli..."
>
> Feliks Skóraczewski (1887)

1. Plantacje wierzby witwy z racji wielkości produkcji biomasy rocznie (12-14 t) stanowić mogą ważne źródło energii odnawialnej, a jednocześnie są praktycznym ograniczeniem efektu cieplarnianego.
2. Wierzba witwa ma istotne znaczenie w stymulacji korzystnych zmian chemizmu gleb oraz stanowi barierę dla przenikania biogenów do wód gruntowych i powierzchniowych.

Aktualne dane świadczą o tym, że w Polsce obszar gruntów, które mogą być wykorzystane do upraw roślin nie konsumpcyjnych wynosi 3 mln ha, w tym powierzchnia odpowiadająca wymaganiom i biologii *Salix viminalis L.* to 10 tys. km^2. Są one rozproszone na terenie całego kraju, a najwięcej jest ich w województwach:

- kujawsko-pomorskim,
- wielkopolskim,
- świętokrzyskim.

Perspektywy

Na przełomie XX i XXI w. nastąpił 70% wzrost pozyskania energii z biomasy w skali całego świata. Potentatami tej produkcji są: Szwecja - 38%, Niemcy - 30%, USA - 15%. Biomasa dostarcza 1% energii elektrycznej w krajach uprzemysłowionych, a w Finlandii aż ok. 10%.

W Polsce w 2000 r. udział źródeł energii odnawialnej wynosił 4,3%, a obecnie 8,5%.

Rozwój energetyki opartej na źródłach odnawialnych wynika z przyjętych przez nasz kraj Dyrektyw Unijnych 2009/29/WE i 2009/30/WE.

Biomasa może być źródłem energii w wyniku procesów jej bezpośredniego spalania np. drewna, słomy, osadów ściekowych, przetwarzana na paliwa ciekle, np. estry oleju rzepakowego, alkohol lub gazowe biogaz rolniczy, czy też z oczyszczalni ścieków.

W celach energetycznych uprawiane są następujące szybko rosnące gatunki drzew: topola, osika, wierzba i eukaliptus. W Polsce do grupy gatunków roślin energetycznych zaliczamy liczne gatunki wierzb, wśród których najistotniejsze znaczenie ma wierzba witwa (wiciowa) - *Salix viminalis L.*

7,5 m^3 drewna wierzbowego ma

porównywalną wartość energetyczną z 1 t ropy naftowej. Stąd też 1 ha plantacji wierzby witwy corocznie może dostarczyć 5-10 t ekwiwalentu energetycznego.

1 kg witwy po zbrykietowaniu jej pod ciśnieniem można uzyskać 4100 kcal energii, a dla węgla wartość ta wynosi 4600 kcal.

Dane praktyczne wskazują, że czas produktywności plantacji wierzby witwy to okres 25-30 lat. W zależności od przyjętego cyklu zbioru (najczęściej 3 lata), z 1 ha uzyskuje się 10-15 ton suchej masy drewna.

Aktualnie na terenach należących do Lasów Państwowych jest ok. 10 tys. ha upraw plantacyjnych drzew szybko rosnących.

Systematycznie wzrasta zapotrzebowanie na energię odnawialną. Elektrownie potrzebują coraz więcej biomasy. W przyszłości plantacyjne uprawy drzew zakładane będą wokół elektrowni. W ostatnim czasie funkcjonuje już dużo kotłów wyłącznie na biomasę, np. w Elektrowni Połaniec (ogromny blok energetyczny, o zapotrzebowaniu drewna ok. 1 mln m^3 rocznie).

Agencja Rynku Rolnego posiada aktualnie 2,2 mln ha.

Podpisywane są 16-letnie umowy z rolnikami (4 cykle 4-letnie) na uprawę drzew, dzierżawa ziemi w cenie 300-400 Euro rocznie/1 ha - gleby IV i V klasy, nie użytkowane łąki, itp. Jest to dla rolników opłacalne, gdyż nie płacą oni wówczas podatku dochodowego od dzierżawy.

Niemcy obecnie spalają 20 mln m^3 biomasy, a zapotrzebowanie już wkrótce będzie dwukrotnie większe. Aktualnie już kupują oni drewno także i w Polsce.

Wnioski

Sadząc wierzbę witwę Salix viminalis przyczynisz się do zwiększenia pochłaniania CO_2 oraz kształtowania krajobrazu w swym otoczeniu.

Przedstawione szkice wskazują możliwości wykorzystania tej wierzby w warunkach działkowych, przydomowych ogródkach, czy też pod oknami domu. Roślina ta jest szczególnie podatna na formowanie, zgodnie z upodobaniami „jej opiekuna". □

Fot. Autora

Tab. 2. Prognozowane zapotrzebowanie na węgiel i biomasę przez energetykę w Polsce [mln ton]

	Węgiel		Biomasa*	
	2020 r.	2030 r.	2020 r.	2030 r.
Elektrownie	102,3	100,5	6,3	7,9
Ciepłownictwo	20,8	20,8	2,0	2,7
Razem	123,1	121,3	8,3	10,6

*sm – sucha masa

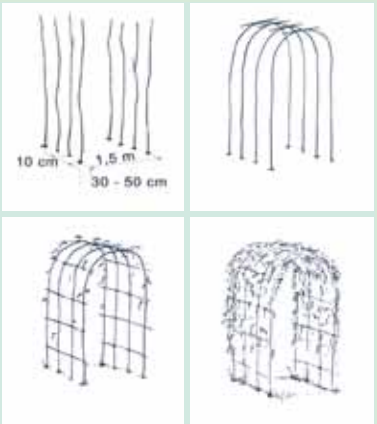
PALIWA DLA ENERGETYKI

TY też możesz ograniczyć skutki globalnych zmian klimatu...

dr Małgorzata Falencka-Jabłońska
e-mail: falenckm@ibles.waw.pl

Zakład Ekologii Lasu i Łowiectwa IBL

Sadząc **wierzbę witwę (*Salix viminalis* L.)** przyczynisz się do zwiększenia pochłaniania CO_2 oraz kształtowania krajobrazu w swym otoczeniu.



Ryc. 1. Etapy formowania „zielonej bramy": a) nasadzenie, b) „zwieńczenie", c) zaplatanie, d) nadanie kształtu.

Poniższe szkice wskazują możliwości wykorzystania tej wierzby w warunkach działkowych, przydomowych ogródkach, czy też pod oknami domu. Roślina ta jest szczególnie podatna na formowanie, zgodnie z upodobaniami „jej opiekuna". Gatunek ten jest tolerancyjny względem gleb, a optymalny odczyn dla jego rozwoju to pH 5,5-6,5, czyli gleby lekko kwaśne.

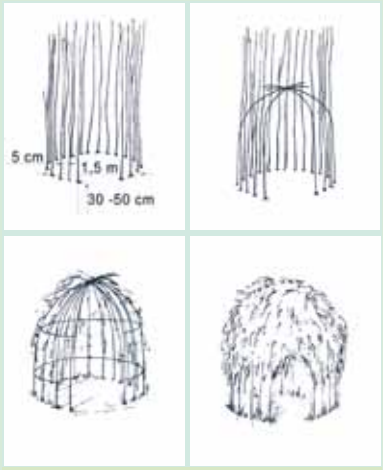
Przed posadzeniem wierzby należy dokładnie „odchwaścić" powierzchnię, gdyż w pierwszych 2-3 miesiącach chwasty stanowią dla wierzby silną konkurencję, ograniczając znacznie jej wzrost.

W celu posadzenia wierzby należy wykopać dołek o średnicy ok. 30 cm i głębokości 20-25 cm. Na jego dnie uformować mały kopczyk, na którym ułożyć korzenie sadzonek, następnie obsypać glebą i obficie podlać. W przypadku sadzonek pędowych (zrzezów) najlepiej jest je sadzić w silnie nawilżoną glebę, na głębokość ok. 5 cm.

W początkowym okresie rozwoju wierzba wiciowa rośnie wolniej, gdyż jest to faza jej ukorzeniania się i przystosowania do warunków środowiska. W okresie wegetacyjnym (od początku lipca do końca września) osiąga największe przyrosty.

W tym czasie przyrost jej pędów dochodzi nawet do 3 cm na dobę!

Długość korzeni wierzby w pierwszym sezonie przekracza 0,5 m, natomiast pędów nadziemnych (w zależności od warunków rozwoju) od 0,8 do 2 m.



Ryc. 2. Etapy formowania „zielonego domu": a) nasadzenie, b) splatanie, c) przewijanie, d) nadanie kształtu.

Warto wiedzieć...

- Nazwa *Salix* (pochodzi od słowa *salire* - skakać) odzwierciedla łatwość z jaką jej odłamane gałązki zakorzeniają się, zdobywając nowe stanowiska.
- Biomasa produkowana średnio przez witwę w ciągu roku wynosi 12 ton/ha. **To oznacza akumulację 6 ton węgla pochodzącego z atmosfery.**
- Prawidłowo użytkowany i pielęgnowany las wierzbowy produkuje 10-15 t suchej masy, co odpowiada od 5 do 7,5 tys. litrom oleju opałowego. Ocenia się, że 7,5 m^3 drewna wierzbowego ma wartość energetyczną odpowiadającą 1 tonie ropy naftowej.
- Wiadomo również, że z 1 kg wierzby po zbrykietowaniu można uzyskać średnio 4.100 kcal, gdy dla węgla wartość ta wynosi 4.600 kcal. Fakt ten decyduje o tym, że wierzba wiciowa i tzw. plantacje energetyczne mogą stanowić źródło energii odnawialnej, jednocześnie **zmniejszając nadmiar CO_2 w atmosferze gazu odpowiedzialnego za tzw. „efekt cieplarniany"**.

Instytut Badawczy Leśnictwa
Sękocin Stary, ul. Braci Leśnej 3, 05-090 Raszyn,
e-mail: ibl@ibles.waw.pl; www.ibles.pl

Mariusz Wójcik, dyrektor, Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej

Koncepcja morskiej sieci przesyłowej zintegrowanej z morskimi farmami wiatrowymi w Polsce i w regionie całego Bałtyku - projekt BALTIC INTEGRID

Fot. freeimages.com

Tworzenie wspólnego rynku energii w Europie oraz nowe ambitne cele polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej do 2030 r. sprawiają, że coraz częściej mówi się o konieczności rozbudowy sieci elektroenergetycznej i nowych połączeń transgranicznych systemów elektroenergetycznych, tzw. interkonektorów. Celem tego ma być zwiększenie możliwości wymiany międzysystemowej oraz możliwości integracji odnawialnych źródeł energii (OZE). Unia Europejska wyznaczyła nawet w 2002 r. cel, zgodnie z którym moce połączeń transgranicznych powinny wynosić 10% mocy systemu elektroenergetycznego danego państwa członkowskiego. W 2014 r. Rada Europejska zwróciła się do Komisji Europejskiej o rozpatrzenie nowych ambitniejszych celów w tym zakresie.

Można zatem podsumować, że istnieje silne, kierowane z Brukseli, polityczne wsparcie dla tworzenia paneuropejskiej infrastruktury energetycznej, co ma przyczynić się do lepszej integracji rynków i zwiększenia konkurencyjności europejskiej gospodarki.

Drugim ważnym elementem, który zyskał w ostatnim czasie na znaczeniu w Europie Zachodniej, tj. Wielkiej Brytanii, Danii, Niemczech, czy też Francji, i który powoli przekłada się na rynki Europy Wschodniej (w tym rynek polski) - jest morska energetyka wiatrowa (MEW). W kontekście europejskim jest to szczególnie istotna technologia, gdyż 90%[1] światowej mocy zainstalowanej znajduje się w Europie.

Koncepcja sieci morskich - integracja morskich farm wiatrowych z połączeniami transgranicznymi

Wszystkie te elementy, tj. tworzenie paneuropejskiej infrastruktury elektroenergetycznej, konieczność zwiększenia integracji OZE oraz dynamiczny rozwój morskiej energetyki wiatrowej, powinny zostać połączone poprzez rozwój regionalnych sieci morskich zintegrowanych z morskimi farmami wiatrowymi. Oznacza to bowiem zwiększenie efektywności w realizacji założonych celów w obszarze integracji rynków elektroenergetycznych i polityki klimatycznej.

Idea klastrowania morskich farm wiatrowych (MFW) i szukania synergii z połączeniami transgranicznymi rozwijała się w miarę rozwoju branży MEW i dotyczy dziś głównie, choć nie tylko, regionu Morza Północnego, gdzie zainstalowanych jest 4,363 MW[2] MFW. W tym celu powstała inicjatywa The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI), której celem jest optymalizacja realizacji MFW na Morzu Północnym. Głównym motorem poszukiwania nowych rozwiązań jest ograniczenie kosztów inwestycyjnych związanych z przyłączeniem morskich farm wiatrowych, a z drugiej strony zapewniających takiej infrastrukturze dodatkowe funkcje, tj. możliwość przesyłu energii elektrycznej.

Jednym z ciekawszych rozwiązań optymalizacyjnych jest tzw. Combined Grid Solution (CGS), czyli integracja MFW i interkonektorów, w taki sposób, że MFW staje się częścią interkonektora. Co istotne, pierwszy projekt zakładający CGS ma zostać zrealizowany w granicach Morza Bałtyckiego. Projekt Kriegers Flak jest zlokalizowany na styku wyłącznej strefy ekonomicznej Danii, Niemiec i Szwecji i zakłada utworzenie MFW o mocy 600 MW przyłączonej do interkonektora łączącego Danię i Niemcy, z możliwością przyłączenia do systemu szwedzkiego.

> W ramach Baltic InteGrid jeden z pilotażowych fragmentów bałtyckiej sieci przesyłowej będzie obejmował polskie obszary morskie. Wybór Polski jako obszaru pilotażowego wynika z ogromnego potencjału MEW w Polsce oraz stanu rozwoju branży

Rozwiązania tego typu posiadają wiele zalet choć nie są bez wad. Główną zaletą jest możliwość ograniczenia kosztów, w porównaniu z sytuacją, gdy interkonektor i przyłącze morskiej farmy wiatrowej są realizowane oddzielnie. Kolejną zaletą jest możliwość przesyłu energii elektrycznej do ośrodków o wyższym zapotrzebowaniu, co zwiększa możliwości bilansowania takiego źródła wytwórczego. Zwiększa to stabilność połączonych ze sobą systemów i zmniejsza potrzebę budowy jednostek bilansujących. W połączeniu z wysoką produktywnością rzędu 50%, MEW może stanowić jedne z łatwiejszych do zbilansowania źródeł. Do zalet należy zaliczyć także zwiększone bezpieczeństwo odbioru energii z MFW w przypadku uszkodzenia któregoś z kabli.

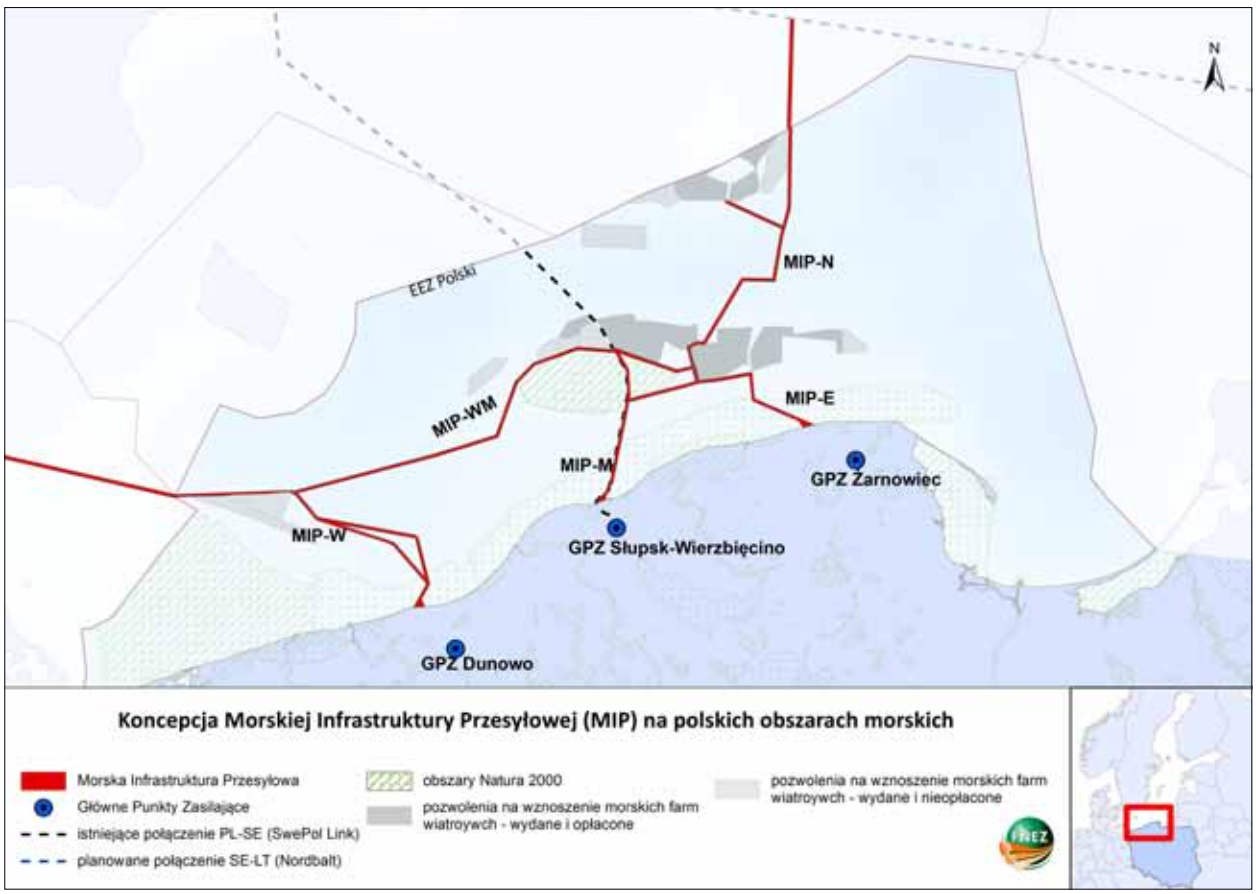
Wśród najistotniejszych wad jest ograniczenie przez MFW możliwości przesyłu międzysystemowego, ponieważ energia elektryczna wytwarzana przez MFW będzie blokowała przynajmniej część mocy połączenia. Innym problemem jest skomplikowany model współpracy, w którym swoje interesy muszą zabezpieczyć zarówno inwestorzy, jak i operatorzy systemów przesyłowych obu państw. Jak wskazują wyniki analizy BASREC[3] dysproporcja kosztów i korzyści pomiędzy poszczególnymi zaangażowanymi grupami interesów (operatorzy sieci przesyłowych, wytwórcy energii, konsumenci, operatorzy sieci przesyłowych) oraz pomiędzy państwami, może również stanowić istotną barierę rozwoju połączeń międzysystemowych nawet w przypadku ekonomicznie uzasadnionych projektów.

Bałtycka sieć przesyłowa

W świetle wcześniej wspomnianych uwarunkowań powstała idea projektu zainicjowanego przez Fundację na rzecz Energetyki Zrównoważonej pt. Baltic InteGrid (Integrated Baltic Offshore Wind Electricity Grid Development), którego głównym celem ma być stworzenie koncepcji bałtyckiej infrastruktury przesyłowej zintegrowanej z planowanymi projektami MFW (tzw. szyny bałtyckiej) w oparciu o szczegółowe analizy warunków: przestrzennych, rynkowych, polityczno-regulacyjnych, środowiskowo-społecznych i technologicznych.

Realizacja projektu Baltic InteGrid wiąże się ze szczególnym i wyjątkowym charakterem regionu Morza Bałtyckiego:

- region Morza Bałtyckiego w perspektywie po 2030 r. może stać się jednym z wiodących obszarów rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Europie, mając na uwadze powolne wysycanie się rynku Morza Północnego i Irlandzkiego. Potencjał MEW na Morzu Bałtyckim dorównuje Morzu Północnemu i według wyliczeń BASREC wskazuje na potencjał lokalizacyjny rzędu 130 GW (wyliczenie uwzględnia obszary o dobrych warunkach dla lokalizacji MFW oraz twarde ograniczenia przestrzenne i obszarowe formy ochrony przyrody);
- według analizy FNEZ wykonanej w oparciu o planowane inwestycje w MFW - jedynie w regionie południowego Bałtyku do 2030 r. może powstać od 4,9-12,2 GW (w zależności od stopnia wypełnienia planów inwestycyjnych);
- dalszy rozwój OZE i związany z tym wzrost wytwarzania energii elektrycznej w państwach skandynawskich wymusza konieczność wzmocnienia możliwości przesyłowych w regionie w osi północ-południe, w szczególności z półwyspu Skandynawskiego w kierunku Europy Środkowej. Dodatkowo wysoki udział energetyki wodnej w Norwegii i Szwecji może stać się istotnym elementem systemu bilansowania coraz większego udziału OZE w systemie elektroenergetycznym Niemiec, Danii, a także w dalszej perspektywie również Polski;
- obecnym priorytetem dla regionu Morza Bałtyckiego jest wyeliminowanie tzw. wysp energetycznych, czyli obszarów niewystarczająco dobrze połączonych z Europą (w szczególności Litwy, Łotwy i Estonii). Jednak dzięki realizacji BEMIP[4] cel ten zostanie w dużej mierze wypełniony w najbliższych latach i potrzebne będą nowe kierunki rozwoju sieci uwzględniające nieuniknione zmiany wynikające z polityki UE;
- dynamiczny rozwój nowych technologii (zwiększenie mocy kabli, rozwój technologii przesyłu stałoprądowego, wzrost mocy turbin, itp.) umożliwia dziś zastosowanie rozwiązań, których nie można było zastosować przy projektach na Morzu Północnym;
- uwarunkowania hydrometeorologiczne i geologiczne sprawiają, że koszty realizacji MFW na Bałtyku mogą być niższe niż na Morzu Północnym. Instalacja MFW na Bałtyku



Rys. 1. Mapa przedstawiająca koncepcję MIP na polskich obszarach morskich

bywa określana terminem „offshore light" co odnosi się do dogodniejszych, niż na Morzu Północnym, warunków lokalizacyjnych, tj. głębokości morza, falowania, zasolenia, choć ograniczeniem jest pokrywa lodowa pojawiająca się na Bałtyku.

Jak wynika z powyższych uwarunkowań, realizacja nowych połączeń transgranicznych na Bałtyku nie tylko może, ale i powinna być skoordynowana z realizacją farm wiatrowych na morzu. Dzięki temu możliwe będzie osiągnięcie wymiernych korzyści ekonomicznych oraz zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencyjności europejskiej gospodarki.

Projekt Baltic InteGrid zakłada współpracę kilkunastu organizacji z wszystkich krajów regionu. Na obecnym etapie konsorcjum projektu ubiega się o dofinansowanie ze środków unijnych. Rezultatem projektu ma być wypracowanie szczegółowej koncepcji bałtyckiej sieci przesyłowej wraz z określeniem kosztów, harmonogramu oraz parametrów brzegowych we współpracy z kluczowymi grupami interesów, w tym inwestorami, operatorami sieci przesyłowej, przedstawicielami administracji, jednostkami akademickimi, innymi użytkownikami morza. Ponadto przewidywane jest opracowanie studiów wykonalności dla wybranych, pilotażowych fragmentów sieci.

Gdzie w tym wszystkim Polska?

W ramach Baltic InteGrid jeden z pilotażowych fragmentów bałtyckiej sieci przesyłowej będzie obejmował polskie obszary morskie. Wybór Polski jako obszaru pilotażowego wynika z ogromnego potencjału MEW w Polsce oraz stanu rozwoju branży. Do tej pory Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju wydało 37 pozwoleń lokalizacyjnych dla MFW, z czego opłaconych zostało 9[5]. Z kolei dla 15 wszczęto procedury środowiskowe. Zgodnie z wydanymi przez PSE S.A. warunkami przyłączenia i podpisanymi umowami przyłączeniowymi pierwsza MFW może zostać przyłączona do GPZ Słupsk Wierzbięcino już w 2021 r., a kolejna w 2025 r. Łączna moc określona w umowach przyłączeniowych podpisanych z MFW to nieco ponad 2 GW do 2025 r.

Uwzględniając te uwarunkowania oraz fakt rozpoczęcia przez administrację morską prac nad studium zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich, eksperci FNEZ opracowali wstępną koncepcję morskiej infrastruktury przesyłowej (MIP) na polskich obszarach morskich, która będzie stanowić pilotażowy fragment projektu Baltic InteGrid. MIP została opracowana w taki sposób, aby: umożliwić odbiór energii elektrycznej z planowanych MFW, umożliwić utworzenie zbiorczych stacji elektroenergetycznych na morzu (hubów) oraz zapewnić możliwość utworzenia połączeń transgranicznych z krajowymi systemami elektroenergetycznymi Szwecji, Danii, czy Niemiec. Koncepcja zakłada kilka etapów (rys. 1):

- etap 1 (lata 2018-2025) - część wschodnia (MIP-E) i środkowa (MIP-M) - przyłączenie pierwszych projektów MFW zlokalizowanych wokół Ławicy Słupskiej do GPZ Żarnowiec i GPZ Słupsk Wierzbięcino oraz utworzenie alternatywnej morskiej sieci przesyłowej pomiędzy tymi GPZami,
- etap 2 (lata 2025-2030) - część zachodnia (MIP-W) i środkowo-zachodnia (MIP-WM) - przyłączenie projektów MFW zlokalizowanych na stokach Ławicy Odrzanej do GPZ Dunowo,
- etap 3 (po 2030 r.) - część północna (MIP-N) i część zachodnia (MIP-W) - utworzenie połączeń transgranicznych z krajowymi systemami elektroenergetycznymi Szwecji, Danii i/lub Niemiec.

Koncepcję opracowano w oparciu o:

- analizę stanu realizacji planów inwestycyjnych MFW, w tym stanu wydanych pozwoleń lokalizacyjnych dla MFW i procedur środowiskowych
- znanych ograniczeń przestrzennych i środowiskowych,
- analizę interesów innych użytkowników morza, w tym m.in.: przedsiębiorstw sektora ropy i gazu, sił zbrojnych RP, operatorów podmorskich kabli elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych.

Wskazane na rys. 1 korytarze MIP zostały zgłoszone do studium zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich, a dla etapu 1 zostały wydane pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli podmorskich. Należy jednak zaznaczyć, że w procesie uzgadniania przebiegu MIP napotkano na znaczne trudności z uwagi na mnogość grup interesów. Dlatego też prace nad koncepcją MIP powinny zostać włączone do prac nad studium zagospodarowania obszarów morskich. Ponadto realizacja tak ogromnego przedsięwzięcia wymaga wykonania szczegółowego studium wykonalności co będzie przedmiotem projektu Baltic InteGrid.□

Literatura

1) "Big ambitions ahead for Asian offshore wind" Offshore WIND, lipiec 2013 r.

2) EWEA, "The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013", styczeń 2014 r.

3) BASREC, "Electricity Grid Expansion in the Context of Renewables Integration in the Baltic Sea Reigon", 2014 r. BASREC stanowi forum dialogu nt. polityki energetycznej i zmian klimatycznych w regionie Morza Bałtyckiego założona w 1998 r. przez ministrów ds. energetyki państw regionu.

4) Baltic Energy Market Interconnection Plan

5) Dane Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju na dzień 21.01.2015 r.

Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie

Ostatni rok budowy

Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Koninie

W grudniu 2015 r. zakończymy budowę Spalarni w Koninie. Projektowe wizualizacje zamieniają się w rzeczywiste obiekty. Teraz czeka nas najbardziej intensywny okres prac montażowych i rozruchowych.

- Pierwszy miesiąc 2015 r. na budowie naszej Spalarni przebiega sprawnie i jest kontynuacją dobrej jej realizacji od samego początku. Wykonawca, a jest nim Konsorcjum Firm: Integral Engineering Umwelttechnik GmbH (Wiedeń), Erbud S.A. (Warszawa) i Introl S.A. (Katowice) - w lutym przeprowadzi próbę ciśnieniową kotła. Duże zaawansowanie montażu urządzeń we wszystkich 10 węzłach technologicznych wskazuje, że w najbliższych miesiącach będą podejmowane próby rozruchowe poszczególnych instalacji, a w końcu maja Wykonawca deklaruje możliwość włączenia do sieci energetycznej i cieplnej - mówi prezes zarządu Miejskiego Zakładu Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie, mgr inż. Jan Skalski.

Wybudowanie Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Koninie to ogromne wyzwanie organizacyjne, mając na uwadze mobilizację 35 miast i gmin, które w tym celu przystąpiły do Spółki utworzonej przez samorząd Konina. Dzięki temu około 100 tys. ton zmieszanych odpadów komunalnych z obszaru zamieszkałego przez 370 tys. mieszkańców

subregionu konińskiego zostanie skutecznie zamienione na energię w procesie odzysku z termicznego przekształcania odpadów.

- *Inwestycja została zaprojektowana na miarę naszych potrzeb, możliwości technicznych i finansowych oraz wymagań, jakie stawiane są samorządom w zakresie gospodarki odpadami* - mówi mgr inż. Elżbieta Streker-Dembińska, kierownik Jednostki Realizującej Projekt.

Koniński Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych będzie pracował w oparciu o technologię rusztową. Moc cieplna kotła to 28,3 MW. Będzie się tu odzyskiwać w kogeneracji energię elektryczną w ilości 47 000 MWh rocznie z turbozespołu o mocy 6,75 MW oraz 120 000 GJ energii cieplnej rocznie.

Spośród 10 węzłów technologicznych - przywozu i wyładunku odpadów; załadunku odpadów, spalania odpadów; odzysku i przetwarzania odzyskanej energii; oczyszczania spalin; monitoringu i kontroli emisji; przetwarzania żużli i popiołów paleniskowych; unieszkodliwiania popiołów lotnych i stałych produktów reakcji z procesu oczyszczania spalin; zasilania i wyprowadzenia mocy; automatyki i pomiarów - największe zainteresowanie społeczne budzi węzeł oczyszczania spalin. Wykonawca gwarantuje, że emisje wynikające z procesu spalania odpadów - pyły, chlorowodór, fluorowodór, dwutlenek siarki, tlenek węgla, tlenki azotu, metale ciężkie oraz dioksyny i furany będą niższe aż o 40% od wymaganych unijnymi i krajowymi regulacjami prawnymi (Dyrektywa 2000/76/EC z grudnia 2000 r. oraz Rozporządzenie Ministra Środowiska z 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów Dz. U. z dnia 7.11.2014 poz.1546).

Mieszkańcy będą mogli kontrolować te parametry dzięki „strażnikowi bezpieczeństwa ekologicznego" jakim jest węzeł monitoringu i kontroli emisji z ciągłym pomiarem stężeń, temperatury, ciśnienia i wilgotności. - *Emisje gazów będą ściśle monitorowane. Bezwzględnie przestrzegane normy reżimu technologicznego całkowicie wyeliminują zagrożenia. Nasza Spalarnia na stronie internetowej udostępni bieżąco rejestrowane wielkości stężeń składników zanieczyszczeń emitowanych do powietrza. Na wjeździe do zakładu zostanie zamontowana elektroniczna tablica, na której wyświetlane będą aktualne dane o poziomie emisji. Informacje te będą również przekazywane on-line do instytucji monitorujących i kontrolujących* - zapewnia prezes MZGOK, Jan Skalski.

Zakład Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Koninie powstaje w ramach projektu „Uprządkowanie gospodarki odpadami komunalnymi na terenie subregionu konińskiego". Wartość całego projektu to 381 884 263 zł brutto, 310 475 011 zł netto, z czego 296 mln zł netto to koszt budowy ZTUOK. Projekt finansowany jest ze środków Funduszu Spójności 154 513 841 zł netto i pożyczki z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w wysokości 145 115 159 zł netto. Prawie 11 mln zł stanowi wkład własny MZGOK Sp. z o.o. uzupełniony pożyczką z WFOŚiGW w Poznaniu.

W ramach projektu realizowany jest również program rekultywacji 14 gminnych składowisk odpadów. Jego wartość to 4,5 mln. zł. W stosunku do kosztu całego przedsięwzięcia to niewiele, ale społeczna wartość tego działania wręcz nie da się przecenić. □

Fot. MZGOK Konin

Szymon Pająk, Zakład Techniki Cieplnej, „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

Współpraca źródła ciepła zlokalizowanego w spalarni odpadów z miejską siecią ciepłowniczą - studium przypadku

Zarówno przedsiębiorstwa ciepłownicze, jak i wytwórcy/dostawcy ciepła mają świadomość nieuchronności budowy nowych - nowoczesnych, wysokosprawnych, nakierowanych na ochronę środowiska poprzez np. wykorzystywanie odpadów jako paliwa - źródeł, z którymi konieczne będzie współdziałanie na lokalnym rynku ciepła.

Budowa nowego źródła z założenia nie powinna powodować pogorszenia niezawodności dostaw ciepła do odbiorców, a wręcz przeciwnie - przyczyniać się do minimalizowania prawdopodobieństwa wystąpienia pogorszenia komfortu cieplnego odbiorców. Oczywiste jest również, że warunki współpracy źródeł muszą być precyzyjnie określone. Aby jednak podjąć świadome decyzje odnośnie parametrów pracy dla każdego ze źródeł, należy dokładnie przeanalizować możliwości ich współpracy z siecią i przede wszystkim zdefiniować występujące ograniczenia, a następnie określić, jakie zadania będzie miało każde ze źródeł.

Przed problemem omówionym powyżej stanęło niedawno Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Koninie Sp. z o.o. w związku z budową nowego, kogeneracyjnego źródła ciepła, które będzie częścią Zakładu Termicznej Utylizacji Odpadów Komunalnych w Koninie. W ramach niniejszego artykułu omówiono zakres i wyniki analiz wykonanych dla wysokoparametrowej sieci ciepłowniczej nr 1 zlokalizowanej w Koninie pod kątem współpracy dwóch źródeł na przedmiotową sieć ciepłowniczą. Należy podkreślić, że analizy opisane poniżej prowadzono pod kątem opisania warunków współpracy i określenia potencjalnych zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw ciepła w sytuacjach awaryjnych, przyjmując założenia odnośnie mocy cieplnych, wydajności układów pompowych i tabeli regulacyjnej jako ograniczenia, w ramach których docelowo będą funkcjonować oba źródła. Celem prowadzonych analiz nie była optymalizacja doboru układów pompowych w źródłach, co - jak wynika z przedstawionych wniosków - jest zadaniem wielowątkowym i wymagającym precyzyjnego określenia kryteriów uzyskania optimum. Takie optimum będzie inne z punktu widzenia każdej z zaangażowanych w projekt Stron, które dodatkowo mogą się wzajemnie wykluczać.

Warunki przyłączenia źródła do sieci ciepłowniczej

Warunki pracy sieci ciepłowniczej powinny być zawarte w dokumencie o charakterze instrukcji i/lub programu opracowanym przez Przedsiębiorstwo Ciepłownicze dla danej sieci. Z kolei warunki współpracy źródła lub źródeł z siecią ciepłowniczą powinny wynikać z części technicznej Umowy na dostawę ciepła do sieci, której istotne parametry zawarte są we wniosku o przyłączenie źródła do danej sieci. Wieloletnia współpraca źródła z siecią ciepłowniczą pozwoliła na wypracowanie warunków, na jakich to współdziałanie jest realizowane. Do tej pory mieliśmy do czynieni raczej z modernizacjami istniejących źródeł wytwórczych, dla których warunki dostaw ciepła do sieci były znane i niejako oczywiste. Obecnie, ze względu na budowę nowych, najczęściej małych źródeł kogeneracyjnych - w tym również związanych z powstawaniem instalacji

termicznej utylizacji odpadów komunalnych (popularnie zwanych spalarniami) - będziemy mieć do czynienia z sytuacjami, kiedy do dobrze funkcjonującego układu „źródło - sieć" będzie wprowadzany dodatkowy element w postaci nowego źródła, który - przynajmniej na początkowym etapie - może być traktowany jako „zakłócenie". W tej sytuacji Przedsiębiorstwa Ciepłownicze, które dodatkowo często nie są właścicielami urządzeń wytwórczych, a tylko dystrybuują ciepło dostarczane do sieci z obcych źródeł, będą musiały aktualizować instrukcje eksploatacji oraz programy pracy sieci ciepłowniczych. Dodatkowym wyzwaniem dla służb eksploatacji będzie wydanie odpowiednich warunków przyłączenia nowego źródła, aby współpraca obecnego i nowego źródła na tę samą sieć nie wpłynęła negatywnie na warunki dostaw i odbioru ciepła. Jest to istotne zwłaszcza w przypadku braku możliwości fizycznego wydzielenia części obszaru sieci dla poszczególnych źródeł. Najczęściej nowe źródło będzie musiało się dostosować do istniejących warunków pracy sieci chociażby z racji kolejności przyłączania, stosunku mocy osiągalnej (lub zamówionej przez odbiorców w źródle) i możliwości zastosowania nowoczesnych technik jego regulacji. Należy pamiętać, że budowa nowego źródła, którego powstanie każdorazowo z założenia powinno poprawiać bezpieczeństwo i pewność dostaw ciepła do odbiorców, będzie wpływać na poprawę bezpieczeństwa zasilania odbiorców, jednakże kosztem obecnie przyłączonego wytwórcy. W nowym układzie sieciowym, gdzie pojawia się kolejny element wymagający skoordynowania po stronie parametrów, zmianie mogą ulec również warunki pracy dotychczasowego źródła ciepła. W zawiązku z tym na Przedsiębiorstwie Ciepłowniczym będzie ciążyła odpowiedzialność za narzucenie parametrów pracy źródeł (temperatur, strumieni i ciśnień wody sieciowej) właściwych z punktu widzenia prawidłowej eksploatacji sieci ciepłowniczej w zmienionych warunkach.

Poniżej przedstawiono uwarunkowania techniczne, których dotrzymania Przedsiębiorstwo Ciepłownicze może wymagać od producenta/dostawcy ciepła:

- zapewnienia odpowiednich temperatury, nośnika ciepła na zasilaniu - np. poprzez podanie zmienności zgodnie z wymaganą tabelą regulacyjną, która może być, ale nie musi, jednakowa dla wszystkich źródeł współpracujących z daną siecią ciepłowniczą,
- zapewnienia ciśnienia wody sieciowej na zasilaniu - wartość wymagana powinna być właściwa dla punktu wpięcia nowego źródła do sieci ciepłowniczej,
- zdolność układu regulacji do utrzymywania odpowiedniego ciśnienia dyspozycyjnego - wymaganie w tym zakresie będzie uzależnione od planowanych warunków współpracy nowego źródła z siecią i ze źródłem podstawowym,
- wymagania odnośnie jakości nośnika ciepła,
- wymagania odnośnie przyłącza - rozumiane jako wytyczne dla projektantów nowego odcinka sieci, który powinien być spójny ze standardami przyjętymi w Przedsiębiorstwie Ciepłowniczym w obszarze budowy nowych odcinków sieci lub modernizacji istniejących,
- wymagania odnośnie układu regulacji - konfiguracja tego układu będzie uzależniona od tego, jakie funkcje regulacyjne powinno spełniać nowe źródło w ramach planowanego układu pracy obu wytwórców na sieć ciepłowniczą,
- wymagania odnośnie układu pomiarowo-rozliczeniowego - rozumiane jako wytyczne dla projektantów, aby układ był spójny ze standardami przyjętymi w Przedsiębiorstwie Ciepłowniczym w obszarze rozliczeń ze źródłem i z odbiorcami ciepła,
- wymagania odnośnie układu uzupełniania ubytków - konfiguracja tego układu będzie zależna od tego, jakie funkcje regulacyjne powinno spełniać nowe źródło w ramach planowanego układu pracy obu źródeł na sieć ciepłowniczą.

Przedsiębiorstwo Ciepłownicze powinno przeprowadzić wielowariantowe analizy współpracy źródeł i sieci, aby świadomie i prawidłowo pod względem technicznym zdefiniować ww. parametry dla każdego ze źródeł planowanych do pracy na daną sieć. Jak widać z przedstawionego zestawienia warunki współpracy zdefiniowane przez odbiorcę/dystrybutora ciepła mogą mieć również istotny wpływ na układ technologiczny nowego źródła i założenia, jakie powinni przyjąć projektanci na etapie przygotowania projektów wykonawczych.

Poniżej przedyskutowano warianty współpracy sieci ciepłowniczej z nowym źródłem, które jest przewidziane do współpracy z istniejącą siecią ciepłowniczą zasilaną obecnie przez źródło podstawowe.

Opis sieci i źródeł przewidzianych do współpracy

Obiektem podlegającym analizom była wysokoparametrowa sieć ciepłownicza nr 1 zlokalizowana na terenie miasta Konin, zwana dalej „siecią ciepłowniczą". Tworzy ją łącznie ok. 167 km sieci wykonanych w technologii tradycyjnej (ok. 57% łącznej długości sieci) i preizolowanej (ok. 43% łącznej długości sieci). Ze względu na stosunkowo dużą odległość pomiędzy obecnie eksploatowanym, podstawowym źródłem ciepła oraz najdalej położonymi odbiorcami woda sieciowa jest przesyłana sieciami magistralnymi, które dla średnic przekraczających DN 300 stanowią ok. 22,6% łącznej długości sieci i w dużej części są sieciami napowietrznymi wykonanymi w technologii tradycyjnej (ok. 64% łącznej długości sieci magistralnej).

Sieć ciepłownicza dostarcza ciepło do 2162 węzłów, z czego aż 1499

węzłów (ok. 69% łącznej ilości węzłów) znajduje się w budynkach mieszkalnych jednorodzinnych. Łącznie tylko ok. 58% węzłów ciepłowniczych jest węzłami dwufunkcyjnymi.

Konsekwencją takiego charakteru odbiorów jest fakt, że ponad 72% wszystkich odbiorców stanowią odbiorcy o mocy zamówionej poniżej 20 kWt, a w tym ok. 61% odbiorców pobiera moc cieplną z przedziału 6-12 kWt.

Sumaryczna moc cieplna zamówiona w źródle podstawowym na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 2013 r. wynosiła 127,5 MWt i - jak to ma miejsce w przeważającej większości systemów ciepłowniczych w Polsce - ma tendencję malejącą, która jest wynikiem działań termomodernizacyjnych podejmowanych przez odbiorców i nowych przyłączeń nie w pełni rekompensujących ubytek mocy zamówionej u dotychczasowych odbiorców ciepła.

Obecnie sieć ciepłownicza jest zasilana z jednego źródła - Elektrowni Konin, położonego na północnych obrzeżach miasta. Elektrownia Konin, na potrzeby niniejszego artykułu nazywana dalej „źródłem podstawowym", należy do Grupy Kapitałowej Zespołu Elektrowni Pątnów–Adamów–Konin S.A. (ZE PAK S.A.), której podstawowym przedmiotem działalności jest wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej oraz produkcja i dystrybucja ciepła. Źródło podstawowe zostało wybudowane i oddane do eksploatacji w latach 50. XX w. i stanowi najstarszą jednostkę wytwórczą w Grupie Kapitałowej ZE PAK SA. W źródle podstawowym pracuje obecnie 6 kotłów energetycznych opalanych węglem brunatnym i 3 turbozespoły upustowo-kondensacyjne w układzie kolektorowym. Od lipca 2012 r. uruchomiono tam również kocioł do spalania biomasy pochodzenia leśnego wraz z turbozespołem parowym o mocy elektrycznej 55 MWe.

W ramach pierwszego wariantu analizowano współpracę nowego źródła ciepła z siecią przy pracy równoległej z istniejącym podstawowym źródłem ciepła na tę samą sieć.

W wariancie drugim prowadzonych analiz uwzględniono warunki współpracy źródła podstawowego z siecią po wybudowaniu na terenie Elektrowni Konin bloku gazowo-parowego o nominalnej mocy cieplnej ok. 90 MWt i szczytowej mocy cieplnej na poziomie 120 MWt przy założeniu pracy równoległej nowego źródła budowanego na terenie Zakładu Termicznej Utylizacji Odpadów Komunalnych w Koninie, które w dalszej części artykułu będzie określane jako „nowe źródło".

> Przedsiębiorstwo Ciepłownicze, posiadając niezbędną wiedzę w zakresie sieci, odbiorców, planów modernizacji i/ lub rozbudowy sieci, powinno wpływać na decyzje o wielkości nowego źródła, jak i precyzyjnie określać warunki, na jakich każde ze źródeł będzie mogło dostarczać ciepło do sieci ciepłowniczej

Nowym źródłem, które od 2015 r. powinno pracować na sieć ciepłowniczą, będzie układ kogeneracyjny oparty na turbinie parowej ciepłowniczo-kondensacyjnej o nominalnej mocy elektrycznej ok. 4 200 kWe (w ciepłowniczym układzie pracy) i maksymalnej mocy cieplnej 15,60 MWt w obliczeniowych warunkach pracy sieci (temperatura otoczenia -18°C, temperatury wody sieciowej 70/130°C).

Podstawowe założenia przyjęte w analizach

Na podstawie informacji przekazanych przez Przedsiębiorstwo Ciepłownicze zdecydowano o przyjęciu następujących założeń, leżących u podstaw dalszych analiz:

- tabela regulacyjna obowiązująca obecnie w Przedsiębiorstwie Ciepłowniczym będzie obowiązywała oba źródła - zarówno obecnie eksploatowane, jak i nowe,
- układ wyprowadzenia mocy cieplnej w nowym źródle będzie zdolny do współpracy z siecią ciepłowniczą z pełną regulacją ilościowo-jakościową wynikającą z warunków otoczenia i obowiązującą w Przedsiębiorstwie Ciepłowniczym tabelą regulacyjną,
- nowe źródło będzie pracowało na potrzeby sieci ciepłowniczej tylko w okresie od stycznia do marca oraz od października do grudnia, czyli tylko w okresie największego zapotrzebowania na ciepło grzewcze na cele CO,
- obecne źródło podstawowe będzie stanowiło w dalszym ciągu podstawę zaopatrzenia w ciepło na cele CO w okresie zimowym oraz będzie jedynym dostawcą ciepłą na cele CWU w okresie letnim.

Regulacja wydajności przy pracy dwóch źródeł

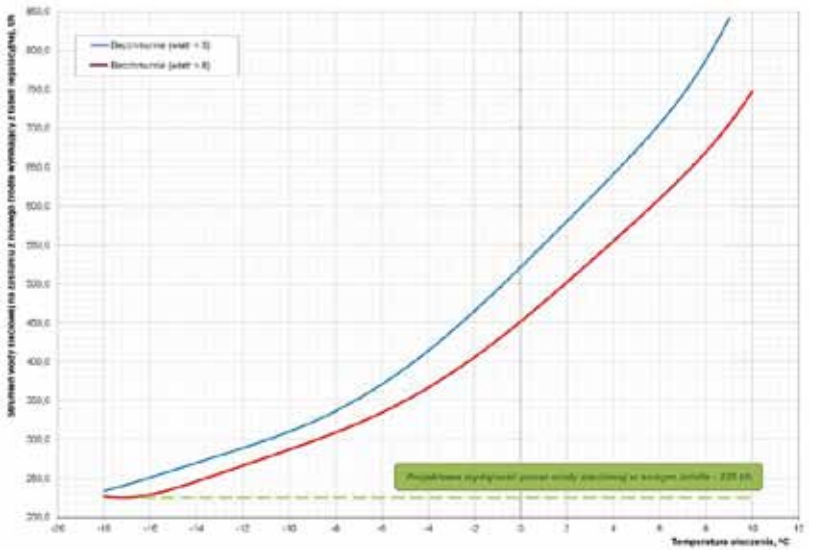
Obecnie, przy pracy na sieć tylko źródła podstawowego, umowa na dostawy ciepła pomiędzy Przedsiębiorstwem Ciepłowniczym i Elektrownią Konin reguluje warunki dostawy i parametry wody sieciowej, jakich musi dotrzymywać źródło podstawowe w punkcie rozliczeniowym. Uruchomienie nowego źródła pracującego na sieć ciepłowniczą zasilaną równolegle z innego, w tym wypadku o znacząco wyższej mocy cieplnej osiągalnej, wymaga wypracowania zasad obciążania każdego ze źródeł przy pracy równoległej. Zasady te będą decydować o roz-

dziale sumarycznego strumienia wody sieciowej kierowanego do odbiorców na każde ze źródeł i o możliwości jego obciążania z uwzględnieniem jego zdolności wytwórczych oraz ograniczeń po stronie układów regulacji. W naszym przypadku punkt rozdzielania strumienia na powrocie i łączenia go w przewodzie zasilającym znajduje się w punkcie wpięcia nowego źródła w magistralę łączącą źródło podstawowe z miastem. W wyniku rozmów z Przedsiębiorstwem Ciepłowniczym uzgodniono, że analizie podlegać będą dwa warianty regulacji strumienia wody sieciowej:

- regulacja proporcjonalna,
- regulacja ciśnieniem dyspozycyjnym.

Dla regulacji proporcjonalnej założono, że nowe źródło będzie obciążane proporcjonalnie do źródła podstawowego udziałem wynikającym z nominalnej mocy cieplnej źródła w łącznej mocy zamówionej przez Przedsiębiorstwo Ciepłownicze. W przypadku Konina projektowa osiągalna moc cieplna nowego źródła w warunkach obliczeniowych stanowi ok. 12.43% sumarycznej mocy zamówionej przez Przedsiębiorstwo Ciepłownicze. Tym samym udziałem przeliczono strumień wody sieciowej, jaki będzie płynął przez układ wyprowadzenia ciepła nowego źródła w przypadku zastosowania proporcjonalnego rozdziału strumienia wody sieciowej na oba źródła. Każdemu zmniejszeniu strumienia wody sieciowej w źródle podstawowym będzie zatem odpowiadać proporcjonalne zmniejszenie strumienia w nowym źródle.

Jako drugi sposób rozdziału obciążeń wybrano regulację, w której rozdział strumienia wody sieciowej oparto na utrzymywaniu dyspozycji ciśnienia za punktem wpięcia nowego źródła w magistralę. Utrzymywanie przez służby Przedsiębiorstwa Ciepłowniczego w trakcie eksploatacji sieci stałej dyspozycji ciśnienia w ciągu całego roku będzie powodować, że strumień wody sieciowej do nowego źródła pozostawałby na dość stabilnym poziomie. Przy zastosowaniu takiego sposobu regulacji jego zmienność byłaby mniejsza niż w przypadku regulacji proporcjonalnej.



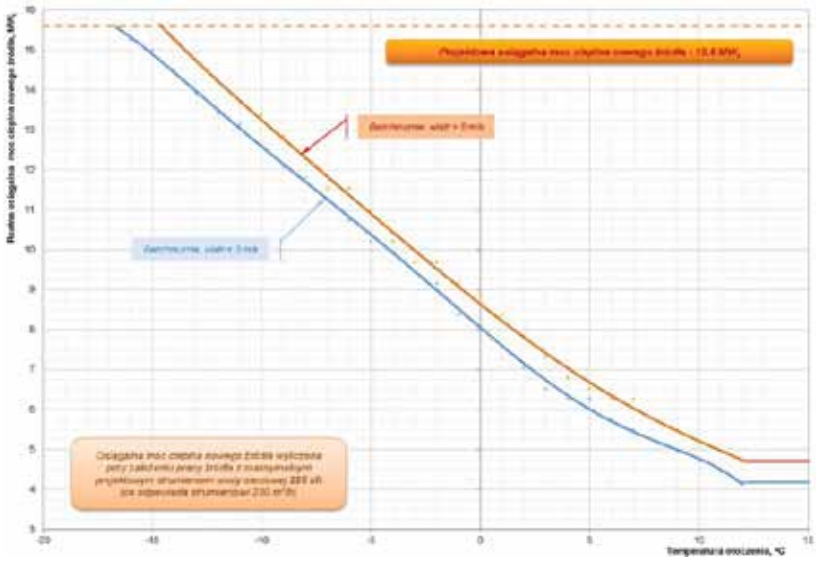
Rys. 1. Strumień wody sieciowej wymagany do wyprowadzenia pełnej mocy z nowego źródła przy założeniu zgodności parametrów wody sieciowej z obowiązującą tabelą regulacyjną

Dla regulacji proporcjonalnej, przy zmniejszeniu zapotrzebowania na ciepło (a co za tym idzie - zmniejszeniu całkowitego przepływu), strumień wody sieciowej do nowego źródła zmaleje. Dla regulacji od dyspozycji ciśnienia przy zmniejszaniu się zapotrzebowania na ciepło strumień wody sieciowej do nowego źródła z kolei wzrośnie. Będzie to spowodowane zmniejszaniem się oporów hydraulicznych w układzie (mniejszym przepływem wody sieciowej) przy jednoczesnym utrzymaniu dyspozycji ciśnienia. Efektem tego byłaby nieco większa dyspozycja występująca w punkcie wpięcia nowego źródła do magistrali.

Z perspektywy Przedsiębiorstwa Ciepłowniczego obie metody regulacji są dobre, a różnice będą widoczne z punktu widzenia źródeł: sposobu ich pracy, zastosowanych układów regulacji i różnic w obciążeniu wymienników ciepła i pomp wody sieciowej.

Z punktu widzenie warunków eksploatacji sieci ciepłowniczej (czyli Przedsiębiorstwa Ciepłowniczego), zwłaszcza biorąc pod uwagę dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne i sprawdzony system regulacji ciśnienia na poszczególnych gałęziach sieci, nadrzędnym celem każdego ze źródeł pracujących na sieć ciepłowniczą powinna być dostawa wymaganej ilości ciepła i równoczesne utrzymywanie dyspozycji ciśnienia w punkcie rozliczeniowym. W tej sytuacji sposób rozdziału strumienia wody sieciowej na źródła z punktu widzenia Przedsiębiorstwa Ciepłowniczego jest kwestią drugorzędną. Wymaga ona jednak podjęcia trójstronnych uzgodnień pomiędzy zainteresowanymi stronami ze względu na fakt, że każde ze źródeł musi dysponować urządzeniami zdolnymi do pracy w wymaganych przez Przedsiębiorstwo Ciepłownicze warunkach i współpracy z drugim źródłem.

W planowanym układzie współpracy na tę samą sieć ciepłowniczą dwóch źródeł o wyraźnie dominującej roli źródła podstawowego funkcję stabilizacji ciśnienia w układzie powinny spełniać pompy wody uzupełniającej w źródle podstawowym. Próba utrzymania stałego poziomu ciśnienia powrotu jednocześnie pompami wody uzupełniającej w źródle podstawowym oraz nowym może skutkować (w zależności od sposobu działania regulatorów) wzrostem



Rys. 2. Moc cieplna możliwa do wyprowadzenia z nowego źródła na sieć ciepłowniczą przy założeniu dotrzymania temperatur zgodnie z obowiązującą tabelą regulacyjną

ciśnienia na powrocie z sieci oraz destabilizować ciśnienie powrotu w obu źródłach.

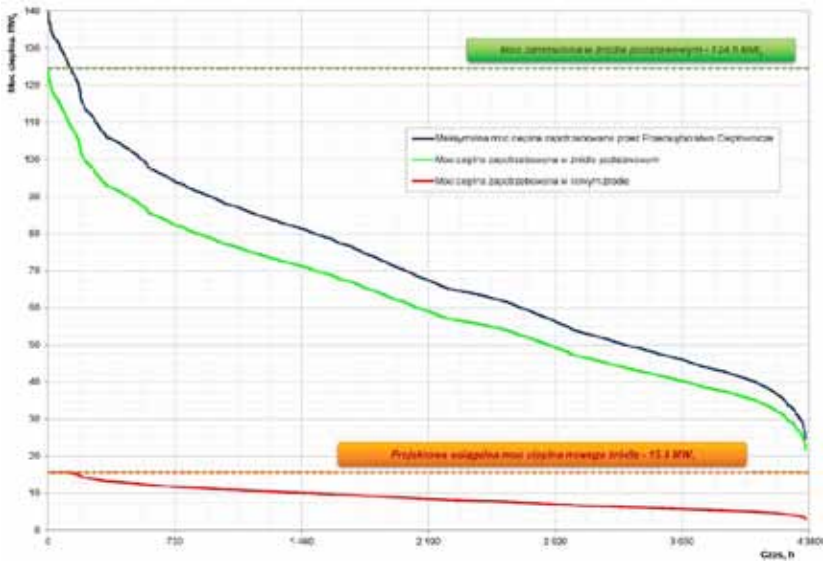
W przypadku stabilizacji ciśnienia tylko w źródle podstawowym i w miarę stałym strumieniu wody sieciowej do i z nowego źródła, a także odpowiednim systemie regulacji pomp sieciowych, wynikowe ciśnienie powrotu „widziane" przez urządzenia nowego źródła powinno utrzymywać się na dość stabilnym poziomie.

Ograniczenia we współpracy dla nowego źródła

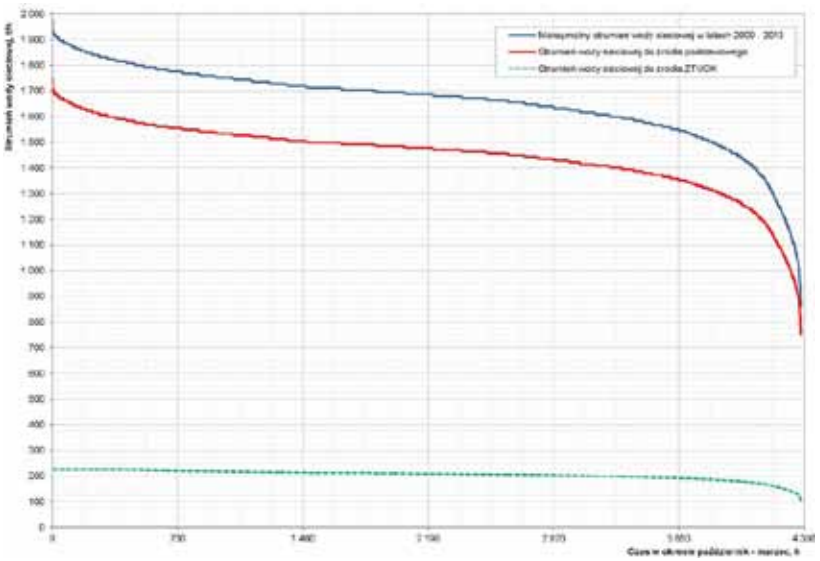
W trakcie analiz okazało się, że wymóg pracy nowego źródła z siecią ciepłowniczą w widełkach temperaturowych wynikających z obowiązującej w Przedsiębiorstwie Ciepłowniczym tabeli regulacyjnej w połączeniu z założoną wydajnością pomp wody sieciowej w nowym źródle skutkuje dość istotnym ograniczeniem zdolności produkcyjnych nowego źródła. Na rysunku 1 zobrazowano wymagania odnośnie strumienia wody sieciowej, na jakim nowe źródło byłoby zdolne doprowadzić do sieci ciepłowniczej nominalną moc cieplną 15.6 MWt. Krzywe zmienności strumienia wody sieciowej przedstawione na wykresie wyznaczono obliczeniowo dla dwóch różnych krzywych, wynikających z tabeli regulacyjnej przypisanych dla bezchmurnej pogody i różnej prędkości wiatru.

Projektowa wydajność pomp cyrkulacyjnych przewidzianych do zainstalowania w obrębie instalacji wyprowadzenia ciepła w nowym źródle została dobrana do pracy ze znamionowym strumieniem wody sieciowej obliczonym dla warunków obliczeniowych, czyli w przypadku kiedy temperatura otoczenia będzie wynosić -18°C, a oczekiwana temperatura wody sieciowej na zasilaniu będzie na poziomie 130°C. Takie założenie powoduje brak możliwości pracy nowego źródła z osiągalną mocą cieplną, przy zapewnieniu wymaganych w tabeli regulacyjnej temperatur wody sieciowej na zasilaniu, w sytuacji kiedy temperatury otoczenia będą wyższe niż temperatura obliczeniowa (tzn. -18°C). Wpłynie to na ograniczenie pola pracy nowego źródła w ciągu całego roku kalendarzowego oraz poważnie ograniczy jego zdolności do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw ciepła do odbiorców zasilanych z sieci ciepłowniczej.

Uwzględniając powyżej omówione założenie odnośnie maksymalnej wydajności pomp wody sieciowej w nowym źródle, przygotowano wykres obrazujący zmienność mocy cieplnej, jaką nowe źródło będzie w stanie realnie wyprowadzić na sieć, przy założeniu dotrzymywania temperatur wody sieciowej zgodnie z obowiązującą tabelą regulacyjną.



Rys. 3. Wykres uporządkowany mocy cieplnej zapotrzebowanej przez odbiorców w okresie jesienno-zimowym wraz z podziałem obciążeń w podstawowym oraz nowym źródle na podstawie danych dla magistrali zasilającej Konin za lata 2009-2013



Rys. 4. Strumienie wody sieciowej do źródeł podstawowego oraz nowego na podstawie danych dla magistrali zasilającej Konin za lata 2009-2013

Przebieg zmienności mocy cieplnej wskazuje, że praca nowego źródła z nominalną mocą cieplną będzie możliwa jedynie przy temperaturach niższych od ok. -15°C. W innych warunkach moc cieplna będzie mniejsza od 15.6 MWt.

Na podstawie udostępnionych przez Przedsiębiorstwo Ciepłownicze historycznych danych eksploatacyjnych przygotowano skróconą wersję wykresów uporządkowanych, które obejmują kolejne tzw. okresy grzewcze od października jednego roku do marca kolejnego. Dla tak przygotowanych danych przedyskutowano warunki współpracy nowego źródła z siecią ciepłowniczą. Dla zaprezentowanych wyników obliczeń założono, że nowe źródło będzie obciążane proporcjonalnie do źródła podstawowego.

Wypłaszczenie krzywej wyznaczonej dla nowego źródła w obszarze największego zapotrzebowania na ciepło wynika z jego osiągalnej mocy cieplnej. Poziom ten stanowi górne ograniczenie dla nowego źródła.

Jak widać proporcjonalny rozdział obciążeń pomiędzy źródłami podstawowym i nowym, w połączeniu z ograniczeniem wynikającym z maksymalnej wydajności pomp wody sieciowej, będzie skutkował pracą nowego źródła przez większą część roku z mocą cieplną wyraźnie mniejszą niż znamionowa.

Z kolei przebieg krzywej strumienia wody sieciowej wynika z nominalnej wydajności układu pompowego planowanego do zainstalowania w nowym źródle, która to wydajność stanowi górne ograniczenie dla tego układu oraz przyjętego w analizach założenia proporcjonalnego rozdziału obciążeń pomiędzy źródłami.

W związku z powyższym, niezależnie od wymagania pracy obu źródeł zgodnie z jednakową tabelą regulacyjną wydaje się, że już na etapie uzgadniania warunków współpracy źródeł i przyjmowania założeń projektowych dla nowych źródeł o podobnej konfiguracji warto byłoby przeanalizować zasadność zapewnienia szerszego zakresu regulacji wydajności w nowym źródle. Praca nowego źródła z większym strumieniem przekładałaby się na jego zdolność do zapewnienia dostaw ciepła zgodnie z obowiązującą tabelą regulacyjną w szerszym zakresie temperatur otoczenia i realnie zwiększałaby bezpieczeństwo dostaw ciepła do odbiorców w przypadku częściowej lub całkowitej niedyspozycyjności źródła podstawowego.

Argumentem przemawiającym za podejściem, które pozwoliłoby traktować nowe źródło jako pewniejszy gwarant bezpieczeństwa dostaw ciepła, są również wyniki analiz zmienności zapotrzebowania na moc cieplną w warunkach letnich. Na rysunku 5 zaprezentowano dwa przykładowe przebiegi zmienności.

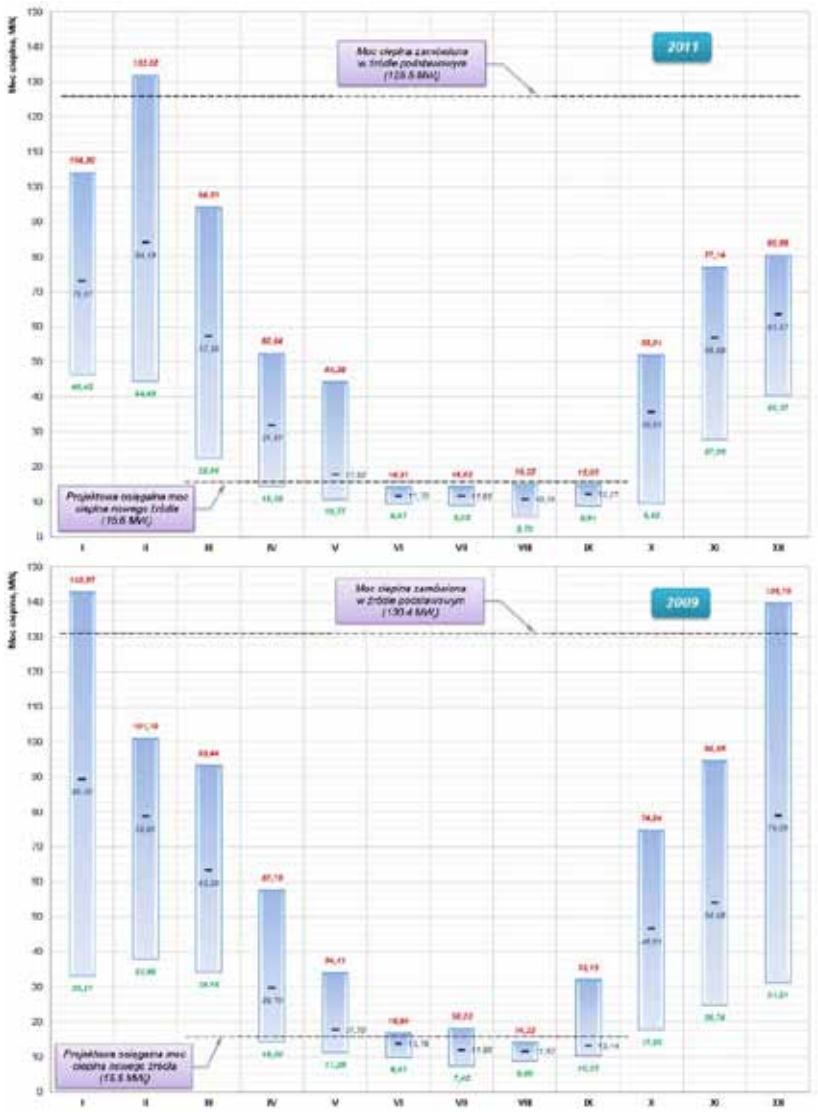
Przedsiębiorstwo Ciepłownicze przyjęło założenie, że nowe źródło będzie przewidziane do pracy na sieć ciepłowniczą jedynie w okresie zimowym. Z wykresów przedstawionych na rysunku 5 wynika, że w okresie letnim nowe źródło byłoby w stanie zapewnić dostawy ciepła do wszystkich odbiorców. Warunkiem koniecznym, który obecnie nie jest przez nowe źródło spełniany, byłaby optymalizacja wydajności układu pomp wody sieciowej, która umożliwiłaby dostawy wody sieciowej o temperaturze wynikającej z obowiązującej tabeli regulacyjnej.

Nawet gdyby nowe źródło nie było przewidziane do pracy ciągłej w warunkach letnich, to odpowiednie zaprojektowanie układu wyprowadzenia mocy cieplnej, który umożliwiałby jego pracę z pełną mocą cieplną i zgodnie z obowiązującą tabelą regulacyjną w warunkach letnich, zapewniałoby 100% rezerwę mocy w przypadku niedyspozycyjności źródła podstawowego w lecie. Zwiększałoby również znacząco rezerwę mocy cieplnej w każdych innych warunkach.

W dalszej części artykułu omówiono wnioski z dotychczasowych analiz pracy dwóch źródeł zasilających sieć ciepłowniczą przy podanych założeniach i ograniczeniach osiągalnej mocy cieplnej, wynikających z założeń projektowych instalacji w nowym źródle.

Pogorszenie parametrów nośnika ciepła oraz bezpieczeństwo dostaw ciepła w przypadku awarii jednego ze źródeł

Warunki współpracy źródła podstawowego oraz nowego źródła przeanali-



Rys. 5. Zmienność zapotrzebowania na moc cieplna, przez odbiorców w ciągu roku

zowano na podstawie udostępnionych danych historycznych oraz założeń projektowych.

Moc cieplna źródła podstawowego wynosi obecnie ok. 130 MWt, a projektowa moc cieplna nowego źródła wyniesie 15.6 MWt, co łącznie da moc cieplną ok. 145.6 MWt w warunkach obliczeniowych (tot = -18°C). Wartość ta przekracza moc cieplną zamówioną przez odbiorców na 2013 r.

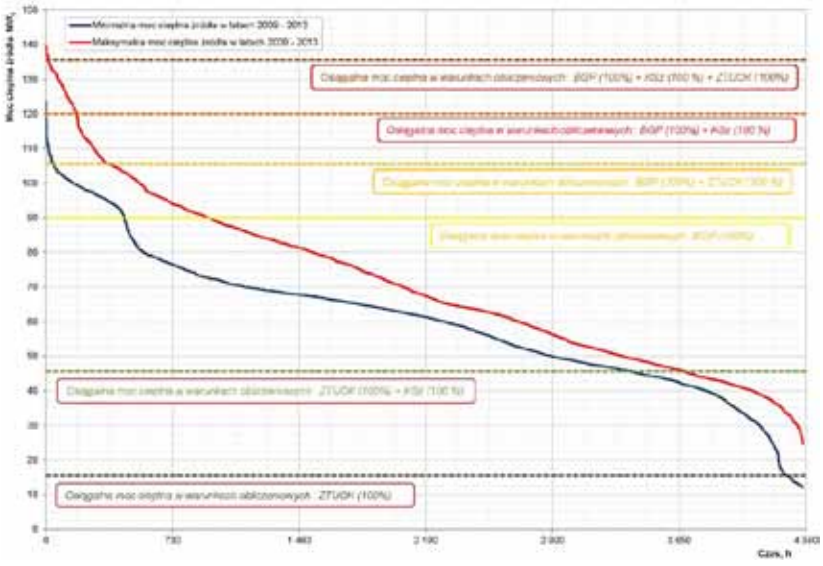
Z powyższego porównania widać więc, że warunkiem koniecznym do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła do odbiorców ciepła przyłączonych do sieci ciepłowniczej jest praca źródła podstawowego. Ze względu na:

- osiągalną moc cieplną nowego źródła,
- konfigurację układu wyprowadzenia ciepła w nowym źródle,
- wymóg pracy nowego źródła zgodnie z obowiązującą w Przedsiębiorstwie Ciepłowniczym tabelą regulacyjną,
- wymóg pracy nowego źródła w układzie regulacji ilościowo-jakościowej niemożliwe będzie zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ciepła do odbiorców w przypadku postoju (planowego lub wymuszonego) źródła podstawowego.

Różnica w poziomie mocy cieplnej osiągalnej dwóch źródeł przewidzianych do współpracy wskazuje jednoznacznie, że konieczność postoju źródła podstawowego w okresie od października do marca oznaczać będzie przerwę w dostawach ciepła do odbiorców. Nowe źródło nie będzie w stanie samodzielnie zapewnić ciągłości dostaw ciepła w warunkach przejściowych i zimowych. Graficznie sytuacja taka została zaprezentowana na wykresie uporządkowanym przygotowanym dla okresu od października do marca (rys. 6).

Analiza mocy osiągalnych planowanych do wybudowania BGP, kotłów szczytowych oraz nowego źródła na tle mocy zamówionej przez Przedsiębiorstwo Ciepłownicze wskazuje na to, że postój (całkowita niedyspozycyjność) jednego ze źródeł spowoduje ograniczenie dostaw ciepła od 30 do 88% mocy zamówionej. Należy podkreślić, że w sytuacji niedyspozycyjności jednego ze źródeł - aby zminimalizować pogorszenie komfortu cieplnego odbiorców - dostawy ciepła z pozostałych źródeł będą wymagały ich pracy z parametrami niezgodnymi z tabelą regulacyjną. Oczywiście stopień pogorszenia parametrów na sieci będzie przede wszystkim funkcją przebiegu temperatury otoczenia w czasie niedyspozycyjności BGP i okresu postoju BGP, i/lub kotłów szczytowych z racji ich udziału w bilansie mocy cieplnej całego systemu ciepłowniczego Konina.

Z wykresu uporządkowanego wynika, że planowany do wybudowania BGP byłby w stanie samodzielnie zabezpieczyć dostawy ciepła do odbiorców zasilanych w obrębie wysokoparametrowej sieci ciepłowniczej w sprzyjających warunkach atmosferycznych (brak niskich temperatur otoczenia) przez niemal 11 miesięcy w roku.



Rys. 6. Stopień zbilansowania zapotrzebowania na moc cieplną w okresie zimowym i przejściowym w zależności od dyspozycyjności źródeł

Zakładając współpracę BGP z nowym źródłem (unikamy uruchamiania kotłów szczytowych zwiększających koszty wytwarzania ciepła), można stwierdzić, że współpraca obu tych źródeł pozwoliłaby zabezpieczyć dostawy ciepła przez niemal cały rok, za wyjątkiem dwóch najzimniejszych tygodni.

Z kolei współpraca BGP z kotłami szczytowymi pozwoliłaby na zabezpieczenie dostaw ciepła przez cały rok z wyjątkiem wystąpienia zapotrzebowania na moc cieplną, przekraczającego 120 MWt, co w ostatnich pięciu latach występowało nie dłużej niż przez 6 kolejnych dni kalendarzowych w styczniu lub lutym.

Wynik analiz, w przypadku kiedy do pracy na sieć będą zdolne tylko pompy wody sieciowej planowane do zabudowy w nowym źródle, a pompy wody sieciowej w źródle podstawowym będą w postoju (planowym lub wymuszonym), wskazuje, że cyrkulacja wody sieciowej będzie możliwa do utrzymania na dość ograniczonym obszarze, którego zasięg jest funkcją warunków otoczenia i mocy cieplnej zapotrzebowanej przez odbiorców. Zmiana (wzrost) temperatury otoczenia powoduje zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców zasilanych z sieci, co przekłada się na zwiększanie obszaru, na jakim woda sieciowa będzie cyrkulować przy pracy wyłącznie pomp nowego źródła, ale i tak obejmie on wyłącznie osiedla zlokalizowane najbliżej źródła i głównej magistrali. Wtedy będzie miało miejsce odczuwalne pogorszenie komfortu cieplnego u odbiorców na obszarze nieobjętym cyrkulacją wody sieciowej. Pogorszenie komfortu cieplnego zależeć będzie przede wszystkim od temperatury otoczenia oraz czasu niedyspozycyjności źródła podstawowego. Obszary objęte cyrkulacją wody sieciowej w opisanej sytuacji i dla różnych temperatur otoczenia (zaznaczone kolorem obszary należy sumować przy wzroście temperatury otoczenia) przedstawiono na schemacie sieci (rys. 7).

Projektowa wydajność pomp cyrkulacyjnych przewidzianych do zainstalowania w obrębie instalacji wyprowadzenia ciepła nowego źródła została dobrana do pracy ze znamionowym strumieniem wody sieciowej obliczonym dla warunków obliczeniowych, czyli w przypadku kiedy temperatura otoczenia będzie wynosić -18°C, a oczekiwana temperatura wody sieciowej na zasilaniu będzie na poziomie 130°C. Dodatkowo wymóg pracy nowego źródła zgodnie z obowiązującą w Przedsiębiorstwie Ciepłowniczym tabelą regulacyjną, w połączeniu z projektowaną wydajnością pomp cyrkulacyjnych wskazują, że projektowany układ (pompy cyrkulacyjne oraz węzeł cieplny) zawiera ograniczenie górne odnośnie możliwej do wyprowadzenia na sieć mocy cieplnej. Ograniczenie to spowoduje brak możliwości pracy nowego źródła z osiągalną mocą cieplną, przy zapewnieniu wymaganych w tabeli regulacyjnej temperatur wody sieciowej na zasilaniu, w sytuacji kiedy temperatury otoczenia będą wyższe niż temperatura obliczeniowa (tzn. -18°C).

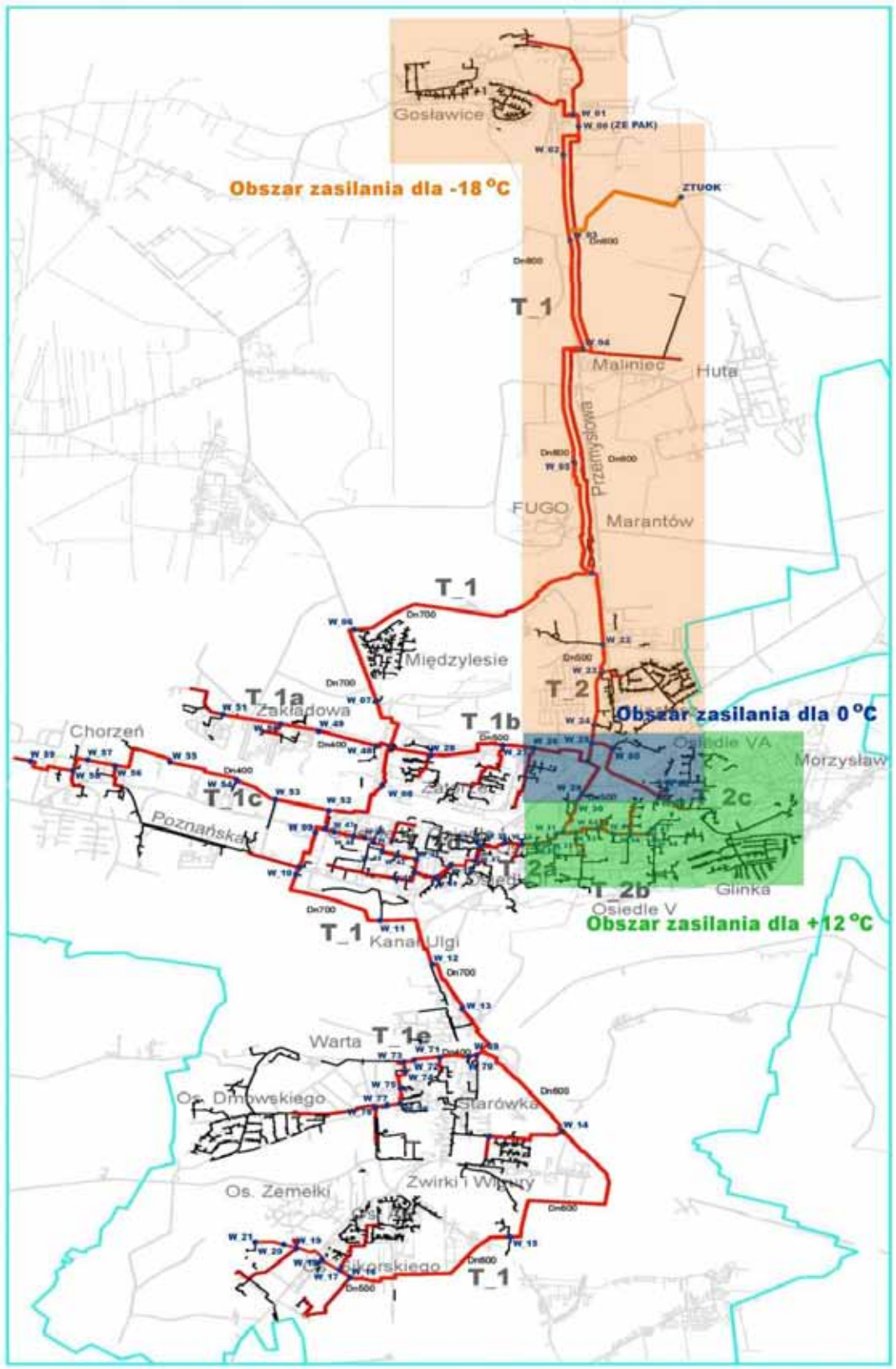
Zdolność źródła do pokrycia nadmiernego wzrostu ubytków nośnika

Wydajność instalacji uzupełniania wody w źródle podstawowym z założenia pozwala na pokrycie całego zapotrzebowania na wodę uzupełniającą, jakie występuje na sieci ciepłowniczej. W przypadku modernizacji źródła podstawowego należy przyjąć, że w dalszym ciągu źródło to będzie pracowało w podstawie uzupełniania również ze względu na jego wiodącą rolę w stabilizacji ciśnienia w sieci ciepłowniczej.

W świetle powyższego oraz planowanego okresu współpracy nowego źródła z siecią ciepłowniczą należy stwierdzić, że obowiązek pokrycia ubytków w obrębie ww. sieci ciepłowniczej musi być przypisany do instalacji obecnej lub przyszłej znajdującej się na terenie źródła podstawowego.

Wnioski

Na podstawie przytoczonego przykładu można stwierdzić, że wprowadzenie nowego gracza na lokalny rynek ciepła może być korzystne z punktu widzenia Przedsiębiorstwa Ciepłowniczego, ale z pewnością stanowi mniejsze



Rys. 7. Obszar objęty cyrkulacją wody sieciowej w przypadku postoju pomp wody sieciowej w podstawowym źródle

lub większe (w zależności od spodziewanego udziału w rynku) zagrożenie dla dotychczasowego monopolisty.

W tej sytuacji Przedsiębiorstwo Ciepłownicze, posiadając niezbędną wiedzę w zakresie sieci, odbiorców, planów modernizacji i/lub rozbudowy sieci, powinno wpływać na decyzje o wielkości nowego źródła, jak i precyzyjnie określać warunki, na jakich każde ze źródeł będzie mogło dostarczać ciepło do sieci ciepłowniczej. Warunki odnośnie temperatury, ciśnienia i strumienia nośnika w punkcie rozliczeniowym są istotne, ale omówione powyżej kryzysowe sytuacje występujące podczas eksploatacji sieci również powinny być przedmiotem takich analiz. Na ich podstawie należy wspólnie z dostawcami ciepła - obecnymi i przyszłymi - formułować wnioski oraz uzgodnić sposoby minimalizacji ryzyka braku dostaw ciepła do sieci.

Nowy dostawca ciepła wymusi również zmianę w instrukcjach oraz programach eksploatacji sieci. Warto się przy tej okazji zastanowić, jakie elastyczne formy współpracy każdego ze źródeł wypracować, aby zmniejszyć prawdopodobieństwo lub ograniczyć obszarowo wystąpienie odczuwalnego pogorszenia parametrów nośnika u odbiorców w przypadku awaryjnego wypadnięcia jednego ze źródeł.

Choć uwarunkowania techniczne opisane w artykule jasno wskazują jedno z możliwych rozwiązań pozwalających na zwiększenie bezpieczeństwa i pewności dostaw ciepła do odbiorców w związku z pojawieniem się nowego dostawcy ciepła na lokalnym rynku, to należy mieć ma uwadze inne uwarunkowania, które ograniczają pole rozwiązań, jakie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze może przejąć do realizacji.

Podstawowym argumentem, jaki musi rozważyć Przedsiębiorstwo Ciepłownicze, jest kwestia bezpieczeństwa dostaw ciepła rozumiana jako zdolność do zapewnienia dostaw ciepła przez źródło lub źródła. W przypadku źródła podstawowego jego zdolność do samodzielnej pracy na sieć i pokrycie zapotrzebowania na moc cieplną zamówioną nie podlega w ogóle dyskusji. Tak więc z punktu widzenia źródła podstawowego, które de facto na lokalnym rynku jest monopolistą, pojawienie się każdego innego, nowego producenta/dostawcy ciepła jest niepożądane. Oczywistym jest dążenie dotychczasowego dostawcy do ograniczenia udziału nowego źródła w rynku, a Przedsiębiorstwo Ciepłownicze jest między przysłowiowym młotem i kowadłem.

Przedsiębiorstwo Ciepłownicze jest na ogół spółką miejską (gminną), która realizuje zadanie gmin wynikające z ustawy Prawo energetyczne polegające na zapewnieniu mieszkańcom dostaw m.in. energii elektrycznej, gazu, ciepła, wody, itd. W przypadku powstania zakładu utylizacji odpadów, który często również jest spółką miejską, a dodatkowo z tytułu prowadzonej działalności ma niejako pierwszeństwo w sprzedaży wyprodukowanego ciepła, podstawowe źródło niejako z urzędu zostaje pozbawione części rynku, a na pewno części przychodów na rzecz nowego podmiotu. Z drugiej strony nowe źródło, jeżeli jest nim np. spalarnia odpadów, z założenia nie będzie w stanie samodzielnie pokryć zapotrzebowania na ciepło w warunkach zimowych i tym samym Przedsiębiorstwo Ciepłownicze jest zmuszone do współpracy z dwoma dostawcami ciepła. Rozdział obciążeń, poziom mocy zamówionej w każdym ze źródeł i warunki współpracy obu źródeł są w tej sytuacji kluczowe przede wszystkim z ekonomicznego punktu widzenia i to dla obu producentów/dostawców ciepła. Podstawą opłacalności budowy nowego źródła, zwłaszcza przy wykorzystaniu dopłat z Funduszu Ochrony Środowiska lub środków unijnych, będzie możliwość oddawania do sieci jak największej ilości wyprodukowanego ciepła, co jest sprzeczne z interesem ekonomicznym źródła podstawowego. Decyzje odnośnie remontów, modernizacji lub inwestycji w nowe moce wytwórcze będą bowiem podejmowane w oparciu o przesłanki techniczne, ale ostatecznym argumentem będą przesłanki ekonomiczne.

Wszystkie strony zaangażowane w proces dostaw do sieci i dystrybucji ciepła do odbiorców powinny przeanalizować warunki handlowe zawarte w umowach. Wprawdzie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze w osobie nowego dostawcy ciepła zyskuje większą pewność dostaw ciepła, wiąże się to jednak z koniecznością zawarcia z nim wieloletniej umowy na jego odbiór, a to z kolei jest warunkiem opłacalności procesu inwestycyjnego. Dotychczasowy dostawca, któremu nowy podmiot odbierze część przychodów, może w najgorszym przypadku stracić motywację do inwestowania w urządzenia wytwórcze, co w dłuższej perspektywie czasowej odbije się na niezawodności dostaw ciepła lub na zdolności do produkcji ciepła w ogóle. Tak więc trudnym zagadnieniem, nie od strony technicznej, ale właśnie finansowej, pozostanie kwestia mocy zamówionej w źródłach. Wielkość mocy zamówionej będzie dla każdego dostawcy ciepła górną granicą zdolności produkcyjnych źródła, które jest zmuszony utrzymywać w dobrej kondycji technicznej. Otwartym pozostaje pytanie, w jakim zakresie moc zamówiona powinna być zabezpieczana w obu źródłach jednocześnie. Wymaga to szczegółowych analiz stanu technicznego urządzeń w obu źródłach i spodziewanego poziomu ich dyspozycyjności, a także analizy kosztów stałych związanych z zamawianiem mocy w źródłach.

Jak wynika z przedstawionych wniosków, uzyskanie optymalnego układu mocy w źródłach, sposobu ich współpracy i doboru urządzeń wytwórczych jest zadaniem wielowątkowym i wymagającym precyzyjnego określenia kryteriów uzyskania optimum. Dla każdej z zaangażowanych w projekt Stron takie optimum będzie inne, a dodatkowo, ze względu na rozbieżność interesów, optymalne rozwiązania mogą się wzajemnie wykluczać. □

TAURON Ciepło sp. z o.o.

TAURON Ciepło zakończył największą w historii województwa śląskiego inwestycję modernizacji sieci

Dziesiątki kilometrów zmodernizowanej sieci, nowoczesne rozwiązania technologiczne, korzyści dla środowiska i klientów - tak TAURON Ciepło podsumował realizację największej w historii województwa śląskiego modernizację sieci ciepłowniczej.

TAURON Ciepło unowocześnił swoje instalacje ciepłownicze na niespotykaną dotychczas w historii województwa skalę. Projekt pn. „Modernizacja systemu ciepłowniczego Gmin: Dąbrowa Górnicza, Sosnowiec, Będzin i Czeladź" był prowadzony od stycznia 2013 r. W ramach przedsięwzięcia

> Realizacja inwestycji w znaczny sposób obniżyła straty ciepła w obrębie przesyłu, ograniczyła koszty eksploatacji, znacząco poprawiła wskaźniki awaryjności sieci, zmniejszyła zużycie energii pierwotnej i podniosła poziom bezpieczeństwa

przebudowano 23,5 km podziemnej sieci ciepłowniczej i zewnętrznych instalacji odbiorczych, zmodernizowano 7,5 km sieci naziemnej oraz wybudowano 153 nowe indywidualne węzły, czyli zespoły urządzeń łączących sieć cieplną z instalacją wewnętrzną obiektu.

- *Realizacja inwestycji pozwoliła uzyskać wiele oszczędności nie tylko dla naszej firmy, ale również dla środowiska i naszych klientów* - mówi Henryk Borczyk, prezes zarządu TAURON Ciepło. - *Blisko 10 tys. mieszkańców Zagłębia zapłaci mniejsze o średnio 150 zł w skali roku rachunki za ogrzewanie. Jeśli klienci korzystają także z naszej ciepłej wody, to oszczędność wzrośnie do 235 zł* - dodaje

Na skutek oszczędności na etapie robót budowlanych w wysokości 15 mln zł brutto ostateczny koszt całego projektu wyniósł 103,5 mln zł. Blisko 42 mln zł z tej kwoty stanowi dofinansowanie ze środków Funduszu Spójności w ramach Programu Infrastruktura i Środowisko.

- *Ponad 70% długości sieci objętych projektem miało więcej niż 21 lat, a najstarsze odcinki nawet ponad 40. Powodowało to straty ciepła wynoszące ponad 13%. Realizacja inwestycji w znaczny sposób obniżyła straty ciepła w obrębie przesyłu, ograniczyła koszty eksploatacji, znacząco poprawiła wskaźniki awaryjności sieci, zmniejszyła zużycie energii pierwotnej i podniosła poziom bezpieczeństwa. Dodatkowo szacujemy, że do śląskiej atmosfery rocznie trafi blisko 24 tony mniej dwutlenku węgla* - mówi Henryk Borczyk, prezes zarządu TAURON Ciepło.

Przebudowa sieci ciepłowniczej na terenach osiedli mieszkalnych wiązała się jednak z koniecznością przeprowadzenia robót ziemnych, w wyniku czego uległy uszkodzeniu między innymi parkingi i chodniki. Spółka TAURON Ciepło w ramach prowadzonej inwestycji finansuje odtworzenie tych nawierzchni. W wielu przypadkach oznaczało to zastąpienie starych i zaniedbanych chodników nowymi. Łączna wielkość odnowionych w ten sposób przestrzeni - dla pieszych oraz parkingów sięga blisko 1 tys. m². □

Fot. TAURON Ciepło

TAURON Ciepło sp. z o.o. to jedna z największych spółek ciepłowniczych w Polsce zatrudniająca ok. 1700 pracowników. W skład spółki wchodzą: ZW Katowice, ZW Tychy, ZW Bielsko-Biała, ZW Kamienna Góra oraz Obszar Ciepłowni Lokalnych. Łączna moc cieplna zainstalowana zakładów wytwórczych wchodzących w skład spółki, pochodząca w większości z wysokosprawnych źródeł kogeneracyjnych, wynosi 1282 MW, łączna długość sieci ciepłowniczej - ok. 1100 km. Poprzez ponad 3000 węzłów cieplnych spółka dostarcza ciepło do ok. 200 tys. gospodarstw domowych, czyli ok. 700 tys. mieszkańców.

Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych "Pro Novum" Sp. z o.o.

Diagnostyka i remonty w energetyce

W dniach 1-3 października 2014 r. w Hotelu Angelo w Katowicach odbyło się zorganizowane przez Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum" Sp. z o.o. XVI Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe „DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI - Utrzymanie stanu technicznego nowych i zmodernizowanych bloków energetycznych".

Sympozjum zostało zorganizowane przy współpracy z Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie i Izbą Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska oraz przy merytorycznym wsparciu TAURON Wytwarzanie S.A., EDF Polska S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. oraz GDF SUEZ Energia Polska S.A.

Urząd Dozoru Technicznego po raz kolejny objął Sympozjum Honorowym Patronatem.

Patronat medialny nad Sympozjum sprawowały branżowe czasopisma: Energetyka, Dozór Techniczny, Przegląd Energetyczny, Energetyka Cieplna i Zawodowa, Nowa Energia oraz portal Elektroenergetyka i przemysł on-line - Inżynieria w praktyce.

W Sympozjum wzięło udział ponad 150 przedstawicieli elektrowni, firm remontowych i diagnostycznych, Urzędu Dozoru Technicznego oraz innych firm i instytucji związanych z energetyką.

W pięciu sesjach wygłoszono 25 referatów.

W specjalnej sesji Prezentacje Firm i Nowych Technologii swoje aktualne oferty oprócz Organizatora - Przedsiębiorstwa Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum" Sp. z o. o. - przedstawiły firmy: Spetech Sp. z o.o., CONCO East Sp. z o.o., a także ROMIC Aparatura Elektroniczna.

Sympozjum towarzyszyła wystawa, gdzie oprócz Przedsiębiorstwa Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum" Sp. z o.o. stoiska wystawowe przygotowały: Conco East Sp. z o.o., Pentair Valves & Controls Polska Sp. z o.o.,

Turbolab - Diagnostyka Turbin Sp. z o.o., Romic Aparatura Elektroniczna, EthosEnergy Sp. z o.o. i Ecol Sp. z o.o.

* * *

Była to pierwsza ogólnopolska konferencja poświęcona utrzymaniu stanu technicznego bloków nowych. Dla najnowszego z nich i największego dotąd, tj. bloku 848 MW w Bełchatowie, właśnie zakończył się okres gwarancyjny. Przedstawiciele wszystkich grup energetycznych w Polsce wyposażonych w nowe bloki przedstawili swoje doświadczenia eksploatacyjne i sposób podejścia do utrzymania ich stanu technicznego.

Utrzymanie stanu technicznego elektrowni nie budzi większych emocji. Publiczna narracja zdominowana jest przez budowę nowych bloków. Prawdziwe emocje wzbudza ich wielkość, innowacyjność zastosowanych rozwiązań oraz sprawność. Bezpieczeństwo energetyczne rozpatruje się prawie wyłącznie w kontekście odpowiedniej mocy dostępnej w KSE zwłaszcza z jednostek o statusie JWCD. Podczas gdy spora część inwestorów zakończenie budowy traktuje jak koniec problemu i początek produkcyjnych i wizerunkowych sukcesów, dla dostawców zakończenie budowy to zapoczątkowanie kolejnej fazy biznesu. Wszelkie usługi doradcze, serwisy, a zwłaszcza nawet 12-letnie LTSA i umowy na części zamienne, otwierają wieloletnie interesy porównywalne z budową bloku.

Otwierający Sympozjum oraz prezentujący pierwszy referat, prezes zarządu „Pro Novum" - Jerzy Trzeszczyński, - starał się wykazać, że długookresowo kompetencje techniczne niezależne od dostawców związane z utrzymaniem nowych jednostek będą równie ważne jak ich osiągi produkcyjne. Zwłaszcza, że wśród kilkunastu nowych bloków eksploatowanych po 2020 r. chyba tylko dwa (w Elektrowni Opole) będą identyczne! W swoim wystąpieniu przedstawił podejście do utrzymania nowych bloków, które nie tylko może pozwolić na kreowanie niezależnego od dostawców know how, ale także jego spolonizowanie. □

Fot. Autora

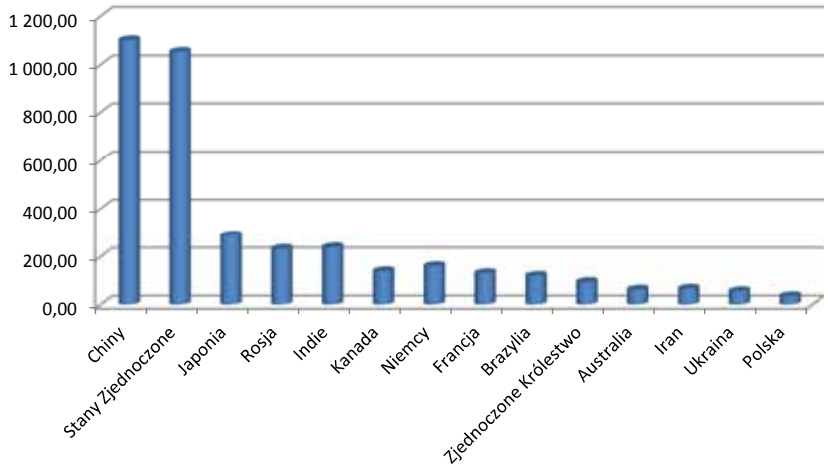
Jakub Niechciał, Katedra Inżynierii Kriogenicznej, Lotniczej i Procesowej, Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Politechnika Wrocławska

Kriogeniczna separacja mieszaniny helowej

Potrzeby energetyczne poszczególnych krajów świata ciągle rosną. Rozwój gospodarczy musi wiązać się ze zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną. Coraz więcej urządzeń i maszyn korzysta z tej formy energii. Komputery, telefony komórkowe, odkurzacze i sprzęty gospodarstwa domowego są lepsze, sprawniejsze i wydajniejsze, co pociąga za sobą większe zużycie energii elektrycznej.

Problemy energetyczne świata - stan obecny

Nie każdy kraj na chwilę obecną, dostarcza swoim obywatelom taką samą ilość energii (dane za 2011 r.). W zestawieniu na rys. 1 wybrano dziesięć krajów o największej produkcji energii elektrycznej oraz cztery o zużyciu podobnym do Polski. Jeśli chodzi o moc zainstalowaną oraz produkcję i konsumpcję energii elektrycznej, to w czołówce znajdują się takie kraje jak: Chiny, Stany Zjednoczone, Japonia, Rosja, Indie, Kanada, Niemcy, Francja oraz Brazylia i Wielka Brytania.



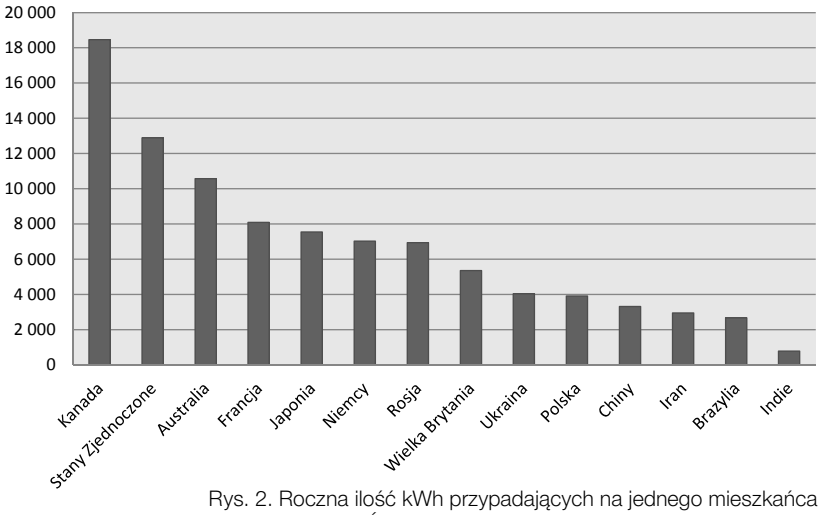
Rys. 1. Moc zainstalowana w GWe
Źródło: na podstawie danych http://www.eia.gov/

Dane statystyczne pokazują jak duża jest przepaść pomiędzy produkcją energii elektrycznej dwóch państw - Chin oraz USA, w stosunku do pozostałych. Te dwa kraje produkują prawie 4-razy więcej energii elektrycznej niż trzecia w zestawieniu Japonia. Jeśli jednak spojrzeć na tą kwestię z odrobinę innej perspektywy i zobrazować wyniki jako ilość energii (kWh) przypadającej na jednego mieszkańca danego państwa, można zauważyć, że Chiny mimo produkcji tak wielkiej ilości energii dostarczają jej prawie 3,5 razy mniej niż wysoko rozwinięty kraj jak np. Stany Zjednoczone i 4,5 razy mniej w stosunku do Kanady (rys. 2).

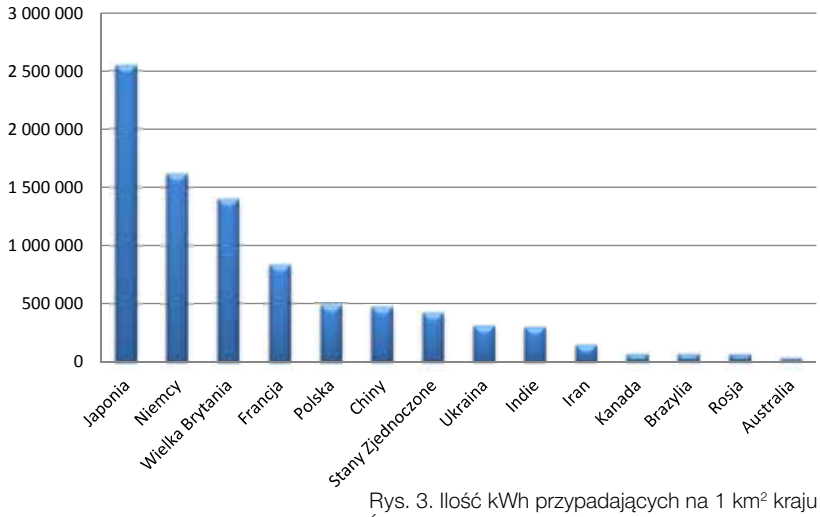
Także przeciętny Amerykanin otrzymuje 1,5 raza mniej energii niż jego odpowiednik z północnego krańca kontynentu. Polska w tym zestawieniu jest na poziomie zaspokojenia energetycznego na jakim są Ukraina oraz Chiny. Europejskie kraje wysoko rozwinięte mogą zaoferować za to prawie dwukrotną wartość rocznej ilości kWh przypadających na jednego mieszkańca w stosunku do państw rozwijających się, jak np. Polska. Jeśli jednak brać pod

uwagę ilość wyprodukowanej energii w stosunku do powierzchni zajmowanej przez dany kraj (rys. 3), to Japonia charakteryzuje się największym takim współczynnikiem. Wskazuje to, że produkowana energia jest skumulowana na niewielkim obszarze. Mimo to japoński obywatel otrzymuje prawie 2,5 kWh rocznie mniej, niż Kanadyjczyk. Widać więc, że kraj kwitnącej wiśni wykorzystując tak niewielką przestrzeń, potrafi uzyskać bardzo dużą produk-cję z jednego km^2. Skutkiem tego jest poszukiwanie nowego nośnika energii, który będzie łatwy w użyciu przemysłowym, transporcie i pozyskiwaniu.

Potencjał do dalszego rozwoju mają przede wszystkim takie kraje jak: Polska, Chiny, Ukraina, czy też Rosja, które mają teoretycznie miejsce na rozwój. Kraje te cechują się niewielkim współczynnikiem energii przypadającej na jednostkę powierzchni.



Rys. 2. Roczna ilość kWh przypadających na jednego mieszkańca
Źródło: na podstawie danych http://www.eia.gov/



Rys. 3. Ilość kWh przypadających na 1 km^2 kraju
Źródło: na podstawie danych http://www.eia.gov/

He^3 - przyszłość energetyczna

Na Ziemi istnieją dwa stabilne izotopy helu: He^3 oraz He^4. Pozostałe są nietrwałe, a czas ich rozpadu waha się w zakresie od mikrosekundy do kilku minut. W przyrodzie przeważa zawartość He^4, który w czystej mieszaninie helowej stanowi ok. 99,999997%. Wielkość ta zależna jest od źródła pochodzenia. Nie oznacza to jednak, że izotop He^3 jest niegodny uwagi. Wręcz przeciwnie, pierwiastek ten znalazł zastosowanie zarówno w medycynie (do prześwietleń płuc), kriogenice (uzyskiwanie w chłodziarkach rozcieńczalnikowych bardzo niskich temperatur, sięgających nawet 1K), jak również ze względu na swoje właściwości fizykochemiczne w detektorach neutronów, wykrywających promieniowanie radiologiczne na granicy USA-Meksyk i wewnątrz promów kosmicznych. Najbardziej interesująca z punktu widzenia energetyki jest jednak jego przyszła implementacja w reaktorach termojądrowych. Ma to związek z tym, że paliwo, w którym jednym ze składników fuzji termojądrowej jest He^3, wytwarza największą ilość energii spośród wszystkich rozważanych obecnie reakcji. W dodatku reakcje termojądrowe są bezpieczniejsze niż ich jądrowe odpowiedniki. Podczas reakcji jądrowej poziom wydobywających się neutronów musi być stale monitorowany. Trzeba także stosować odpowiednie zabezpieczenia w postaci pochłaniaczy neutronów (tzw. pręty bezpieczeństwa), jak również uważać na poziom czynnika odprowadzającego ciepło z reaktora (monitorować strumień przepływu cieczy w reaktorze i jej temperaturę wlotową i wylotową). Nieprzestrzeganie tych zasad doprowadziło do stopnienia kanałów mieszczących pręty regulacyjne i przyczyniło się do powstania katastrofy w Czarnobylu. W przypadku procesu termojądrowego, gdy nie ma wystarczającej ilości paliwa, reakcja samoistnie wygasa.

W przyszłości He^3 będzie wykorzystywany w reaktorach termojądrowych typu ITER[1] oraz DEMO[2]. Innym możliwym rozwiązaniem może być także budowa silników impulsowych, w któ-

1) ITER - International Thermonuclear Experimental Reactor

2) DEMO - DEMOnstration Power Plant

rych He^3 będzie wykorzystywany jako paliwo do silników termojądrowych. Ogromne ilości helu znajdują się poza Ziemią. Hel jest jednym z najpowszechniejszych pierwiastków, drugim co do częstości występowania, zaraz po wodorze. Ogromne jego ilości znajdują się na Księżycu. Obecnie trwa nieformalny wyścig księżycowy, w którym udział biorą Stany Zjednoczone, Rosja, Indie oraz, najintensywniej w ostatnich latach, Chiny. Widać wzrastające znaczenie tego pierwiastka w najbliższej przyszłości. Problemem są jednak jego zasoby. W przeszłości He^3 był wytwarzany przede wszystkim jako produkt uboczny przy składowaniu i oczyszczaniu broni jądrowej z trytu. Stąd głównymi producentami były Stany Zjednoczone oraz Federacja Rosyjska. Z powodu zatrzymania dostaw przez Rosję nastąpił skok ceny He-3 ze 100 do 2100 dolarów za jeden litr. Taki wzrost cen skłonił ludzkość do poszukiwania alternatywnych źródeł jego pozyskiwania. Jedną z możliwości jest jego separacja z naturalnego helu, po uprzednim skropleniu i obniżeniu temperatury do 2,17 K. Współcześnie najbardziej ekonomiczną formą wydaje się pozyskiwanie helu z gazu ziemnego, w którym zawartość tego składnika może dochodzić nawet do 2%.

Separacja mieszaniny helowej

Potencjalne dodatkowe źródła Helu-3 mogą obejmować zwiększone wydobycie trytu z lekkiej wody reaktorów jądrowych, jak również z ciężkiej wody reaktorów komercyjnych. Wiąże się to z bardzo dużymi kosztami, zwłaszcza w drugim omawianym wyżej przypadku. Innym sposobem jest separacja mieszaniny helowej w temperaturach kriogenicznych. Polega ona na wykorzystaniu różnicy we właściwościach fizycznych pomiędzy He^3 oraz He^4 w temperaturze poniżej 2,17 K. W tej temperaturze oba izotopy mają odmienne właściwości: He^4 z cieczy normalnej (posiadającej lepkość) staje się cieczą nadciekłą (nadpłynną), co oznacza, że jest w stanie bez oporu przemieszczać się przez tzw. filtry entropowe. He^3 nie jest nadciekły, aż do osiągnięcia o wiele niższej temperatury, tj. 0,0055 K. Fakt ten może być wykorzystany do budowy maszyny separującej, która z mieszaniny helowej wyodrębni pożądany izotop - He^3. Konstrukcja filtrów entropowych jest różnorodna. Każdy charakteryzuje się odmiennymi właściwościami fizycznymi - średnią średnicą porów, grubością, powierzchnią oraz przepuszczalnością. Wszystkie te współczynniki wpływają na czas filtracji oraz temperaturę końcową procesu separacji. Dotychczasowe badania opierały się na pomiarach nadciekłego helu (He^4) przepływającego przez filtr entropowy. Głównymi prawami fizycznymi wykorzystywanymi przy separacji mieszaniny helowej są:

a) równanie ciągłości,
b) pierwsza zasada termodynamiki,
c) prawo Darcy'ego przy zastosowaniu małych przepływów.

Wykorzystanie dwóch pierwszych zasad fizyki dało podstawy do powstania modelu dwupłynowego Tiszy, który wniósł postulat o dwóch składowych: części nadciekłej i normalnej He^4. Poniżej temperatury 2,17 K He^4 rozdziela się na dwie składowe: normalną (posiadającą lepkość) oraz nadpłynną. Obie formy współistnieją w danej objętości, im niższa temperatura tym większa jest objętość składowej nadciekłej. I odwrotnie - im wyższa, tym więcej znajduje się składowej normalnej. Model Tiszy jest użytecznym narzędziem inżynierskim, tłumaczy kilka zawiłości związanych z nadciekłością cieczy. Na jego podstawie udało się wyjaśnić tzw. efekt fontannowy, który jest ogólnym zarysem filtracji He^3. Drugim ważnym prawem wyprowadzonym z pierwszej zasady termodynamiki jest tzw. równanie Londona, opisujące zależność zmiany temperatury i ciśnienia. Mówi ono o tym, że różnica temperatur jest proporcjonalna do przyrostu ciśnienia. Separacja mieszaniny helowej wiąże się z użyciem tzw. filtrów entropowych, które przepuszczają jedynie składową nadciekłą, podczas gdy składowa normalna zostaje zatrzymana przed wlotem do filtra entropowego (w idealnym modelu). Model Tiszy - jak już wspomniano - rozdziela izotop He^4 na dwie składowe. W przypadku mieszaniny helowej komponenty są następujące: jedną część stanowi składowa normalna He^4 oraz He^3, drugą zaś nadciekła wyłącznie He^4. Nieodłączną częścią aparatury separującej jest więc filtr entropowy. Badania przeprowadzone przez zespoły naukowców przy użyciu różnych wielkości filtrów entropowych dowodzą kilku ciekawych rzeczy. Analizowano w nich między innymi średnią średnicę porów, grubość filtru i czas trwania filtracji. Większość przeprowadzonych testów skupiała się na przepływie części nadciekłej He-4 przez ośrodek porowaty. W tych warunkach jest to ciecz kwantowa, która poniżej 2,17 K ujawnia nowe właściwości, które cechują się między innymi praktycznie zanikiem lepkości, co umożliwia przepływ przez ośrodek porowaty. Naukowcy, [Hamaguchi S., Maekawa R., 2006] przeprowadzając swoje badania, zauważyli, że dla takiego samego strumienia masy przepływu, wraz ze zwiększeniem grubości filtru entropowego (badali go w przedziale od 2 do 10 mm grubości), zwiększa się różnica temperatur przed i za filtrem entropowym (o około 0,1-0,3 K). Oznacza to, że przeprowadzone modele empiryczne są odpowiednie dla stosunkowo małych przepływów przede wszystkich opisanych prawem Darcy'ego, Grubość filtru entropowego ma zasadnicze znaczenie dla czasu filtracji. Obserwacje przeprowadzone przez zespół amerykańskich [Allain H., Quintard M, 2010], a wcześniej japońskich specjalistów [Nakai H., Kimura N., 1996] wskazują, że możliwe jest zastosowanie prawa Darcy'go do badań nad filtrami entropowymi w małym zakresie przepływów.

Eksperymenty takie realizuje się w sposób empiryczny, określając dla każdego filtru współczynniki filtracji oraz przepuszczalności w temperaturze pokojowej, a także porowatość z uwzględnieniem średniej średnicy kanałów porowatych. Wprowadzając do obliczeń filtrów entropowych współczynnik krętości (definiowany jako stosunek rzeczywistej drogi pokonywanej przez nadciekły czynnik do grubości filtra entropowego) oraz zmodyfikowane prawo Darcy'ego, zespół badawczy [Dalban-Canassy M., Van Sciver S.W., 2010] otrzymał bardzo dobrą zgodność wyników teoretycznych z pomiarami w zakresie niskich przepływów strumieni ciepła - q od 0,1 do 0,6 kW/m^2 dla temperatur przed filtrem entropowym wynoszących 1,7 oraz 1,9 K. Inny zespół [Baudouy B., Allain H., 2004] przeprowadził badania na filtrze entropowym z użyciem obiektów o różnych wymiarach i właściwościach, jak np. porowatości na poziomie 32, 58 i 62% oraz grubości w zakresie od 2 do 4 mm. W przypadku małych przepływów uzyskali oni wyniki zbieżne z teoretycznymi danymi (do momentu, gdy gradient temperatury wynosił około 20 K/m). Przy wyższych wartościach gradientu, wykorzystanie wzoru Londona okazało się niewłaściwe, ponieważ otrzymane wyniki były rozbieżne z teorią. Z powyższych rozważań wynika, że modele empiryczne pozwalają obliczyć filtry entropowe w zakresie małych przepływów strumienia masy, a tym samym niewielkiego przenoszonego strumienia mocy.

Wnioski

Zajmując się tematyką separacji izotopu He-3, powstaje wiele pytań, głównie jeśli chodzi o opłacalność i sprawność procesu, a także możliwość przeskalowania badań laboratoryjnych w celu uzyskania instalacji do zastosowań przemysłowych. Problem wiązał się z zapasami He-3, który zaczął być szczególnie widoczny przy redukcji zbrojeń atomowych. Stany Zjednoczone przez ponad dekadę (początek lat 60. oraz końcówka 70.) miały w swoich zasobach olbrzymie zapasy He-3. Przypadło to na szczyt utrzymywania arsenałów nuklearnych (w 1968 r. około 30 tys. głowic). W 2006 r. stan ten oceniano na około 8 tys., podczas gdy w chwili obecnej USA posiada zaledwie 1600 głowic. Szacuje się także, że do 2018 r., liczba ta ma dodatkowo zmaleć do niecałych 700.

Sam proces oddzielenia atomów He-3 od He-4 jest jeszcze niezbyt dobrze poznany, ze względu na kwantowe właściwości nadciekłego He-4, jednak ze względu na złożoność procesu (efekty kwantowe ujawniające się podczas nadciekłości) opis jest zasadniczo trudny i skomplikowany. W szczególności istnieje problem przeskalowania procesu filtracji dla przepływów większych niż laminarne, co ma miejsce w zastosowaniach przemysłowych. Opis przy użyciu prawa Darcy'ego jest nieprecyzyjny i empiryczny, stąd trudno jest porównywać dwa filtry entropowe o różnej budowie, strukturze porów, rozmiarach i grubości. Niemożliwe staje się więc poznanie parametrów większych filtrów, poprzez przeskalowanie wartości uzyskanych na dużo mniejszym modelu. Brakuje tutaj zależności podobnej do badania turbin wodnych lub przepływów rzek. W tym przypadku buduje się mniejszy model, który przy użyciu odpowiednich współczynników: wymiarowego i bezwymiarowego współczynnika szybkobieżności pozwala po badaniach laboratoryjnych na budowę znacznie większego odpowiednika. □

Literatura

[1] Allain H., Quintard M., Upscaling of superfluid helium flow in porous media, International Journal of Heat and Mass Transfer, vol 53, 2010, str. 4852-4864.

[2] Baudouy B., Allain H., Heat transfer through porous media in static superfluid helium, Advances in Cryogenic Engineering: Transactions of the Cryogenic Engineering Conference, vol 49, 2004, str. 409-416.

[3] Baudouy B., Allain H., Investigation of transient heat transfer in porous media in He II, Advances in Cryogenic Engineering: Transactions of the Cryogenic Engineering Conference, vol 53, 2008, str. 207-214.

[4] Dalban-Canassy M., Van Sciver S.W., Steady counter flow He II heat transfer through porous media, Advances in Cryogenic Engineering: Transactions of the Cryogenic Engineer-ing Conference, vol 55, 2010, str. 1327-1333.

[5] Hamaguchi S., Maekawa R., Experimental and numerical studies on thermal hydraulic characteristic of He II through porous media, Advances in Cryogenic Engineering: Transac-tions of the Cryogenic Engineering Conference, vol 51, 2006, str. 105- 112.

[6] Hendry P.C. Continous flow apparatus for preparing isotopically pure 4He, Crygenics 1987 vol 27 str. 131-138. [3] Nakai H., Kimura N., Superfluid helium flow through porous media, Cryogenics 36, 1996, str. 667-663.

[7] Niechciał J. Izotop przyszłości, Zeszyty energetyczne I, 2014, str. 239-257.

[8] Maekawa R., Baudouy B., Heat transfer through porous media in the counterflow regime of He II, Advances in Cryogenic Engineering: Transactions of the Cryogenic Engineering Conference, vol 49, 2004, str. 983- 990.

[9] Van Sciver W. S., Helium Cryogenics, Plenum Press, New York 1986.

[10] Produkcja i zużycie energii http://www.eia.gov/ dostęp 10.11.2014.

Uzdatnianie wody w elektrociepłowniach

Uzdatnianie wody dla producentów energii jest jednym z kluczowych obszarów działania firmy EUROWATER. Właściwe uzdatnianie wody zapewnia bezawaryjną pracę systemu oraz optymalne koszty eksploatacji. W tej gałęzi przemysłu woda wykorzystywana jest jako woda uzupełniająca do kotłów w elektrociepłowniach oraz woda obiegowa w sieciach ciepłowniczych.

Technologia uzdatniania wody zwykle składa się z kilku procesów, na przykład filtracji, zmiękczania, demineralizacji, doczyszczania wody – wszystkie sterowane z centralnej szafy sterowniczej. Wszystkie urządzenia niezbędne w dobranej technologii, montowane są jako kompletna stacja w docelowym miejscu. Istnieje jednak możliwość zakupienia kompletnej stacji z orurowaniem i okablowaniem wewnętrznym wykonanym fabrycznie. W takim przypadku stacja jest testowana wydajnościowo i ciśnieniowo w fabryce i wysyłana jako gotowa do pracy.

Uzdatnianie wody od 1936 roku. Firma EUROWATER posiada wiedzę, doświadczenie i technologie do zaprojektowania najbardziej optymalnych stacji uzdatniania wody.

Eurowater Sp. z o.o.

Centrala Izabelin
Tel.: +48 22 722 80 25

Oddział Wrocław
Tel.: +48 71 345 01 15

Oddział Gdańsk
Tel.: +48 509 590 071

info@eurowater.pl
www.eurowater.pl

EUROWATER
UZDATNIANIE WODY

RAFAKO

GRUPA PBG

www.rafako.com.pl

dla energetyki i środowiska

Budujemy blok
na parametry nadkrytyczne
o mocy 910 MW
w Elektrowni Jaworzno

RAFAKO
oficjalnym sponsorem
Justyny Kowalczyk