

EKONOMIA

Andrzej FELLNER, Adam MAŃKA
Politechnika Śląska
Wydział Transportu
Katedra Technologii Lotniczych

MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA FMEA DO ANALIZY RYZYKA W ENERGETYCE

Wstęp

Systemy zarządzania bezpieczeństwem oraz ich podstawowy element, jakim jest analiza ryzyka, wykorzystywane są w wielu branżach od energetyki jądrowej, branżę wojskową, poprzez instalacje chemiczne, aż do transportu szynowego i lotniczego.¹ Najczęściej stosowaną metodą w tych branżach jest metoda FMEA, która dzięki swojej skuteczności i prostocie realizacji zyskuje coraz większe grono użytkowników. Pomimo powszechnego stosowania FMEA w wielu dziedzinach niezbędne jest jej dostosowanie do specyficznych wymagań danej branży. Dlatego też, celem artykułu jest przedstawienie możliwości dostosowania metody FMEA dla umożliwienia jej powszechnego wykorzystania do analizy ryzyka energetycznego kraju. Publikacja nie przedstawia wyniku analizy ryzyka, gdyż taka analiza powinna być realizowana w sposób cykliczny (aktualizowana) przez doświadczonych specjalistów danej dziedziny, lecz przedstawia gotowy do wdrożenia model postępowania dla umożliwienia zarządzania bezpieczeństwem energetycznym i przekazania osobom zarządzającym narzędzia pozwalającego na szybką identyfikację zagrożeń, ich wartościowanie i hierarchizację co umożliwi redukcję kosztów i zwiększenie bezpieczeństwa poprzez wprowadzanie działań korygujących, zapobiegawczych lub planów awaryjnych dla zagrożeń o dużym znaczeniu dla bezpieczeństwa.

1. Identyfikacja podstawowych zagrożeń w branży energetycznej

Analizując aktualny stan nauki i działań praktycznych w zakresie analizy bezpieczeństwa w branży energetycznej można spotkać się z wieloma publikacjami podejmującymi tą tematykę, w której autorzy identyfikują główne zagrożenia, przedstawiając ich wpływ na poszczególne regiony lub bezpieczeństwo energetyczne kraju.² Wartościowanie ryzyka w tych publikacjach jest wykonywane najczęściej w sposób jakościowy, co powinno stanowić podstawę do dalszej analizy i wartościowania tych zagrożeń w sposób ilościowy. Autorzy publikacji nie przedstawiają jednak praktycznych rozwiązań w zakresie analizy ryzyka, które umożliwiłyby ich bezpośrednie wykorzystanie w praktyce.

¹ R. Krystek i inni, *Zintegrowany System Bezpieczeństwa Transportu, Tom 1*, „Diagnoza bezpieczeństwa transportu w Polsce”, 2009, s. 165-196

² Ibidem; J. Michalak, *Ryzyko w projektach inwestycyjnych energetyki odnawialnej*, „Poznań University of Technology Academic Journals, Electrical Engineering”, No 79. Warszawa 2014; D. Staśko, M. Kalisk, *Model oceny bezpieczeństwa energetycznego Polski w aspekcie prognoz energetycznych na lata 2005-2020*, „Archives of Mining Sciences, Committee of Mining”, 51/3/2006; J. Kowalski, J. Kozera, *Mapa zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego RP w sektorach ropy naftowej i gazu ziemnego*, „Bezpieczeństwo narodowe”, I-II-2009/9-10

Według publikacji³ ryzyko związane z inwestowaniem w odnawialne źródła energii można podzielić na cztery główne grupy ryzyka tj.:

- ryzyko polityczne i prawne (możliwości wystąpienia zmian w regulacjach dotyczących systemów opłat);
- ryzyko techniczne;
- ryzyko ekonomiczne (ryzyko: towarów, rynku, kursowe);
- ryzyko społeczne (akceptacja społeczeństwa, oddziaływanie inwestycji na środowisko).

Taki podział ryzyka dowodzi faktu, że analiza ryzyka dla branży energetycznej nie może zostać przeprowadzona jednoosobowo, ale że muszą w niej uczestniczyć osoby mające niezbędną wiedzę i doświadczenie w branży energetycznej, z uwzględnieniem poszczególnych aspektów – grup ryzyka. Dobrą praktyką realizacji ryzyka metodą FMEA jest jej realizacja przez interdyscyplinarną grupę osób ds. analizy ryzyka, w skład której wchodzi przedstawiciele danej firmy, mający wiedzę i wieloletnie doświadczenia praktyczne w branży i stanowiący przekrój komórek organizacyjnych jednostki. Osoby te, a w szczególności moderator prowadzący spotkanie, powinny być przeszkolone z podstaw analizy ryzyka oraz metodyki FMEA⁴ dostosowanej do specyfiki danej branży.

Z praktyki autorów wynika, że w średniej wielkości przedsiębiorstwie branży transportowej optymalna liczba osób biorących udział w analizie ryzyka to 8-12 osób.

Przedstawione grupy ryzyka wskazują zatem na konieczność prowadzenia przez moderatora analizy ryzyka w taki sposób, aby nie pominąć żadnego aspektu lub grupy zagrożeń i w razie potrzeby wskazując zebranych specjalistom obszary przyczyn i ewentualnych zdarzeń w energetyce.

Identyfikacja zagrożeń jest najważniejszym i decydującym o skuteczności metody etapem całej analizy ryzyka. Praktyka stosowania metody FMEA wskazuje, że analiza ryzyka może być bardzo skutecznym narzędziem dla zapewnienia bezpieczeństwa i redukcji kosztów, jednak wymagane jest zapewnienie cyklicznej realizacji analizy ryzyka wraz z jej aktualizacją oraz rzetelnej identyfikacji zagrożeń.

Ważną rolę w trakcie identyfikacji zagrożeń odgrywa również moderator, którego zadaniem jest inspirowanie doświadczonych ekspertów i poddawanie nowych kategorii zagrożeń pod ich ocenę. Cenna na tym etapie jest wiedza i wieloletnie doświadczenie branżowe oraz wiedza o zdarzeniach, które już miały miejsce w tym lub innych przedsiębiorstwach w kraju lub za granicą. Dobrym źródłem informacji są również doniesienia różnych mediów, w tym sieci internetowej, które umożliwiają pozyskanie wielu informacji i doniesień o zdarzeniach, których rzetelna ocena ekspertów w zakresie oceny skutków ewentualnego wystąpienia zdarzenia w badanym obszarze firmy (Zn-znaczenie), prawdopodobieństwa wystąpienia podobnego zdarzenia również w badanej firmie (Pr-prawdopodobieństwo) oraz możliwości wcześniejszego wykrycia i zapobieżenia negatywnym skutkom (Dt – detekcja) stanowią istotę analizy ryzyka. Wspomniana ocena ekspertów w zakresie wyznaczenia wartości znaczenia zdarzenia, prawdopodobieństwa wystąpienia i możliwości detekcji, pozwala na

³ R. Krystek i inni, op. cit.

⁴ PN-EN 60812:2009, *Techniki analizy nieuszkodzalności systemów – procedura analizy rodzajów i skutków uszkodzeń* – Analysis techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effect analysis (FMEA).

wartościowanie ryzyka umożliwiając ocenę ilościową poszczególnych zagrożeń poddanych analizie.

Postępowanie to realizowane jest cyklicznie dla każdego zagrożenia wskazanego przez poszczególnych uczestników. Na podstawie wieloletniego doświadczenia wskazać można, że dobrą praktyką jest zdefiniowanie zagrożenia jako scenariusza, który powinien być precyzyjnie sformułowany i przedstawiony do wiadomości uczestnikom tak, aby umożliwić jednoznaczną jego ocenę przez ekspertów. Do analizy przyjmuje się najgorszy, ale wiarygodny scenariusz. Zdarza się jednak, że zbyt mało precyzyjnie zdefiniowany scenariusz oceniany jest przez uczestników z przydzieleniem skrajnie różnych wartości znaczenia i prawdopodobieństwa. W początkowych analizach ryzyka prowadzonych przez autorów w branży transportowej zdarzały się istotne różnice zdań i stanowisk ekspertów na temat poszczególnych zagrożeń. Okazało się jednak, że obie strony konfliktu miały rację, gdyż analizowały różne scenariusze tego samego zagrożenia. Przykładowo, zagrożenie zdefiniowane w taki sposób „brak ciągłości dostaw paliwa do elektrowni”, może przedstawiać sobą różne scenariusze, które będą miały różne znaczenia i prawdopodobieństwo wystąpienia oraz różne możliwości wykrywania i zapobiegania. Dlatego też niezbędne jest sprecyzowanie danego zagrożenia w formie scenariusza lub, co miało miejsce najczęściej, rozbić danego zagrożenia na dwa lub więcej scenariuszy i ich niezależną ocenę np.: „krótkoterminowe zachwianie dostaw paliwa do elektrowni w granicach jej rezerw” oraz drugi scenariusz „długoterminowe braki dostaw paliwa do elektrowni drogą A przekraczające rezerwy buforowe”. Podział ogólnie zdefiniowanych zagrożeń na precyzyjne scenariusze powodował natychmiastowe wygaszenie różnicy zdań i umożliwiał dalszą rzeczową analizę ryzyka. Zagrożenie a w zasadzie krótko opisany scenariusz wpisuje się do formularza analizy ryzyka FMEA, którego przykład przedstawiono na rysunku 1.

Rysunek nr 1: Przykład szablonu do analizy ryzyka metodą FMEA – a) pierwsza część formularza wypełniana zawsze, b) druga część formularza wypełniana, gdy $RPN > RPN_{dopuszczalne}$ ⁵

Przykład formularza do analizy ryzyka metodą FMEA							RPN _{zap}	120
							RPN _{kor}	150
Nr	Opis zagrożenia	Potencjalny skutek, konsekwencja wystąpienia zdarzenia	Dotychczasowe środki detekcji i zapobiegania	Znaczenie Zn (1-10) Sr	Prawdop. wystąpienia Pr (1-10) Oc	Detekcja Dt (1-10)	Liczba priorytetowa ryzyka RPN	Test RPN < RPN _{dop}
1	W tym miejscu opisuje się zagrożenie tj. najgorszy wiarygodny scenariusz. Często rozбивa się dane zdarzenie na 2 scenariusze	Konsekwencja dla człowieka, regionu, kraju, systemu energetycznego itd., w przypadku gdy jest zagrożenie życia lub całkowita utrata bezpieczeństwa energetycznego Zn=10	Czy stosuje się środki/czy istnieją prawdopodobieństwa wykrycia	9	4	5	180	Dz. korygujące
2				Dla zagrożenie życia lub bezpieczeństwa energetycznego Zn=10				
3	Krótkoterminowe zachwianie dostaw paliwa do elektrowni w granicach jej rezerw	Brak zagrożenia ciągłości procesu jednak zachwianie terminowości dostaw paliwa może się zwiększyć do poziomu nieakceptowalnego.	Stały monitoring dostaw	8	6	3	144	Dz. zapobiega wcze
4	Długoterminowe braki dostaw paliwa do elektrowni drogą A przekraczające rezerwy buforowe	Możliwość wystąpienia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej. Wysokie zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego kraju	Stały monitoring dostaw	10	5	3	150	Dz. zapobiega wcze
5	Awaria układu chłodzenia bloku energetycznego elektrowni (1 z 13)	Możliwość zapewnienia wymaganego zapotrzebowania. Niewielkie zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego.	Kontrola okresowe stanu technicznego	7	6	3	126	Dz. zapobiega wcze

⁵ A. Mańka, *Analiza ryzyka w transporcie szynowym – metoda FMEA i dobre praktyki jej stosowania*, „Logistyka”, 6/2014

RPNzap	120												
RPNkor	150												
Liczba priorytetowa ryzyka RPN	Test RPN < RPN dop	Potencjalne przyczyny - dlaczego?	Zalecane działania	Osoba odpowiedzialna	Termin realizacji	Przydzielone środki	Zn Sr	Pr Oc	Dt	RPN po zrealizowaniu			
180	Dz. korygujące	Należy znaleźć rzeczywiste przyczyny	Działania korygujące lub zapobiegawcze tak aby RPN < dop	Imię Nazwisko lub funkcja	Termin musi zostać dotrzymany	Środki muszą być przewidziane w budżecie	9	2	4	72			
144	Dz. zapobiega wcze	Brak dywersyfikacji dostaw	Podpisanie stosownych umów z dostawcami	Jan Kowalski	2016.01	Wg projektu A	8	5	3	120			
150	Dz. zapobiega wcze	Brak wystarczających rezerw w sytuacji braku stabilności	Zwiększenie poziomu rezerw bezpieczeństwa oraz prace na	Jan Kowalski	2016.02	Środki zabezpieczono w projekcie B	10	4	3	120			
126	Dz. zapobiega wcze	Brak efektywnego procesu diagnostyki	Opracowanie nowego systemu diagnostyki i przeglądów	Jan Kowalski	2015.11	Projekt modernizacji C	7	5	2	70			

Następnym krokiem jest opisanie potencjalnego skutku i konsekwencji ewentualnego wystąpienia zdarzenia. Krok ten jest o tyle istotny, że w dalszym etapie niezbędne jest ilościowe określenie znaczenia zagrożenia w skali od 1 do 10, przy czym wartość 10 oznacza nadzwyczaj ważne i katastroficzne konsekwencje dla ocenianego systemu. W systemach bezpieczeństwa w transporcie przyjmuje się do analizy zagrożenia życia i zdrowia ludzkiego, systemu kolejowego, mienia i środowiska naturalnego.

W przypadku systemów energetycznych proponuje się przyjęcie podobnych kryteriów poddając analizie zagrożenia dla:

- zdrowia i życia ludzkiego;
- zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego/ procesu głównego realizowanego w przedsiębiorstwie;
- mienia i zasobów społeczeństwa oraz firmy;
- środowiska naturalnego.

2. Wartościowanie – hierarchizacja ryzyka

Metoda FMEA stosowana była pierwotnie na potrzeby wojska, następnie wykorzystywana w branży samochodowej, stała się powszechnie wykorzystywana również w innych dziedzinach przemysłu. Aktualnie podstawy FMEA zawarto w normie PN-EN 60812.⁶

Jak już wspomniano, metoda FMEA jest metodą ilościową o trzech czynnikach: Zn – znaczeniu zagrożenia (jego ewentualnych skutkach), Pr – prawdopodobieństwu wystąpienia zdarzenia i Dt – możliwości wcześniejszej detekcji przed wystąpieniem zdarzenia i jego zapobiegnięciu. Każdy ze składników

⁶ PN-EN 60812:2009, *Techniki analizy...*, op. cit.

przyjmuje wartości od 1 (nieistotne) do 10 (nadzwyczaj ważne). Iloczyn tych wartości – RPN – liczba priorytetowa ryzyka (ang. Risk Priority Number) stanowi ilościową ocenę ryzyka danego zagrożenia. Przedstawiony na rysunku 2 schemat postępowania wskazuje na kolejność realizowanych czynności dla wszystkich zagrożeń. Po zidentyfikowaniu zagrożenia i określeniu najgorszego prawdopodobnego scenariusza (i ewentualnie rozbiciu zagrożenia na dwa scenariusze), należy przejść do wartościowania. Dla uniknięcia dużych rozbieżności w proponowanych wartościach dla Zn, Pr i Dt podczas realizacji pierwszych analiz ryzyka, celowe jest opracowanie zestawu tablic dla opisu słownego dla poszczególnych wartości tych składników. Opracowanie tych tablic, podobnie jak określenie wartości RPN zapobiegawczego i RPN dopuszczalnego, wymaga jednak dużego doświadczenia branżowego oraz znajomości podstaw zarządzania bezpieczeństwem i metodyki analizy ryzyka. Na podstawie doświadczeń z branży kolejowej, lotniczej oraz samochodowej można wstępnie przyjąć $RPN_{zapobiegawcze}=120$ i $RPN_{korygujace}=150$, a następnie w drodze wielu praktycznych realizacji analiz ryzyka przez ekspertów możliwa jest ewentualna korekta tych wartości dla branży energetycznej. Jeżeli w drodze analizy ryzyka uzyska się wartość przekraczającą RPN dopuszczalne, tj. ryzyko jest większe od dopuszczalnego, niezbędne jest przeprowadzenie działań zapobiegawczych lub korygujących.

Z punktu widzenia efektywności zarządzania bezpieczeństwem ważne jest jednak, aby wskazać co należy wykonać, kto jest za to odpowiedzialny, w jakim terminie oraz czy zostały na to przydzielone wystarczające środki. Po wykonaniu tych prac należy przeprowadzić ocenę skuteczności tego działania i powtórnie wykonać analizę ryzyka wraz z wartościowaniem (prawa część formularza FMEA). Dopiero po osiągnięciu RPN niższego niż RPN_{zap} można uznać, że zredukowano zagrożenie do poziomu dopuszczalnego i dalsze prace w tym zakresie nie są obligatoryjne i mogą wynikać z kultury bezpieczeństwa.

Należy jednak mieć na uwadze, że podjęte działania mogą zmniejszyć prawdopodobieństwo wystąpienia zagrożenia lub poprawić jego wcześniejszą wykrywalność, jednak nie ma uzasadnienia dla zmiany wartości znaczenia (skutku) zagrożenia. Wartość ta powinna zostać zgodna z wartością sprzed podjętych działań korygujących wg schematu pokazanego na rysunku 1.

Wynikiem analizy ryzyka jest wykaz zidentyfikowanych zagrożeń, który może zostać wykorzystany jako baza do kolejnych cyklicznie prowadzonych i uaktualnianych analiz ryzyka oraz ocena zagrożeń ze wskazaniem dla kadry zarządzającej (w drodze analizy ekspertów), które z nich wymagają podjęcia działań zapobiegawczych, korygujących lub planów awaryjnych. W klasycznych systemach zarządzania bezpieczeństwem określa się również politykę bezpieczeństwa, program poprawy bezpieczeństwa, prowadzi rejestry zagrożeń, definiuje opis odpowiedzialności kadry w zakresie bezpieczeństwa, wyznacza cele bezpieczeństwa dla ciągłego doskonalenia systemu bezpieczeństwa.

Rysunek nr 2: Proces wartościowania zagrożenia z wykorzystaniem metody FMEA i tablic wskaźników wraz z opisami dostosowanymi do specyficznych wymagań branżowych



Wnioski

Przeprowadzona analiza możliwości zastosowania w branży energetycznej metody FMEA wraz z przedstawieniem procesu jej realizacji oraz z dobrymi praktykami jej realizacji pozwala na wyciągnięcie następujących wniosków:

- celowe jest wykorzystanie metody FMEA wraz z zaproponowanym formularzem (rys. 1) dla poprawy identyfikacji zagrożeń i umożliwienia ilościowej oceny ryzyka energetycznego pozwalającej na uzyskanie miarodajnych informacji o zagrożeniach oraz możliwości redukcji ryzyka do akceptowalnego poziomu;
- w artykule przedstawiono dobre praktyki w zakresie analizy ryzyka metodą FMEA, ze szczególnym naciskiem na rolę moderatora i proces identyfikacji zagrożeń, uwzględniający wszystkie grupy ryzyka wraz z opisem możliwych scenariuszy zdarzeń dla uzyskania miarodajnych ocen ekspertów;
- istnieje możliwość zaimplementowania metody FMEA (rys. 2) jako narzędzia do zarządzania bezpieczeństwem energetycznym w Polsce, przy wykorzystaniu przedstawionej metodyki po opracowaniu zestawu

tabel zawierających wartości czynników Zn, Pr i Dt wraz z opisami adekwatnymi dla zagrożeń energetycznych i zagrożeń związanych z środowiskiem naturalnym. Niezbędne jest również, analogicznie jak dla postępowania przedstawionego dla transportu lotniczego, ustalenie wartości krytycznych RPN, jednak działania te muszą zostać wykonane przez ekspertów z danej branży po przeprowadzeniu szeregu przykładowych wycen ryzyka związanego z bezpieczeństwem energetycznym kraju.

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę możliwości zastosowania metody FMEA w branży energetycznej jako efektywną metodę analizy zagrożeń i podstawę systemu zarządzania bezpieczeństwem w energetyce. W publikacji przedstawiono również dobre praktyki realizacji metody FMEA oraz przykład jej dostosowania do specyficznych wymagań branży energetycznej.

Summary

The article presents an analysis of the applicability of the FMEA in the energy sector as an effective method of risk analysis and as basic tool for safety management system in the energy sector. The publication also presents good practices implementation of FMEA method and an example for its adaptation to the specific requirements of the energy industry.

Bibliografia

1. Kowalski J., Kozera J., *Mapa zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego RP w sektorach ropy naftowej i gazu ziemnego*, „Bezpieczeństwo narodowe”, I-II-2009/9-10
2. Krystek R. i inni, *Zintegrowany System Bezpieczeństwa Transportu. Tom 1 – Diagnoza bezpieczeństwa transportu w Polsce*, 2009
3. Mańka A., *Analiza ryzyka w transporcie szynowym – metoda FMEA i dobre praktyki jej stosowania*, „Logistyka”, 6/2014
4. Mańka A., Wachnik R., *Analiza ryzyka technicznego pojazdów kolejowych*, „Journal of KONBIN”
5. Michalak J., *Ryzyko w projektach inwestycyjnych energetyki odnawialnej*, „Poznań University of Technology Academic Journals, Electrical Engineering”, No 79. Warszawa 2014
6. PN-EN 60812:2009, Techniki analizy niezawodności systemów – procedura analizy rodzajów i skutków uszkodzeń- Analysis techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effect analysis (FMEA)
7. Rusin A., *Zastosowanie wybranych metod identyfikacji zagrożeń w analizie ryzyka technicznego urządzeń energetycznych*, „Energetyka”. Tom nr 10. Warszawa, 2008
8. Staśko D., Kalisk M., *Model oceny bezpieczeństwa energetycznego Polski w aspekcie prognoz energetycznych na lata 2005-2020*, „Archives of Mining Sciences, Committee of Mining”, 51/3/2006
9. Wachnik R., Mańka A., *Zintegrowany system zarządzania bezpieczeństwem w transporcie kolejowym. Ocena ryzyka operacyjnego w aspekcie ryzyka technicznego. Część IX TTS*, 11/2011

RYNEK ENERGII NA ŚWIECIE, POPYT I PODAŻ DO 2050 ROKU

1. Wstęp

Ludzkość od dłuższego czasu stara się osiągnąć stan równowagi pomiędzy podażą energii i ciągle rosnącym popytem. Do 2050 roku ludzkość ma liczyć 9 miliardów osób, a popyt na energię może wzrosnąć nawet o 50%.¹ Każdy człowiek, budynek, samochód będzie zużywał więcej energii. Kurczą się zasoby ropy, spalanie węgla zagraża klimatowi i coraz trudniej jest o nowe złoża. Każdego dnia samoloty pokonują 66 milionów kilometrów i pochłaniają 296 milionów litrów paliwa. Kontenerowce spalają 1,1 miliardów litrów ropy do pokonania 50 milionów kilometrów. Do wytworzenia elektryczności zużywa się 14 milionów ton węgla dziennie.² Nasze domy, wsie, miasta i metropolie codziennie zużywają ogromne ilości energii. Nasz świat, uporządkowany, ale i chaotyczny, bez energii zamarłby. Bez wytwarzania ogromnych ilości energii nie byłoby cywilizacji. Ludzkość w najbliższym czasie musi odpowiedzieć sobie na pytanie: jak zrównoważyć podaż energii i popyt na nią?

2. Zachwianie równowagi energetycznej świata

Codziennie musimy równoważyć popyt na energię z jej podażą. Popyt jest generowany przez ludzi, urządzenia, maszyny, miasta. W każdej sekundzie ludzkość potrzebuje mocy około 15 TJ (10^{18}), czyli 15 trylionów dżuli w każdej sekundzie w dowolnym momencie. Podaż to poszczególne źródła energii. Obecnie 80% energii uzyskujemy z paliw kopalnych, z ropy około 1/3, z węgla około 1/4, z gazu około 1/5, resztę zapewniają elektrownie jądrowe, oraz odnawialne źródła energii, tj.: paliwa odnawialne, biomasa, hydroelektrownie i w niewielkim stopniu odwierty geotermalne, wiatr, słońce oraz fale mór (rys. 1).³ Obecnie sporym problemem jest zaspokojenie potrzeb przy określonej podaży. Musimy zrozumieć, jaką energią dysponujemy i jakiej naprawdę potrzebujemy.

Na równowagę wpływają działania poszczególnych osób i całej ludzkości. Popyt rośnie wraz ze wzrostem populacji. Co pół sekundy na świecie rodzi się kolejne dziecko, generujące nowe zapotrzebowanie na energię. W 2050 roku, ludzka populacja osiągnie 9 mld osób (rys. 2).⁴

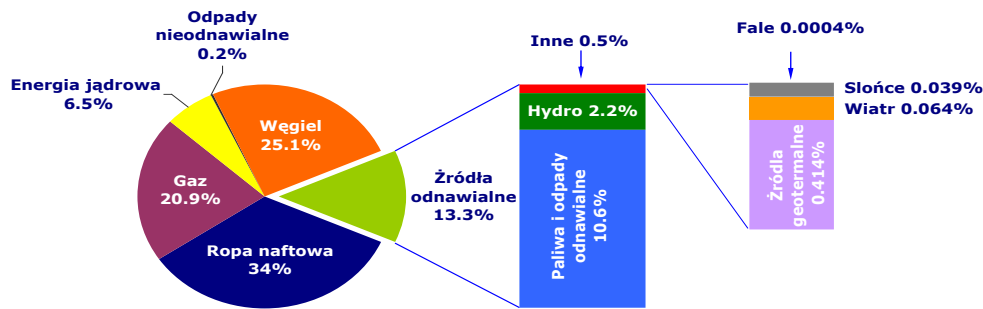
¹ The Energy Report, 100% Renewable Energy by 2050. Report WWF International Switzerland, Ecofys Netherlands. OMA Netherlands, <http://www.wwf.org.uk> (pobrano 01.04.2015 r.)

² International Energy Outlook 2011. U.S. Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/ieo> (pobrano 01.04.2015 r.)

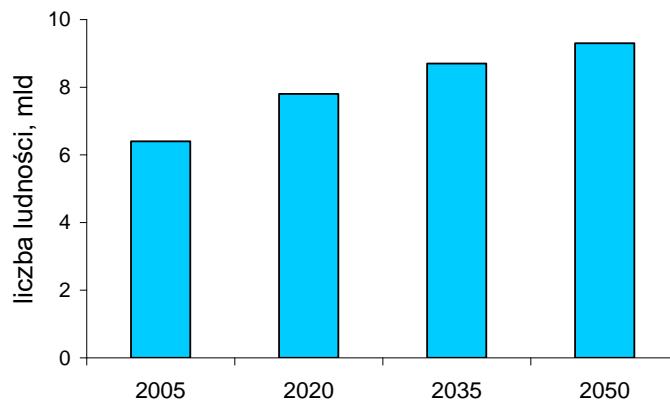
³ B. Brook, Climbing mount improbable, <http://www.bravenewclimate.com> (pobrano 01.04.2015 r.)

⁴ World population growth and estimation from 1750 to 2050, <http://www.wrsc.org> (pobrano 01.04.2015 r.); Population of the entire world, yearly, 1950-2100, <http://www.geohive.com> (pobrano 01.04.2015 r.)

Rysunek nr 1: Proporcje źródeł energii wykorzystywanej przez naszą cywilizację



Rysunek nr 2: Prognoza wzrostu liczby ludności na świecie do 2050 roku



Aby oszacować potrzeby energetyczne ludzkości, trzeba rozpocząć od obliczenia indywidualnego zużycia energii. Badania przeprowadzone w 2007 roku w Stanach Zjednoczonych pokazały, że przeciętne zużycie energii na jednego członka czteroosobowej rodziny z klasy średniej, wliczając koszty transportu, utrzymanie domu, energię z żywności i koszt jej wyprodukowania, wynosi 18 tysięcy dżuli na sekundę, czyli 18 kW. Nie wszyscy ludzie zużywają tyle samo energii. Energia pochłaniana przez przeciętnego Amerykanina jest równa 11 kW (11 kJ na każdą średnią sekundę życia). Przeciętnemu Europejczykowi wystarcza połowa tego, czyli 5,5 kW, Azjacie 1,6 kW, Afrykańczykowi 0,8 kW. Potrzeby całej ludzkości wynoszą 15 miliardów kW. Liczba ludzi zużywających energię stale rośnie.

3. Zwiększanie podaży i zmniejszenie popytu na energię

Mamy do wyboru dwie możliwości: zwiększanie podaży energii lub zmniejszenie popytu. Musimy sięgać po odnawialne źródła i zwiększyć produkcję energii jądrowej. Jeśli chodzi o popyt, powinniśmy zmniejszyć zużycie energii, zaczynając od własnych domów. Aby dostępne zasoby energii wystarczyły na dłużej, musimy ograniczyć jej zużycie. Nie jest to jednak proste. Na całym

świecie obserwujemy ciągły rozwój, wszystko się rozrasta. Rośnie wielkość i ilość domów, samochodów, sklepów. Do zaspokojenia większego apetytu potrzebujemy więcej energii. Przed próbą obniżania zapotrzebowania musimy mieć świadomość, jak zużywamy energię. Przeciętna rodzina nawet nie myśli o energii, którą zużywa 24 godziny na dobę. Gotuje, prasuje, bierze prysznic, do tego wszystkiego niezbędna jest energia. Domy i miejsca pracy pochłaniają 40% energii, głównie prądu. W domach zużywamy go trzykrotnie więcej niż w latach pięćdziesiątych. Powierzchnia domów wzrosła o 150%, a to większe koszty ogrzewania i klimatyzacji, więcej metrów, to więcej urządzeń. Przeciętna rodzina w Stanach Zjednoczonych, jednym z najbardziej rozwiniętych krajów świata, posiada 25 urządzeń podłączonych do kontaktu, a 60 lat temu były to 2 urządzenia. Współczesne rodziny nie obejdą się bez elektroniki i AGD. Powszechnie w gospodarstwach domowych krajów rozwiniętych używa się klimatyzatorów, lodówek, pralek, telewizorów, komputerów. Trudno sobie wyobrazić codzienne życie bez tych urządzeń. Gdyby wszyscy żyli jak Amerykanie, ludzkość potrzebowałaby 5,4 razy większych zasobów Ziemi. Możemy indywidualnie przyczynić się do zmniejszenia zużycia energii. Badania przeprowadzone w Stanach Zjednoczonych pokazały, że obniżenie zapotrzebowania na energię z 18 kW, w 2007 do 9 lub 10 kW w 2009, można osiągnąć poprzez odpowiednią regulację ogrzewania i klimatyzacji, stosowanie energooszczędnych żarówek, chodzenie na piechotę i redukcję zakupów. Wymienienie wszystkich żarówek przez każdą amerykańską rodzinę obniżyłoby światowe zużycie o 1%. To niewiele, ale można by zamknąć 23 elektrownie węglowe. Zaprzestanie używania elektrycznych suszarek do bielizny, to ekwiwalent 20 elektrowni węglowych. Grubsza izolacja, lepsze okna, wydajniejsza elektronika, osobno niewiele znaczą, lecz razem stanowią istotną oszczędność. Według ekspertów, wydajniejsze urządzenia zmniejszyłyby popyt na energię o 20%. Wszystko, co kupujemy i jemy wyprodukowano kosztem pewnej ilości energii. Aby dostarczyć kieliszek wina do stołu potrzeba 2,5 tysiąca procesów. Wyrób pestycydów i nawozów do winogron, produkcja szkła, transport. Wszystko to pochłania energię. Każdy łyk wina coś kosztuje. Bezpośrednio zużywamy tylko niewielką część potrzebnej nam energii. Świadomi kosztu energetycznego produktów, powinniśmy z uwagą zastanowić się, jakie towary kupować. Produkcja różnych produktów wiąże się z różnym zużyciem energii. Kupując odpowiednie rzeczy możemy obniżyć popyt na energię. To niezbędny krok, gdyż pewne jej cenne źródło może się skończyć szybciej niż myślimy. Nasza cywilizacja nie obyłaby się bez ropy, węgla i gazu ziemnego⁵ Paliwa kopalne zaspokajają 80% naszych potrzeb, a ropa jest najważniejsza. Ropa napędza całą gospodarkę. Towary produkowane w jednym miejscu wysyła się na drugi koniec świata. Ten system załamałby się bez paliwa. Stany Zjednoczone wytwarzają 3 mld (10⁹) litrów oleju napędowego dziennie, to 2,1 milionów (10⁶) litrów na minutę.⁶ Według ekspertów, współczesna cywilizacja jest w coraz większym stopniu uzależniona od ropy naftowej. To krew naszej cywilizacji. Powszechnie uważa się, że żyjemy w epoce informatycznej, postindustrialnej,

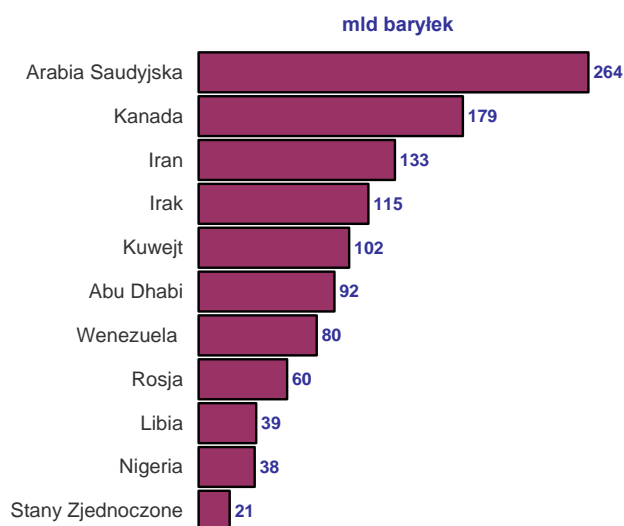
⁵ M. Balat, *Coal in the Global Energy Scene*, "Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy" 2009, 1 (5), s. 50-62; M. Balat, *Global Trends on Production and Utilization of Natural Gas*, "Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy" 2009, 4 (4), s. 333-346

⁶ What's driving up oil prices again? Wall Street, of course, <http://www.mcclatchydc.com> (pobrano 01.04.2015 r.)

a tak naprawdę żyjemy w epoce ropy.⁷

Wyprodukowanie około 2 bilionów baryłek ropy zajęło ziemi 300 milionów lat.⁸ Podobno wydobyliśmy połowę dostępnych złóż planety i ludzkość zużyła je w 200 lat. Nieodnawialne źródła energii mają swój cykl: odkrycie, wzrost zużycia, szczyt i zmniejszanie wydobycia. Szczyt wydobycia ropy naftowej przypadł na lata osiemdziesiąte. Znajdujemy się po drugiej stronie krzywej. Dzisiejsza branża paliwowa jest cieniem tej dawnej. Po wyczerpaniu złóż robiono kolejne odwierty. Ropę wydobywa się spod mórz i w Arktyce. Szukamy jej w miejscach, z których wydobycie 10 lat temu uważano za niemożliwe.

Rysunek nr 3: Globalne rezerwy ropy naftowej w miliardach ($\times 10^9$) baryłek



Piaski roponośne w Kanadzie są dobrym przykładem. Wiążą 27 bilionów (10^{12}) litrów ropy, która wystarczyłaby na 100 lat. Tylko Arabia Saudyjska ma większe rezerwy (rys. 3).⁹ Niestety, w Kanadzie odwierty nie wystarczą. Tej ropy nie da się wypompować, ponieważ jest gęsta i zawarta w gęstym piasku. Z dwóch ton piasku pozyskuje się baryłkę ropy. Jedna przeciętna ciężarówka o maksymalnej ładowności 400 ton przewozi około dwieście baryłek ropy. Dodatkowym kosztem jest odseparowanie ropy z piasku. Proces ten wymaga wysokich temperatur, dużej ilości wody i energii. Czyli wytworzenie energii kosztuje coraz więcej energii. Jeszcze niedawno wydobycie ropy było tanie. 100 lat temu jedna baryłka ropy pozwalała wydobyć 100 baryłek. Dziś w Arabii Saudyjskiej cena 1 baryłki zapewnia pozyskanie 25 baryłek. W piaskach roponośnych Kanady, już tylko 5. W pewnym momencie wydobycie jednego litra ropy będzie kosztowało ponad litr i skończy się era ropy. Nawet gdybyśmy mieli nieograniczone źródła ropy, nie możemy jej spalać w nieskończoność. Zapalając silnik i wciskając pedał

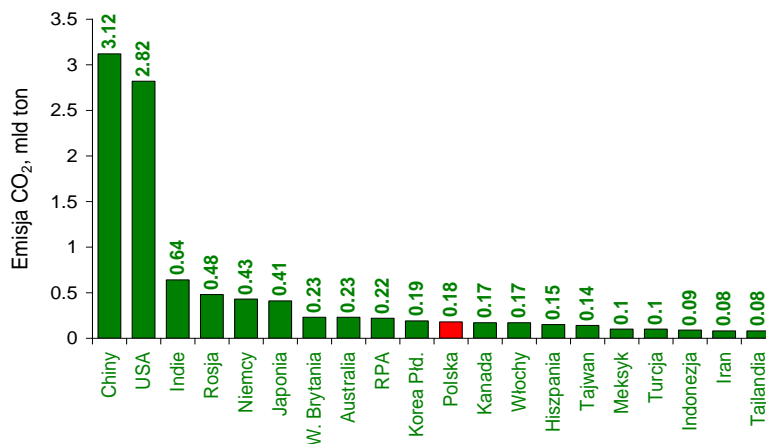
⁷ W.B. Carlson, *World Oil Production Via Hubbert Linearization of Production and Normalizations of Production*, "Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy" 2012, 7 (2), s. 162-168

⁸ How Much Oil Have We Used? Science Daily, <http://www.sciencedaily.com> (pobrano 01.04.2015 r.)

⁹ W.B. Carlson, *World Oil...*, op. cit.

gazu wytwarzamy dwutlenek węgla, wywołujący między innymi efekt cieplarniany (rys. 4).¹⁰

Rysunek nr 4: Kraje emitujące najwięcej dwutlenku węgla do atmosfery



Można przyjąć, że co 5 km z naszego samochodu wylatuje około kilogram dwutlenku węgla. Większe pojazdy, np. duże SUV-y wytwarzają 2 kilogramy, ciężarówki 10 kilogramów, samoloty 250 kilogramów, statki 4 tony, a elektrownie węglowe wydają kolejne miliardy ton CO₂. Wszystko się sumuje, a gaz pozostaje na długo w atmosferze. Z powodu nadmiaru dwutlenku węgla rosną średnie temperatury. W wielu ośrodkach badawczych na całym świecie, prowadzone są prace nad zoptymalizowaniem obiegu silnika samochodu osobowego. Ich głównym celem jest poprawa efektywności silnika i zmniejszenie emisji szkodliwych składników spalin.¹¹ Jeśli chcemy zachować obecny klimat, powinniśmy do połowy tego wieku drastycznie ograniczyć zużycie paliw kopalnianych i zamiast 80% muszą dostarczać, co najwyżej 15% energii.

Źródła odnawialne zajmą pierwsze miejsce. Możemy sami ograniczyć zużycie ropy. Popyt na nią obniżyłby się o 2%, gdybyśmy jeździli o połowę mniej. Wydaje się to niewiele, ale to 120 miliardów litrów ropy napędzającej wszystkie samochody świata przez 40 dni.¹² Oszczędzać paliwo można na różne sposoby np. przez dojeżdżanie do pracy z sąsiadem, kupując oszczędniejszy samochód lub pracując

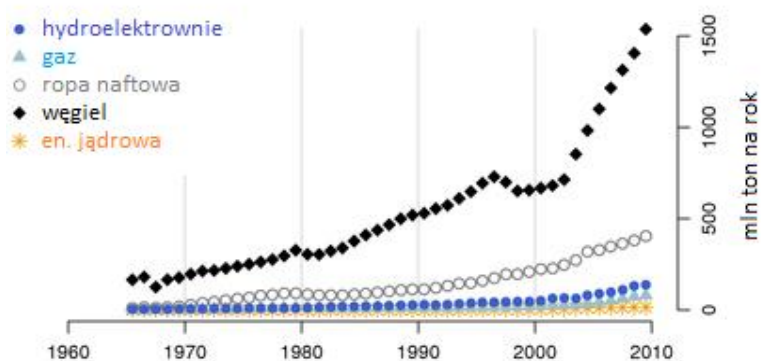
¹⁰ Kto załapie się na bezpłatne trucie?, <http://www.money.pl> (pobrano 01.04.2014 r.)

¹¹ A. Jamrozik, W. Tutak, A. Kociszewski, M. Sosnowski, *Numerical simulation of two-stage combustion in SI engine with prechamber*, "Applied Mathematical Modelling" 2013, 37 (5), s. 2961-2982; A. Jamrozik, W. Tutak, *A study of performance and emissions of SI engine with two-stage combustion system*, "Chemical and Process Engineering" 2011, 32 (4), s. 453-471; W. Tutak, A. Jamrozik, *The characteristic of spatial flow field in the combustion chamber of the internal combustion test engine*, "Chemical and Process Engineering" 2011, 33 (3), s. 203-214; A. Jamrozik, *Lean combustion by a pre-chamber charge stratification in a stationary spark ignited engine*, "Journal of Mechanical Science and Technology" 2015, Vol. 29, Issue 5, s. 2269-2278; W. Tutak, A. Jamrozik, *Generator gas as a fuel to power a diesel engine*, "Thermal Science" 2014, Vol. 18, No. 1, s. 206-216

¹² Poll Shows World Oil Demand Outpace Supply in 2010, <http://www.investmoneylab.com> (pobrano 01.04.2014 r.); Global Fleet Growth & Fuel Usage – '00 to '30, <http://www.automotivedigest.com> (pobrano 01.04.2014 r.)

zdalnie przez 2 dni w tygodniu. Globalne procesy oszczędnościowe nie są jednak przez wszystkich traktowane poważnie. Na arenie światowej pojawili się nowi, wybitnie energochłonni gracze. Rosnący globalny popyt na energię zagraża równowadze energetycznej. Chiny są największym z tych nowych graczy (rys. 5).¹³ Modernizujące się państwo środka stało się drugim, po Stanach Zjednoczonych, największym skupiskiem konsumentów. Najludniejszy kraj świata poprzez swój popyt na energię z pewnością naruszy globalny stan równowagi. Przy tak ogromnym wzroście gospodarczym Chin i jego tempie, trudno sobie wyobrazić skalę zmian. Nie chodzi tylko o ogromną liczbę mieszkańców równą 1,3 miliarda, ale i o rosnącą klasę średnią, zarabiającą i wydającą coraz więcej pieniędzy. Związane jest to oczywiście z większym zapotrzebowaniem na energię. Dziś 1/5 Chińczyków to klasa średnia. Kupują domy, jeżdżą na wakacje, studiują. Za 10 lat ich liczba się podwoi. Klasa średnia rośnie bardzo szybko. Kilka lat temu prawie nie było w Chinach telefonów komórkowych, a dziś jest ich 600 milionów. To dwa razy więcej niż liczy populacja USA. Gdzieś te telefony trzeba ładować. Telefony komórkowe są zwiastunem nowego stylu życia w kraju, który 20 lat temu był typowo rolniczy. Coraz więcej ludzi przenosi się do wielkich miast, w których znajdują pracę. Mieszkańcy chińskich przedmieść żyją jak klasa średnia w krajach wysoko uprzemysłowionych.

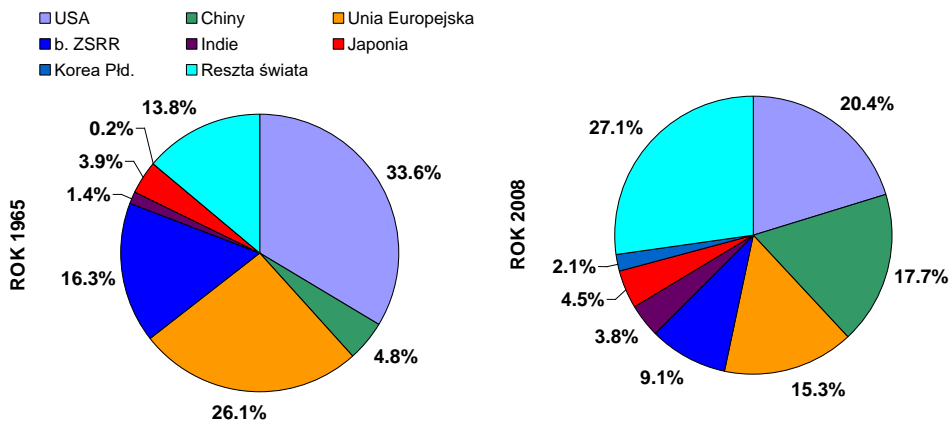
Rysunek nr 5: Zużycie energii w Chinach



Przeciętny Chińczyk zużywa 1/5 prądu wykorzystywanego przez przeciętnego Amerykanina. Jednak Chiny się urbanizują i to się zmieni. Aby zaspokoić aspiracje milionów ludzi, kraj stał się wielkim placem budowy. Wszędzie widać rosnące budynki. Miarą rozbudowy kraju jest porównanie do dwóch metropolii Nowego Jorku, powstających rocznie. Skala zmian jest ogromna. W wyniku szybkiego rozwoju kraju, każdy człowiek budynek i samochód będzie zużywał więcej energii.¹⁴

¹³ C. Barnes, *Energy for Asia: an overview*, "Apollo Investment Management", <http://www.apolloinvestment.com> (pobrano 01.04.2014 r.)

¹⁴ S.J. Feng, Y.D. Ma, Z. L. Song, J. Ying, Forecasting the Energy Consumption of China by the Grey Prediction Model. *Energy From Biofuels*, "Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy" 2012, 7 (4) s. 376-389

Rysunek nr 6: Zestawienie największych konsumentów energii w 1965 i 2008 roku¹⁵

A oprócz Chin mamy jeszcze Indie, Afrykę, południowo wschodnią Azję (rys. 6). W ciągu 15 lat, 600 milionów mieszkańców Indii ma dołączyć do klasy średniej. Na całym świecie marzy się o lepszym i wygodniejszym życiu, czyli takim, jak w Ameryce. Od lat przestrzegano przed skutkami gwałtownego wzrostu populacji. 40 lat temu twierdzono, że trudniej zmienić tempo rozmnażania niż zachowania konsumpcyjne ludzi. Obawy te nie potwierdziły się. Wskaźnik urodzeń obniża się, a konsumpcja na głowę rośnie, szczególnie w bogatszych krajach. To generuje zwiększony popyt na energię. Kraje rozwijające się wybierają wzrost gospodarczy kosztem środowiska. Trzeba zmniejszyć popyt na energię, jednak samo ograniczenie popytu nie wystarczy.

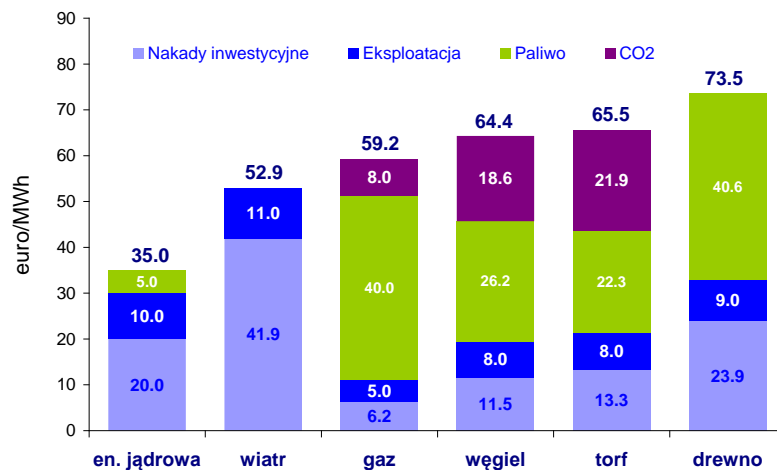
4. Odnawialne źródła energii i energetyka jądrowa

Jak mądrzej produkować energię? Przyjrzyjmy się jej odnawialnym źródłom. Jeśli podaż ma dotrzymać tempa rosnącemu popytowi, musimy znaleźć nowe źródła energii. Powinniśmy się przyjrzeć różnym formom energii odnawialnej, które są na wyciągnięcie ręki. Energia nie jest oczywista, wiatru nie widać, ale go czuć. Słońce odczuwamy jako ciepło na twarzy, nie jest intuicyjne. Wystarczy jednak lepiej się rozejrzeć, a spostrzeżemy inne formy energii. Te wykorzystywane przez ludzkość i te, po które dopiero sięgniemy. Ale czy te inne formy zdadzą egzamin? Czy można zwiększyć podaż bez pomocy paliw kopalnych? Co jeszcze nam zostało? Elektrownie nuklearne dostarczają 9% światowej energii. Można to zwiększyć do 15%. To czyste źródło, ale drogie i kontrowersyjne. Nie można polegać wyłącznie na nim. A odnawialne formy, jak światło słoneczne, wiatr, ciepło geotermalne, czy fale morskie? Ujarzmienie przybrzeżnych fal zaspokoiliby 1/5 naszych potrzeb. Same fale nie rozwiążą całkowicie problemu. Siłownie wodne dostarczyłyby 1/3 potrzebnej energii, gdyby postawić tamę na każdej rzece. Ale duże rzeki już zostały zagospodarowane. Kolejnym odnawialnym źródłem energii są odwierty geotermalne, mogące zaspokoić nawet 150% naszych dzisiejszych potrzeb. Wiatr jest jeszcze lepszy. Energia wiatru jest tak duża, że wystarczyłby na

¹⁵ A. Szczeński, *Chińska eksplozja energetyczna*, „Chemia Przemysłowa” 2010, 3, s. 12-16

30 populacji Ziemi. Teoretycznie, wiatr dostarczyłby energii dla całej ludzkości. Czekałym na odpowiednie zagospodarowanie źródłem odnawialnym jest energia słoneczna, która to obecnie stanowi promil (0,1%) elektrycznej podaży, a mogłaby zaspokoić potrzeby 4 tys. populacji całego świata. Wystarczy tylko sięgnąć po nią ręką. Możliwość pozyskania energii ze źródeł niekonwencjonalnych zależy od położenia geograficznego. W Stanach Zjednoczonych, na wschodnim wybrzeżu, Florydzie czy Teksasie rozmieszczono większość elektrowni jądrowych. Energię wiatru pozyskuje się w centrum, a energię z mórz na wybrzeżach. Północny zachód wyspecjalizował się w energii geotermalnej, a na pustyni pozyskuje się energię słoneczną. Głównym problemem jednak nie jest pozyskanie energii, ale przesłanie jej do odbiorców. Brak dróg i linii przesyłowych, a to wielkie wyzwanie, gdyż to wielkie miasta zużywają większość energii. Po USA rozprowadzono pół miliona kilometrów linii energetycznych, lecz omijają one miejsca obfitujące w energię odnawialną. Przekształcenie sieci przesyłowej pozostaje wielkim wyzwaniem ekonomicznym i również energetycznym. To nie będzie łatwe zadanie.

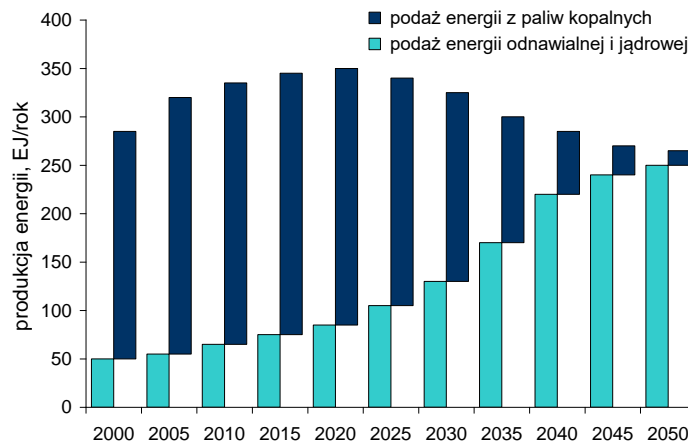
Rysunek nr 7: Porównanie kosztów wytworzenia energii elektrycznej z różnych źródeł¹⁶



Dla zaspokojenia rosnącego popytu do 2050 roku musimy wytwarzać więcej energii. Zaczniemy robić to już teraz. Według pracy,¹⁷ w 2050 roku, technicznie możliwe jest, że energia pozyskiwana ze źródeł odnawialnych, głównie Słońca i wiatru oraz energia jądrowa, będzie zaspokajać 95% naszych potrzeb energetycznych.

¹⁶ A. Drożdżel, *Co Żarnowiec zyska dzięki elektrowni jądrowej*, <http://www.money.pl> (pobrano 01.04.2014 r.)

¹⁷ World population..., op. cit.

Rysunek nr 8: Prognoza zmian podaży energii na świecie do 2050 roku¹⁸

Aby to osiągnąć, powinniśmy, co 1 sekundę budować 170 m² paneli słonecznych. Jedną turbinę wiatrową, co 3 minuty i jedną elektrownię jądrową co tydzień. Wydaje się to niemożliwe, ale już wcześniej ludzkość stawiała przed wielkimi wyzwaniami. Historia pokazała, że w ciągu 5-8 lat można przekształcić gospodarkę. W 1941 roku w Stanach Zjednoczonych produkowano 4 miliony samochodów rocznie. Po przystąpieniu USA do drugiej wojny światowej, gospodarka państwa została przestawiona na produkcję uzbrojenia, samolotów i okrętów wojennych. Po zakończeniu działań wojennych znów z linii produkcyjnych zaczęły schodzić samochody osobowe, lodówki, pralki itp. Jak widać, można zmienić sposób wykorzystywania energii. Ale czy taka zmiana udałaby się dzisiaj? Na rynku działa wiele firm samochodowych. Dlaczego nie miałyby produkować na przykład paneli słonecznych i turbin wiatrowych? Gdybyśmy z aluminium, zamiast 115 miliardów puszek, wytwarzali panele, za 10 lat Słońce zaspokajałoby 10% naszych potrzeb. Kraje wysoko uprzemysłowione na całym świecie powinny przestawić produkcję. Ten proces już się zaczął, a przemysł zmienia oblicze. Nowe technologie przynoszą nowe miejsca pracy. Przykładem jest wiele firm, w których jeszcze niedawno produkowano sprzęt AGD, a dziś wytwarza się podzespoły elektrowni wiatrowych czy wodnych. Obecnie w samych Stanach Zjednoczonych produkują się rocznie turbiny o mocy 8000 MW. Wytwarzają one energię dla 2,5 milionów domów. Jak widać istnieją we współczesnym świecie alternatywne źródła energii i technologie ich wykorzystania.

5. Podsumowanie

Analizując informacje z rynku energetycznego na temat popytu i podaży energii, można stwierdzić, że ludzkość na całym świecie powinna, przez następne kilkadziesiąt lat, ograniczyć popyt na energię, o co najmniej 20%. W podaży energii, nadal bardzo ważne będą paliwa kopalne, ale nie aż tak jak w przeszłości.

¹⁸ The Energy Report..., op. cit.

Aby zapewnić równowagę energetyczną, powinniśmy polegać na kombinacji odnawialnych źródeł energii z energią nuklearną. Powszechniej wykorzystywać sieć elektrowni wodnych, budować siłownie słoneczne, wietrzne, geotermalne oraz elektrownie jądrowe. Wzrost podaży o energię ze źródeł odnawialnych powinien zaspokoić zmieniający się popyt. Istnieje jeszcze możliwość, że pojawi się nowa technologia, która zrewolucjonizuje rynek energii na świecie. Może to być na przykład synteza jądrowa (źródło energii Słońca), która może zapewnić prawie nieograniczone dostawy energii, w sposób bezpieczny dla środowiska. Stosując nowe rozwiązania sprawimy, że Ziemia zamieni się w czystą planetę. Zmiany w stylu życia, które ograniczą popyt na energię musimy zaakceptować wszyscy. To trudne zadanie, które wymaga poświęcenia i które nigdy się nie skończy. Jeśli zechcemy, osiągniemy stan równowagi. Wystarczy obniżyć nasze zapotrzebowanie i inwestować w energię odnawialną. Stoimy przed trudnym zadaniem, ale przecież chcemy by nasze dzieci i wnuki cieszyły światem, jaki my znamy. Musimy pamiętać, że nie mamy innego domu poza naszą planetą.

Streszczenie

Zapewnienie stanu równowagi pomiędzy podażą energii, a popytem na nią, stanowi istotny problem zarówno dla obecnej populacji Ziemi, jak i dla przyszłych pokoleń. Wraz ze wzrostem liczby ludności na świecie, wzrośnie popyt na energię. Dotychczasowa podaż oparta głównie na energii paliw kopalnych zostanie ograniczona, ponieważ kończą się ich naturalne zasoby. Realnym rozwiązaniem niedoboru podaży będzie wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych oraz energii nuklearnej. Według szacunków ekspertów, do połowy tego wieku, energia pozyskiwana ze źródeł odnawialnych, głównie Słońca i wiatru oraz energia jądrowa, będzie zaspokajać od 85 do 95% naszych potrzeb energetycznych. W artykule zaprezentowano analizę obecnego rynku energetycznego na świecie oraz podano prognozy zmian na rynku energii w najbliższych latach.

Summary

Ensuring balance between energy supply and demand is an important issue for both the current population of the Earth and for future generations. With the increase in world population will increase of energy demand. The existing energy supply based mainly on fossil fuels will be limited, because fossil fuels ends. The real solution of supply shortage will use energy from renewable sources and nuclear energy. According to expert estimates, in half of this century, energy sourced from renewable sources, mainly solar and wind, and nuclear energy, will provide 85 to 95% of energy demand. Analysis of the current energy market in the world is presented in the paper. Forecasts of changes in the energy market in the coming years also shows.

Bibliografia

1. Balat M., *Coal in the Global Energy Scene*, "Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy" 2009, 1 (5)
2. Balat M., *Global Trends on Production and Utilization of Natural Gas*, "Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy" 2009, 4 (4)
3. Barnes C., *Energy for Asia: an overview*, "Apollo Investment Management", <http://www.apolloinvestment.com>, (pobrano 1.04.2014 r.)

4. Carlson W.B., *World Oil Production Via Hubbert Linearization of Production and Normalizations of Production*, "Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy" 2012, 7 (2)
5. Drożdżiel A., *Co Żarnowiec zyska dzięki elektrowni jądrowej*, <http://www.money.pl>, (pobrano 1.04.2014 r.)
6. Feng S.J., Ma Y.D., Song Z.L., Ying J., Forecasting the Energy Consumption of China by the Grey Prediction Model. Energy From Biofuels, "Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy" 2012, 7 (4)
7. Global Fleet Growth & Fuel Usage – '00 to '30, <http://www.automotivedigest.com>, (pobrano 1.04.2014 r.)
8. How Much Oil Have We Used? Science Daily, <http://www.sciencedaily.com>, (pobrano 1.04.2015 r.)
9. International Energy Outlook 2011. U.S. Energy Information Administration., Brook B., Climbing mount improbable, <http://www.bravenewclimate.com>, (pobrano 1.04.2015 r.)
10. Jamrozik A., *Lean combustion by a pre-chamber charge stratification in a stationary spark ignited engine*, "Journal of Mechanical Science and Technology" 2015, Vol. 29, Issue 5
11. Jamrozik A., Tutak W., *A study of performance and emissions of SI engine with two-stage combustion system*, "Chemical and Process Engineering" 2011, 32 (4)
12. Jamrozik A., Tutak W., Kociszewski A., Sosnowski M., *Numerical simulation of two-stage combustion in SI engine with prechamber*, "Applied Mathematical Modelling" 2013, 37 (5)
13. Kto załapie się na bezpłatne trucie?, <http://www.money.pl> (pobrano 1.04.2014 r.)
14. Poll Shows World Oil Demand Outpace Supply in 2010, <http://www.investmoneylab.com> (pobrano 1.04.2014 r.)
15. Population of the entire world, yearly, 1950-2100, <http://www.geohive.com> (pobrano 1.04.2015 r.), <http://www.eia.gov/ieo> (pobrano 1.04.2015 r.)
16. Szczęśniak A., *Chińska eksplozja energetyczna*, „Chemia Przemysłowa” 2010, 3
17. The Energy Report, 100% Renewable Energy by 2050. Report WWF International Switzerland, Ecofys Netherlands. OMA Netherlands, <http://www.wwf.org.uk> (pobrano 1.04.2015 r.)
18. Tutak W., Jamrozik A., *The characteristic of spatial flow field in the combustion chamber of the internal combustion test engine*, "Chemical and Process Engineering" 2011, 33 (3)
19. Tutak W., Jamrozik A., *Generator gas as a fuel to power a diesel engine*, "Thermal Science" 2014, Vol. 18, No. 1
20. What's driving up oil prices again? Wall Street, of course., <http://www.mcclatchydc.com>, (pobrano 1.04.2015 r.)
21. World population growth and estimation from 1750 to 2050, <http://www.wrsc.org> (pobrano 1.04.2015 r.)

Katarzyna HAŁASIK

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

WPŁYW PRZEPISÓW I NORM ŚRODOWISKOWYCH OBOWIĄZUJĄCYCH W UNII EUROPEJSKIEJ NA SYTUACJĘ I ROZWÓJ POLSKIEJ ENERGETYKI

1. Wstęp

Polska branża energetyczna, pomimo jej wielkiego znaczenia w gospodarce oraz szerokiemu dostępowi do różnych rodzajów surowców w kraju, jest przestarzała i mało rentowna. Prawie 60% mocy wytwórczych pochodzi sprzed ponad 30 lat,¹⁹ co oznacza, że jednostki te pracują w oparciu o przestarzałe technologie, a także nie były zaprojektowane z zamiarem spełniania coraz to bardziej rygorystycznych norm środowiskowych, narzucanych przed Unię Europejską.

Charakterystyczną cechą polskiej energetyki jest fakt, iż około 90% energii elektrycznej na polskim rynku wytwarzana jest w oparciu o technologie wykorzystujące surowce, jakimi są węgiel kamienny oraz węgiel brunatny. Pozostałe 10% stanowią technologie wykorzystujące gaz oraz odnawialne źródła energii.²⁰ Branżę energetyczną można definiować na kilka sposobów – w szerszym lub węższym ujęciu. W szerszym rozumieniu tego pojęcia należy uwzględnić wszystkie segmenty energetyki, jakimi są: wytwarzanie, przesył, dystrybucja oraz obrót energią. Natomiast w węższym rozumieniu, składa się na nią wytwarzanie energii elektrycznej oraz obrót energią. Ze względu na fakt, iż przepisy oraz normy środowiskowe obowiązujące w Unii Europejskiej, rozpatrywane w niniejszym artykule, w głównej mierze dotyczą samych procesów wytwarzania energii oraz technologii i surowców w nich wykorzystywanych, jak również energetyki zawodowej oraz energetyki przemysłowej, w tym celu polska branża energetyczna została ujęta w rozumieniu wąskim w kontekście zawodowym oraz przemysłowym.

W dzisiejszych czasach globalizacji oraz intensywnego postępu nie ma możliwości osiągnięcia efektywnego rozwoju jakiegokolwiek branży czy sektora, a co za tym idzie wzrostu gospodarczego, bez zastosowania przedsięwziętych oraz innowacyjnych rozwiązań dostępnych z danej dziedziny wiedzy oraz technologii. Polska, stając się członkiem Unii Europejskiej w 2004 roku, jednocześnie zgodziła się do zobowiązań do przyjęcia bardziej ekologicznych sposobów wytwarzania energii w przyszłych latach swojego członkostwa. Obecnie, 11 lat od przystąpienia naszego kraju do wspólnoty, ze względu na unijne regulacje, jak również założenia z zakresu polityki energetycznej zarówno Polski, jak i całej Unii Europejskiej, polska branża energetyczna jest zmuszona do wdrażania „mix'u energetycznego”, czyli rozwiązania polegającego na zmniejszeniu wykorzystywania dominujących źródeł na rzecz innych metod wytwórczych, w celu dywersyfikacji źródeł energii

¹⁹ *Doświadczenia z organizacji przebiegu budowy bloku energetycznego o mocy 460 MW w PKE S.A. Elektrownia Łagisza*, E. Białoń, Materiały szkoleniowe PKE S.A. Elektrownia Łagisza. Łagisza 2009

²⁰ *Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego*, Komisja Wspólnot Europejskich, Europejska Polityka Energetyczna, 2007

pierwotnej oraz stworzenia branży przyjaznej w większym stopniu środowisku naturalnemu.²¹

Celem artykułu będzie zbadanie hipotezy, iż obowiązujące przepisy oraz normy środowiskowe w Unii Europejskiej mają znaczący, o ile nie decydujący wpływ, na kierunek modernizacji i rozwoju polskiej branży energetycznej, jak również zbadanie jak Unia Europejska kształtuje obecne funkcjonowanie branży energetycznej w naszym kraju.

2. Najważniejsze akty prawne Unii Europejskiej z zakresu energetyki oraz ich wpływ na politykę energetyczną Polski pod kątem stawianych wymogów dla polskiej branży energetycznej

Dzisiejsze uwarunkowania polityczne, społeczne jak i gospodarcze, obowiązujące na całym świecie, charakteryzują się intensywną zmiennością oraz współzależnością, a co za tym idzie trudnością w przewidywaniu następujących zmian. To wszystko dzieje się za sprawą postępującej globalizacji, która poprzez szereg procesów prowadzi do coraz to większej integracji rynków na całym świecie, tworząc w konsekwencji jeden, wielki globalny rynek. Co więcej, europejska wspólnota dąży do osiągnięcia jak największej integracji pomimo tego, iż współczesna Unia stanowi zbiór narodów o bardzo zróżnicowanych wielu parametrach. Dlatego też, nieuniknione jest zanikanie sprzecznych interesów i poglądów narodowych na rzecz wypracowanych kompromisów słusznych dla całej wspólnoty.²²

Przez długi czas Unia Europejska skupiała swoje działania na innych aspektach niż branża energetyczna. Rzeczywistość, szczególnie pod postacią dziedzictwa narodowych praktyk energetycznych, w dużej mierze utrudnia realizację wizji zintegrowanego rynku energetycznego państw członkowskich. Kraje starego kontynentu charakteryzują się różnym podejściem, regulacją prawną oraz polityczną do kwestii wytwarzania energii elektrycznej. Każde z nich ma również inne możliwości produkcyjne oraz dostęp do surowców naturalnych. Branża energetyczna bez wątpienia jest branżą bardzo specyficzną, która ingeruje w środowisko naturalne i jest zarazem niezbędna do funkcjonowania gospodarek światowych. Oczywiście jest również, iż bardzo duży wpływ na kształtowanie się rynku energetycznego w danym kraju mają koszty wytworzenia energii, których poziom jest bardzo różny – naturalne jest to, iż państwa w głównej mierze od zawsze opierały swoją politykę energetyczną na surowcach dostępnych na terenie ich kraju. Natomiast z wyborem surowców wykorzystywanych do produkcji energii, nierozzerwalnie wiąże się wybór technologii potrzebnych do wytworzenia energii. Państwa dysponujące wielkim kapitałem mogą pozwolić sobie na wykorzystanie różnorodnych i najnowocześniejszych technologii, które w mniejszym stopniu ingerują w środowisko naturalne oraz są bardziej wydajne, natomiast kraje biedniejsze muszą borykać się z problemami spełniania norm środowiskowych.

Od początku istnienia UE pojawiały się przesłanki do stworzenia jednolitej polityki energetycznej wspólnoty. Władze państw członkowskich zdawały sobie

²¹ *Raport Końcowy z przeprowadzonych badań: Bilans Kompetencji Branży Energetyka*, Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych, Interdyscyplinarne Centrum Badań i Rozwoju Organizacji, Uniwersytet Jagielloński. Kraków 2013

²² A. Dobroczyńska, *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, Urząd Regulacji Energetyki 2003, s. 38

sprawę, iż zużycie oraz ceny energii będą stale wzrastać, a co za tym idzie mogą być hamulcem dla rozwoju oraz wzrostu gospodarczego. Przystąpienie Polski do wspólnoty nastąpiło 2 lata przed opublikowaniem Zielonej Księgi, która dotyczyła stworzenia jednolitej polityki energetycznej w UE, opartej w głównej mierze na zrównoważonym rozwoju energetycznym.²³ Z dzisiejszego punktu widzenia można określić Zieloną Księgę, jako dokument o zbyt ogólnym zarysie, bez konkretnych zaleceń w aspektach takich, jak zużycie energii, czy ochrona środowiska naturalnego. Natomiast jego następstwem stał się tzw. pakiet energetyczny ogłoszony w roku 2007, który stanowił zbiór najważniejszych regulacji wspólnoty z zakresu energetyki, uzupełniony w późniejszym czasie o plan działania oraz pakiety: liberalizacyjny (2007) i klimatyczny (2008).²⁴

Podsumowując działania Unii Europejskiej na rzecz ujednoczenia polityki energetycznej wspólnoty można stwierdzić, iż polityka ta stanowi zmieniający się system regulacji prawnych, systemów regulacyjnych, struktur organizacyjnych, narzędzi ochrony klimatu i środowiska oraz mechanizmów ekonomiczno-finansowych, do których najważniejszych celów należą:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego krótko oraz długookresowego,
- tworzenie wewnętrznego rynku energetycznego,
- zwiększenie konkurencyjności gospodarki UE,
- ochrona środowiska naturalnego i klimatu,
- poprawę efektywności energetycznej.²⁵

Cele te sprawiają, iż polityka energetyczna Unii Europejskiej jest nierozdzielnie związana z jej polityką ekologiczną. Obecnie do najważniejszych uregulowań prawnych branży energetycznej zarówno na poziomie państwowym, jak i europejskim zalicza się:

- Ustawę z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
- Politykę Energetyczną Polski do 2030 roku – przyjętą przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 roku,
- Ustawę z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej,
- Ustawę z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,²⁶
- Dyrektywę 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania,
- Dyrektywę 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 stycznia 2006 r. dotyczącą działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych,
- Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej,

²³ *Aspekty prawne rozwoju polskiej energetyki w świetle celów polityki energetycznej Unii Europejskiej*, M. Miłow, PSE Operator S.A. 2012, s. 105

²⁴ *Uwarunkowania polskiej polityki energetycznej*, J. Malko, „Polityka Energetyczna” 2009, tom 12 zeszyt 2/2, s. 370

²⁵ P. Jeżowski, *Polityka klimatyczna UE a rozwój polskiej energetyki konwencjonalnej*, „Kwartalnik Kolegium Ekonomiczno-Społecznego studia i prace” 2011, nr 2, s. 138

²⁶ Wykaz aktów prawnych, Oficjalna Strona Urzędu Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/pl/prawo/akty-prawne> (pobrano 20.07.2015 r.)

- Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca,
- Trzy wiążące cele do 2020 r. – Redukcja gazów cieplarnianych o 20%, wzrost udziału energii odnawialnej do 20%, oszczędność zużycia energii pierwotnej – 20%,
- Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych.²⁷

Wskazane powyżej akty prawne oraz dyrektywy stanowią jedynie wybraną część wszystkich dokumentów dotyczących polityki energetycznej Polski oraz krajów członkowskich UE.

Analizując dokumenty dotyczące polityki energetycznej, nie ma wątpliwości, iż UE przyszłość rynku energii elektrycznej wiąże z dużym naciskiem na ochronę środowiska oraz klimatu, jak również szeroką kontrolą instalacji wykorzystywanych w energetyce. Coraz większą rolę ma OZE, których cele wskaźnikowe (zróżnicowane dla poszczególnych państw) muszą zostać spełnione oraz normy emisji przemysłowych. W przypadku Polski, mamy obecnie do czynienia z bardzo ważnym momentem dla energetyki, ponieważ wraz z rokiem 2016 w życie wejdą nowe, zaostrzone normy emisji, co oznacza poważne kłopoty dla wielu jednostek wytwórczych (z tytułu dyrektywy 2010/75/UE). W celu zobrazowania nadchodzących zmian, tabela 2.1 przedstawia zmiany w dopuszczalnych emisjach przemysłowych obowiązujące od stycznia 2016 roku dla SO_x , NO_x oraz pyłów dla surowca węgla.

Tabela nr 2.1: Nowe normy poziomów emisji przemysłowych

Moc [MW]	SO_x		NO_x		pyły	
	stara norma	nowa norma	stara norma	nowa norma	stara norma	nowa norma
50-100	2000	400	600	300	100	30
100-300	2000-400	250	600	200	100	25
300-500	2000-400	200	600	200	100	20
>500	400	200	500	400	50	20

Źródło: Porównanie kotła CFB oraz CFB Compact na podstawie Elektrowni Turów oraz Elektrowni Łagisza – analiza możliwości zastosowania kotła fluidalnego na parametry nadkrytyczne, K. Hałasik, praca inżynierska. Kraków 2015, s. 47

Jak przedstawia tabela 2.1, nowe normy są zdecydowanie niższe od obecnie obowiązujących. Wiele jednostek pracujących na terenie Polski z trudnością mieści się w poziomie starych norm, co oznacza, iż bez koniecznych i drogich modernizacji nie mają możliwości sprostania ostrzejszym przepisom. Co warto zauważyć, nowe normy są trzy- cztero- a nawet pięciokrotnie niższe od starych wartości. To pokazuje, jak wielki nacisk UE kładzie na ekologiczne aspekty wytwarzania energii elektrycznej i zmusza państwa członkowskie do modernizacji branży energetycznej poprzez zmianę organizacji pracy, zmienienie technologii lub podjęcie innych przedsięwzięć technicznych. Widać również, iż Unia Europejska

²⁷ Wykaz dyrektyw, Oficjalna Strona Urzędu Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/pl/prawo/prawo-wspolnotowe/dyrektywy?page=0> (pobrano 20.07.2015 r.)

chce chronić środowisko poprzez jak największe ograniczenie przedostawiania się zanieczyszczeń do powietrza, wody oraz gleby. Co więcej, ta sama dyrektywa narzuciła na jednostki wytwórcze obowiązek uzyskania pozwolenia zintegrowanego, co w praktyce oznacza, iż warunki danej instalacji będą określane w oparciu o kryteria najlepszych dostępnych technik (BAT), z uwzględnieniem jej specyfiki oraz warunków środowiskowych i ekonomicznych,²⁸ co również narzuca na właścicieli jednostek wytwórczych modernizację oraz zastosowanie nowoczesnych technologii wytwórczych.

Wpływ polityki energetycznej UE na polską branżę energetyczną ma także swoje odzwierciedlenie w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, gdyż cała jego treść została opracowana głównie na podstawie unijnych wymagań, w tym przede wszystkim pakietu „3x20%”. Jak można dowiedzieć się z jego analizy, do podstawowych kierunków polityki energetycznej naszego kraju należą:

- wzrost efektywności gospodarczej,
- poprawa bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- wprowadzenie energetyki jądrowej (dywersyfikacja struktury wytwarzania energii),
- rozwój OZE,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- zmniejszenie oddziaływania branży na środowisko.²⁹

Warto zauważyć, iż główne cele polskiej polityki energetycznej są odwzorowaniem najważniejszych celów UE z zakresu energetyki. Jednak pomimo powielających się celów Polska stoi przed bardzo trudnym zadaniem, aby je zrealizować. W tym celu niezbędna jest głęboka reforma prawa energetycznego, która ułatwi funkcjonowanie oraz wprowadzenie koniecznych zmian podmiotom z branży. Ingerencja państwa musi być ograniczona, jednak jak już zostało wspomniane, branża energetyczna jest branżą bardzo specyficzną, co powoduje, iż interwencjonizm państwa jest niezbędny, szczególnie w zakresie określania i spełniania najważniejszych celów polityki energetycznej, takich jak zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, czy wypełnienie międzynarodowych zobowiązań państwa.³⁰ Ponadto, bez odpowiednich regulacji ze strony państwa podmioty funkcjonujące na rynku nie mają możliwości do rozwoju oraz wprowadzania modernizacji. Ze względu na swoją istotną rolę cała branża powinna być wspierana przez obowiązujące przepisy prawne, które jednocześnie powinny zmuszać do efektywnego wytwarzania energii elektrycznej. Należy pamiętać, iż branża energetyczna nie jest jedną z wielu branż gospodarki, a jej podstawowym filarem. Dlatego też, wspomniane już bezpieczeństwo energetyczne, które według Ustawy o Prawie energetycznym (1997) oznacza „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska,³¹ powinno być najwyższym priorytetem w działaniach rządu, przy jednoczesnym ustosunkowaniu się do podjętych

²⁸ *Porównanie kotła CFB...* op. cit., K. Hałasik, s. 46

²⁹ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, 2009, s. 4-5

³⁰ *Polityka energetyczna...*, op. cit., s. 6

³¹ K. Poradowska, M. Wójciak, *Perspektywy rozwoju energetyki zeroemisyjnej w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski*, „Zarządzanie i finanse” 2013, nr 4, s. 381

zobowiązań z zakresu spełniania norm i przepisów energetycznych na poziomie międzynarodowym.

Oceniając działania Unii Europejskiej na rzecz ujednoczenia polityki energetycznej wspólnoty można określić, iż mają one przede wszystkim na celu promowanie zrównoważonego rozwoju, który pozwoli korzystać z surowców oraz zasobów naturalnych przyszłym pokoleniom. Tym samym zobowiązuje ona kraje członkowskie do proekologicznego podejścia do wytwarzania energii elektrycznej zarówno konwencjonalnymi metodami oraz poprzez promocję stosowania OZE. Wymogi stawiane przez UE krajom członkowskim są zróżnicowane ze względu na panujące nierówności i różnice w możliwościach modernizacji. Mimo to, Polska niewątpliwie należy do grupy krajów, które są w trudniejszej sytuacji i borykają się z poważnymi problemami, aby spełniać wymogi oraz normy narzucane przez Unię Europejską. Za taki stan rzeczy z pewnością odpowiada obecny stan branży, na którą w dużej mierze składają się przestarzałe jednostki wytwórcze, oparte na przestarzałych technologiach oraz brak środków finansowych na modernizację i rozwój jednostek energetycznych.

3. Charakterystyka polskiej branży energetycznej w kontekście rozwoju oraz modernizacji wymuszonych przez zmiany prawne

Polska branża energetyczna na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat przechodzi proces długoletniej transformacji. Rozpoczął się on wraz z latami 90. XX w., kiedy to po zmianie ustrojowej nastąpiło rozbicie wspólnoty węgla i energetyki. Wówczas zaczęły powstawać nowe, samodzielne przedsiębiorstwa, które działały podobnie jak w innych krajach Europy, tzn. w myśl zasad gospodarki rynkowej.³² Kolejnym istotnym wydarzeniem był moment, kiedy nasz kraj stał się członkiem Unii Europejskiej – od tego momentu funkcjonowanie całego rynku musiało rozpocząć proces dostosowywania się do obowiązujących zasad. W rzeczywistości miało to swoje odzwierciedlenie przede wszystkim poprzez liberalizację polskiego rynku oraz poprzez konieczność ograniczenia emisji zanieczyszczeń. Poprzez liberalizację na rynku energii elektrycznej należy rozumieć zwiększenie konkurencji, zmniejszenie roli państwa, przełamanie monopolu, obniżkę cen energii oraz poprawę efektywności funkcjonowania całego sektora,³³ natomiast przyniosła ona w przypadku Polski następujące skutki: demonopolizację rynku energii, podział na podsektory wytwarzania, uwolnienie rynku, wzrost konkurencji, powstanie rynkowych form obrotu energią.³⁴ Wprowadzane w życie akty prawne dotyczące branży energetycznej przyniosły inne zmiany, przede wszystkim pod postacią możliwości swobodnego wyboru wszystkim odbiorcom (obowiązuje od 2007 r. na mocy zasady *Third Party Access* (TPA)) sprzedawcy energii elektrycznej. To pozwoliło w znacznie większym stopniu otworzyć rynek na konkurencję i dopuścić mniejszych sprzedawców do uczestnictwa w rynku.

Obecnie skutkiem tego wieloletniego procesu, na który składa się również konsolidacja rynku energii elektrycznej, są funkcjonujące cztery główne grupy

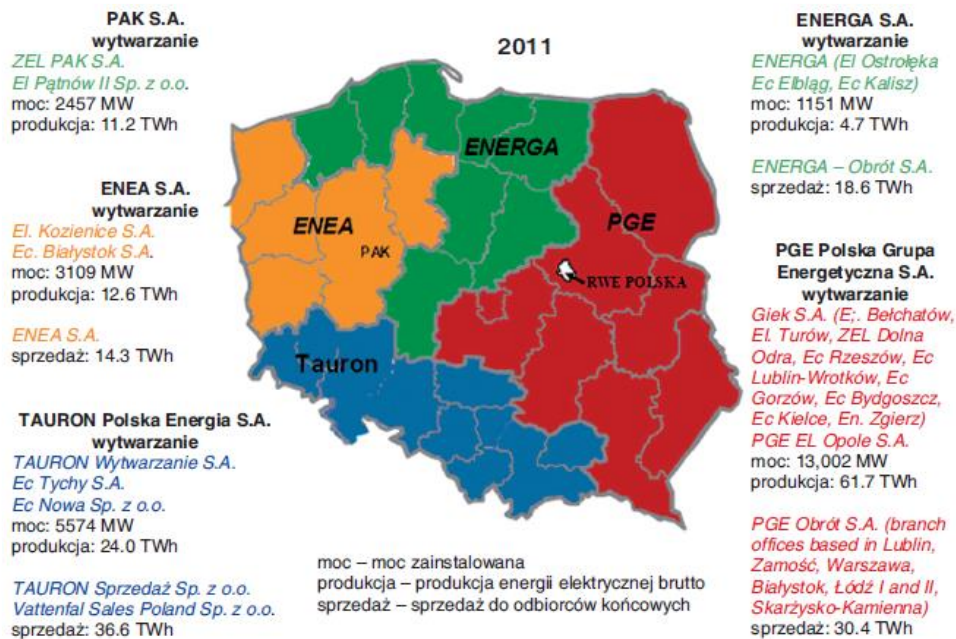
³² S. Tokarski, J. Janikowski, *Wymagania dla wytwórców energii elektrycznej wynikające z akcesji Polski do Unii Europejskiej*, „Energetyka” 2004, nr 11

³³ R. Widerski, *Liberalizacja rynku energii elektrycznej szansą na rozwój usług*, „Polityka Energetyczna” 2013, nr. 1, s. 45

³⁴ R. Widerski, *Liberalizacja rynku...*, op. cit., s. 46

energetyczne (oraz inne mniejsze) w Polsce, które stanowią grupy kapitałowe – Polska Grupa Energetyczna (PGE), Tauron – Polska Energia (Grupa Energetyka Południe), Grupa Energetyczna Centrum Enea oraz Grupa Energetyczna Północ – Energa.³⁵ Rysunek 3.1 przedstawia zasięg terytorialny na terenie naszego kraju największych grup kapitałowych. Podczas jego tworzenia za kryterium przyjęto obszar działania operatorów systemów dystrybucyjnych w grupach. Jak widać, grupa PGE dystrybuje energię w części wschodniej oraz wschodnio-centralnej Polski, grupa Tauron w południowo-zachodniej, natomiast grupa Enea w zachodniej oraz Energa w części północnej i centralnej.

Rysunek nr 3.1: Zasięg największych grup energetycznych w Polsce



Źródło: Sektor Energetyczny..., op. cit., s. 5

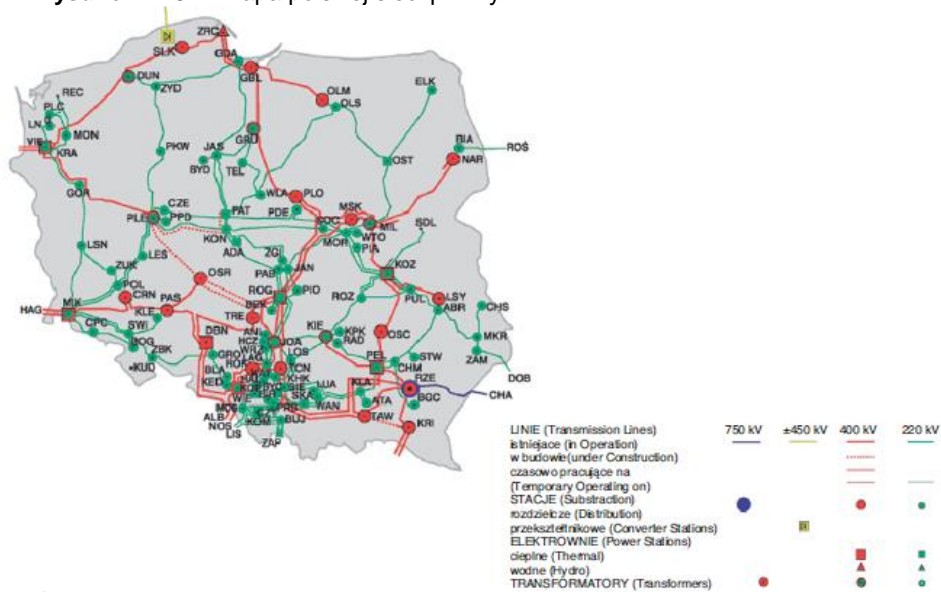
Analizując polski rynek energii elektrycznej należy dokonać tego pod kątem dystrybucji, sieci przesyłowych oraz produkcji. Nawiązując do rysunku 3.1, warto zwrócić uwagę na to, iż pomimo faktu, że rynek energetyczny został otwarty, widać wyraźnie, że jest on podzielony pomiędzy cztery wymienione wyżej grupy. Jeżeli w przypadku produkcji energii odbiorca ma prawo do wyboru producenta, tak w kwestii dystrybucji wybór ten jest uzależniony od położenia geograficznego. Natomiast, jeśli chodzi o sieć przesyłową w naszym kraju, na której opiera się dystrybucja, posiada ona jednego właściciela i nadzorcę, którym jest spółka PSE Operator. Rysunek 3.2 przedstawia mapę sieci przesyłowej w Polsce. Funkcjonujące linie mają długość 13 396 km i jest ich łącznie 242.³⁶ Jak pokazuje poniższy rysunek, infrastruktura energetyczna nie jest rozwinięta. Skoncentrowana

³⁵ Sektor Energetyczny w Polsce, Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A., 2013, s. 3

³⁶ Sektor Energetyczny..., op. cit., s. 4

jest w szczególności w południowej części kraju (w województwie śląskim). Wiąże się to ze specyfiką tego regionu, który nierozdzielnie złączony jest z górnictwem i branżą energetyczną. Kolejną cechą charakterystyczną polskiej sieci przesyłowej są możliwości przepustowe funkcjonujących linii – jak widać mieszczą się one głównie na poziomie 400 [kV] oraz 220 [kV], co w dużym stopniu przyczynia się do małych możliwości przesyłowych (brak najwyższych napięć 750 [kV]).

Rysunek nr 3.2: Mapa polskiej sieci przesyłowej



Źródło: Sektor Energetyczny..., op. cit., s. 4

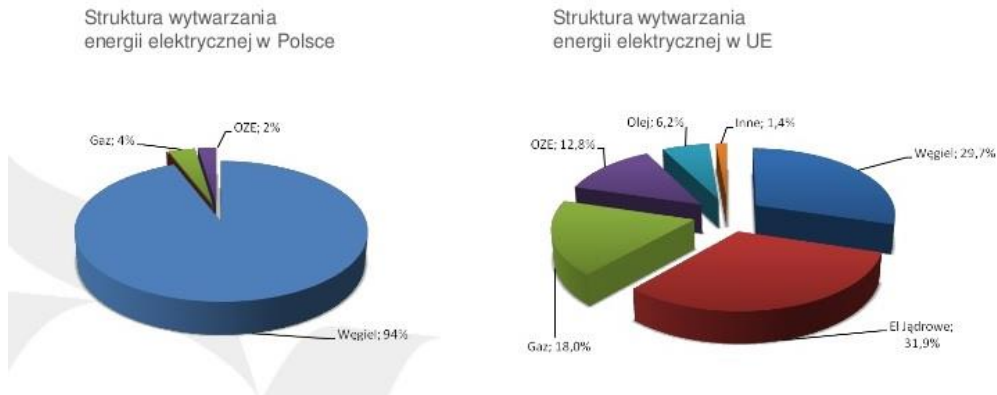
Nowoczesna i dobrze rozwinięta sieć przemysłowa jest decydująca w osiągnięciu celów polityki energetycznej zarówno naszego kraju, jak i całej Unii. Dla prawidłowo funkcjonującego wewnętrznego rynku energetycznego w Europie jest to kwestia niezbędna. Nawet w przypadku dobrze rozwiniętych rynków energetycznych poszczególnych państw, nie ma możliwości aby rynek europejski ten był konkurencyjny bez dobrze rozwiniętych połączeń przesyłowych pomiędzy krajami. Polska posiada bardzo słabo rozwiniętą sieć połączeń międzynarodowych – PSE jest członkiem Europejskiej Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych, w których skład wchodzi 41 operatorów z 34 krajów, natomiast współpracuje zaledwie z ośmioma innymi operatorami systemów przesyłowych: z Niemiec, Austrii, Słowenii, Węgry i Słowacji oraz nawiązało porozumienie o współpracy z operatorami z krajów bałtyckich: Litwy, Łotwy i Estonii.³⁷

Kolejną kwestią niezbędną podczas analizy branży energetycznej jest struktura produkcji. Polska branża energetyczna nie zmieniła się pod jednym względem – zdecydowana większość produkowanej energii pierwotnej opiera się na paliwach kopalnianych (węglu kamiennym oraz brunatnym). Wskazuje na to

³⁷ Wykaz współpracy międzynarodowej, Oficjalna strona PSE S.A., <http://www.pse.pl/index.php?dzid=125&did=691> (pobrano 21.07.2015 r.)

przede wszystkim struktura wytwarzania energii elektrycznej. Dokładne dane na ten temat przedstawia rysunek 3.3., na którym również znajduje się struktura dla całej Unii Europejskiej.

Rysunek nr 3.3: Struktura wytwarzania energii finalnej



Źródło: *Najważniejsze wyzwania dla energetyki konwencjonalnej w Polsce*, A. Kępka, Tauron materiały szkoleniowe. Warszawa 2012

Powyższy rysunek potwierdza przeważający udział węgla (94%) w produkcji energii elektrycznej. Jedynie odpowiednio 4% oraz 2% przypada na gaz oraz odnawialne źródła energii. Natomiast tak tradycyjny sektor ma swoje podstawy u dużych, dostępnych złóż kopalnianych w naszym kraju (są to 9. największe złoża na świecie).³⁸ Pomimo tak przeważającego udziału węgla należy pamiętać, iż od momentu wejścia Polski do Unii Europejskiej udział innych nośników (szczególnie OZE) systematycznie rośnie, jednak przyrost ten jest bardzo powolnym i długookresowym procesem. Porównując strukturę wytwarzania energii Polski do struktury wytwarzania w UE, nie sposób nie dojść do wniosku, iż jest ona w o wiele mniejszym stopniu zróżnicowana. Udział węgla w UE stanowi niespełna 30% na rzecz innych nośników takich jak OZE (12,8%), gaz (18%), czy energia jądrowa (31,9%). Porównanie to pokazuje, w jak dużym stopniu polski rynek energii elektrycznej jest przestarzały i tradycyjny pod względem produkcji. Na całym świecie panuje tendencja, iż węgiel jest najczęściej wykorzystywanym surowcem do wytwarzania energii elektrycznej, jednak należy pamiętać, iż jego stosunek w strukturze w Polsce jest trzykrotnie wyższy.

Z pewnością węgiel pozostanie jeszcze przez wiele lat głównym surowcem do produkcji energii elektrycznej zarówno w naszym kraju, jak i na świecie. Jednak jego udział w wytwarzaniu energii w naszym kraju z roku na rok powinien spadać na rzecz innych technologii wytwórczych. Rysunek 3.4 przedstawia budowane i planowane elektrownie i elektrociepłownie węglowe, gazowe, na biomasę oraz jądrowe.

³⁸ *Sektor Energetyczny...*, op. cit., s. 2

Rysunek nr 3.4: Planowe oraz budowane elektrownie/elektrociepłownie w Polsce



Źródło: <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html> (pobrano 21.07.2015 r.)

Plany są bardzo ambitne, gdyż przewidują budowę kilkudziesięciu nowych bloków, w których zostaną zastosowane nowoczesne technologie pozwalające spełniać normy emisji oraz wywiązać się Polsce z zobowiązań względem założeń polityki energetycznej UE. Jak przedstawia rysunek 3.4, największe inwestycje będą przeprowadzane w zakresie elektrowni opartych na gazie (19 obiektów), następnie na węglu (12), a następnie na biomasie (około 5 obiektów). Elektrownie jądrowe to odległe plany z powodu braku regulacji prawnych oraz wysokich kosztów, ale jak widać jedynie dwie lokalizacje są brane pod uwagę. Wyraźnie pokazuje to, iż polska energetyka idzie głównie w stronę technologii opartych na gazie, jednak jednocześnie dalej inwestując w swój podstawowy surowiec, jakim jest właśnie węgiel. Powodem tego jest fakt, iż jedną z głównych zalet technologii gazowej jest ograniczenie szkodliwych emisji związków chemicznych (głównie tlenków siarki, tlenku azotu i dwutlenku węgla), większa przyjazność środowisku oraz stosunkowo niskie koszty budowy.

Powyższy rysunek jednak nie uwzględnia bardzo istotnej kwestii, jaką są OZE (poza biomasą oraz jedną elektrownią wodną). Temat ten jest również ważny w celu

realizacji założonych zmian w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w naszym kraju. Należy pamiętać, że zakłada się, iż do roku 2020 aż 15% energii elektrycznej w Polsce ma pochodzić właśnie z OZE. Powoduje to, iż największe grupy energetyczne w kraju przeznaczają ogromne sumy także na inwestycje związane z OZE. Nie ma wątpliwości, iż temat ten jest silnie promowany oraz narzucany przez Unię Europejską i silnie kształtuje przyszłą strukturę produkcji energii w krajach członkowskich.

4. Rozwój i znaczenie OZE w Polsce w zakresie spełniania zobowiązań względem UE

Odnawialne źródła energii oznaczają wytwarzanie energii elektrycznej poprzez metody zapewniające oszczędność zasobów surowców energetycznych. Do najważniejszych technologii z zakresu OZE obecnie zalicza się energię wiatru, wody, promieniowania słonecznego, energię geotermalną oraz biomasy. Stosowanie oraz rozwinięcie tych technik jest jednym z najważniejszych celów polityki energetycznej UE, czego potwierdzeniem jest przede wszystkim dyrektywa 2009/2/WE oraz pakiet „3x20%”. Z uwagi na fakt, iż metody kwalifikowane jako OZE w dalszym ciągu charakteryzują się bardzo wysokimi kosztami inwestycyjnymi, obciążonymi dużym ryzykiem, a nakłady zwracają się po stosunkowo długim okresie – dlatego wsparcie państwa jest tutaj niezbędne, zarówno na poziomie narodowym, jak i międzynarodowym. Władze UE świadome tej konieczności stworzyły fundusze wspierające rozwój oraz wdrażanie OZE, takie jak programy ramowe, fundusze spójności, fundusze strukturalne czy programy operacyjne.

Wykorzystanie OZE w poszczególnych krajach UE jest bardzo zróżnicowane, przykładowo w Szwecji jest ono na poziomie 40%, natomiast w Polsce niespełna 5%. Jest to z pewnością skutkiem odmiennych polityk energetycznych, możliwości finansowych oraz dostępu do surowców naturalnych. To sprawia, że wdrożenie przyjętej dyrektywy oraz najważniejszych założeń polityki energetycznej UE w całej Unii jest bardzo trudne, szczególnie dla krajów takich, jak Polska. Dlatego też, polski rząd w lutym tego roku przyjął ustawę dotyczącą OZE, która ma przede wszystkim na celu umożliwienie osiągnięcia poziomu 15% udziału OZE w bilansie energetycznym naszego kraju. Ustawa ta została opracowana na podstawie „Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”, jednak zdaniem Polskiej Izby Gospodarczej Energii Odnawialnej, plan ten nie zawierał najistotniejszych elementów takich jak plany działań oraz wykaz środków dla wdrożenia dyrektywy.³⁹ Najważniejszymi zmianami, jakie wprowadza ustawa jest fakt, iż wszystkie inwestycje z zakresu OZE od stycznia 2016 będą podlegały nowym zasadom – aukcyjnym, nie jak do tej pory zielonym certyfikatami. Administracja państwowa, tzw. Ministerstwo Gospodarki, Urząd Regulacji Energetyki oraz Rada Ministrów będą podejmowały decyzje w sprawie przyrostu nowej mocy w OZE oraz ilości energii zakontraktowanej w aukcjach. W praktyce oznacza to, iż przedsiębiorcy działający w zakresie różnych technologii będą musieli ze sobą konkurować. Natomiast wszystkie funkcjonujące już przedsięwzięcia oraz te uruchomione do końca 2015 roku zostaną w systemie zielonych certyfikatów oraz będą mogły korzystać z 15-letniego okresu wsparcia,

³⁹ *Aspekty prawne rozwoju...*, op. cit., s. 111

maksymalnie do 2035 roku. To, jak wiele wątpliwości oraz kwestii spornych znajduje się w nowej ustawie potwierdza fakt, iż zaledwie w 3 miesiące od wejścia jej w życie, Ministerstwo Gospodarki przedstawiło już jej drugą nowelizację. Jednak żadna z nich nie trafiła do parlamentu, natomiast zdążyły spotkać się z krytyką branży OZE. To ukazuje brak doświadczenia oraz wiedzy z zakresu wsparcia oraz wdrażania odnawialnych źródeł energii w naszym kraju. Najbliższy okres będzie kluczowy dla losów ustawy o OZE, a co za tym idzie dla wszystkich przedsiębiorców z tej branży.

Obecne moce zainstalowane w Polsce pochodzące z OZE to niemal 6 000 [MW]. Najbardziej rozpowszechnioną techniką jest ta wykorzystująca siłę wiatru – na koniec III kwartału 2014 roku wszystkie elektrownie wiatrowe w naszym kraju osiągnęły łączną moc ponad 3 727 [MW]. Tabela 4.1 przedstawia dokładne dane na temat ilości oraz mocy zainstalowanych elektrowni wykorzystujących OZE dla końca roku 2014.

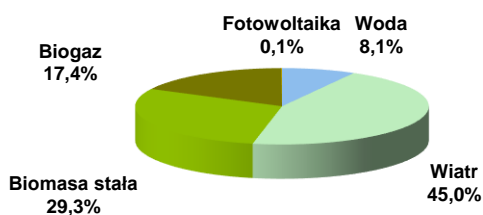
Tabela 4.1: Elektrownie wykorzystujące OZE w Polsce

Typ instalacji	Energia wytwarzana [MW]
El. biogazowe	179,7
El. na biomasę	995,2
El. fotowoltaiczne	40
El. wiatrowe	3727
El. wodne	973,6
Technologia współspalania	Brak danych

Źródło: <http://odnawialnezrodlaenergii.pl/oze-aktualnosci/item/1436-moc-zainstalowan-a-oze-w-polsce-to-juz-blisko-6-gw> (pobrano 21.07.2015 r.)

Powyższa tabela potwierdza zdecydowanie największy udział w OZE elektrowni wiatrowych pod względem mocy. Następnie, największą łączną moc generują elektrownie na biomasę (995,2 [MW]) oraz elektrownie wodne (973,6 [MW]). Zdecydowanie najmniejszy udział przypada fotowoltaice, co wynika, z faktu, iż jest to bardzo kosztowna technologia, której nakłady inwestycyjne zwracają się po długim okresie. Jak podaje Ministerstwo Gospodarki proporcje te docelowo mają się mniej więcej utrzymać do roku 2020. Rysunek 4.1 przedstawia przewidywaną strukturę produkcji energii elektrycznej dla naszego kraju na rok 2020.

Rysunek nr 4.1: Produkcja energii elektrycznej OZE w 2020 r.



Źródło: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, J. Strzelec-Łobodzińska, Ministerstwo Gospodarki 2011

Jak widać, planowana jest kontynuacja największego udziału w OZE (45%) energii pozyskiwanej z siły wiatru oraz pozostawienie najmniejszego udziału fotowoltaiki (0,1%). Wynika to głównie z faktu wielkości kosztów inwestycji. Zaskakująca jest natomiast zmiana w kierunku rozwoju elektrowni wodnych na rzecz biomasy oraz biogazu. Obecnie w Polsce mamy do czynienia z wieloma elektrowniami wodnymi o mniejszej mocy, które łącznie generują zasadniczą część łącznej mocy uzyskiwanej z OZE, jednak Ministerstwo Gospodarki zakłada, iż zostanie wyhamowany rozwój tej techniki na rzecz rozwoju technologii na biomasę oraz gaz. Może to wynikać z faktu, iż biomasa jest bardzo dobrym surowcem – przy zastosowaniu odpowiednich metod jest bardzo efektywna (można osiągnąć wysokie sprawności spalania) oraz jest niezwykle tania, gdyż składa się głównie z odpadów przemysłowych i komunalnych. Największym problemem, który na dany moment ogranicza jej wykorzystanie jest z pewnością innowacyjność metod, które opierają się na biomasie. Jak już zostało wspomniane, nowe, niesprawdzone technologie obciążone są dużym ryzykiem oraz kosztami inwestycyjnymi, co powoduje, że jednostki produkcyjne często wolą inwestować w bezpieczniejsze i sprawdzone metody. Jednak z roku na rok technologia ta będzie coraz bardziej rozwinięta, co według przewidywań Ministerstwa przełoży się na zwiększenie jej powszechności. Natomiast technologia gazowa już została doceniona przez polskie jednostki wytwórcze energii elektrycznej, czego potwierdzeniem jest ilość budowanych nowych oraz planowych bloków opartych na technologii gazowej.

To pokazuje, iż programy promujące OZE powinny przede wszystkim motywować, głównie w formie finansowej, gdyż bez tego rozwój technologii OZE będzie bardzo ograniczony i powolny, na co kraje takie jak Polska nie mogą sobie pozwolić w obliczu zobowiązań podjętych wobec UE. Nie ma wątpliwości, iż polityka energetyczna wspólnoty wymusza fundamentalne zmiany w polskich przepisach oraz podejściu do OZE. Wpływa ona na państwo, aby środki finansowe przeznaczone na rozwój tego sektora były wydawane w sposób efektywny i kierowane na inwestycje, które ze względów ekonomicznych nie są w stanie realizować sami operatorzy OZE⁴⁰ oraz na rozwój technologii o największym potencjale przy stosunkowo małych nakładach finansowych, jak również na te, które są mało popularne ze względu na ryzyko, jakim są obciążone.

5. Wnioski

Bez wątpienia, polityka energetyczna UE wymusza zmianę podejścia do postrzegania polskiej branży energetycznej oraz kierunków jej rozwoju. Analizując akty prawne dotyczące regulacji rynku energii elektrycznej, widać wyraźną tendencję dekarbonizacji gospodarki na rzecz innych technologii. Obraz branży w naszym kraju uformował przede wszystkim szeroki dostęp do surowca, jakim jest węgiel. Jednak zaostrzone normy emisji narzucane przez UE oraz promocja zrównoważonego rozwoju i OZE powoduje, iż polski rynek energii elektrycznej stoi przed wielkim wyzwaniem dostosowania się do narzuconych wymogów. UE kładzie tak zdecydowany nacisk na osiągnięcie wyznaczonych celów, iż widać wyraźnie, że aspekty polityki ekologicznej są dla niej większym priorytetem, niż wspieranie krajowych branż energetycznych państw mniej rozwiniętych.

⁴⁰ *Rozwój odnawialnych źródeł energii*, M. Sobolewski, Biuro Analiz Sejmowych 2010, s. 4

Zobowiązania odnośnie OZE w głównej mierze jedynie utrudniają procesy inwestycyjne oraz rozwój branży, gdyż rząd, chcąc jak najszybciej wprowadzić nowe regulacje prawne, mające teoretycznie na celu ułatwienie tego procesu, doprowadza do stworzenia szeregu wątpliwości interpretacyjnych, wyhamowania nowych inwestycji oraz niepotrzebnej konkurencji pomiędzy jednostkami wytwarzającymi energię elektryczną z OZE. Propozycje dwóch nowelizacji w zaledwie 3 miesiące od wejścia ustawy o OZE w życie pokazuje, jak bardzo zły wpływ na decyzje rządzących ma presja wywołana przez zobowiązania wynikające głównie z pakietu „3x20%”. Kolejną kwestią są narzucane coraz bardziej zaostrzone normy emisji na jednostki wytwórcze, które zmuszają do przeprowadzania dogłębnych modernizacji istniejących już obiektów lub odstawiana od pracy przestarzałych technologicznie obiektów na rzecz inwestycji w nowe. Powoduje to, iż na dzień dzisiejszy kierunek rozwoju branży energetycznej poszedł w stronę bardziej przyjaznej środowisku technologii, jaką jest technologia oparta na gazie.

Stan techniczny jednostek wytwórczych z pewnością wymaga poprawy, jednak stawiane Polsce wymogi niewątpliwie ukazały także kolejny słaby punkt polskiej branży energetycznej, jaką jest przestarzała i mało rozwinięta sieć przesyłowa. Nawet przy prawidłowo funkcjonujących elektrowniach oraz elektrociepłowniach, bez inwestycji w infrastrukturę energetyczną, Polsce grozi w przyszłości niezdolność do wywiązania się z zobowiązań wobec UE oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Obecna oraz przyszła sytuacja polskiej branży energetycznej jest bardzo trudna, dlatego też wsparcie na poziomie narodowym jest niezbędne ze strony państwa zarówno w zakresie prawnym, jak i finansowym. Wymogi stawiane przez UE mają za zadanie zwiększyć świadomość ekologiczną oraz poprawić sytuację całego rynku, jednak dopiero przyszłość pokaże, czy nie były one zbyt rygorystyczne i spowodowały pozytywne skutki w perspektywie długoterminowej.

Streszczenie

W artykule przedstawiono charakterystykę i analizę obecnej sytuacji polskiej branży energetycznej oraz kierunki jej rozwoju, przede wszystkim w kontekście polityki energetycznej UE oraz wymagań stawianych Polsce z tego tytułu. Pokazane zostały także najważniejsze implikacje regulacji prawnych na strukturę produkcji energii elektrycznej w kraju.

Summary

The article presents the characteristics and analysis of the current situation of the Polish energy sector and its trends, particularly in the context of EU energy policy and requirements for Poland in this respect. Shown are also the most important implications of the regulations on the structure of electricity production in the country.

Bibliografia

1. *Aspekty prawne rozwoju polskiej energetyki w świetle celów polityki energetycznej Unii Europejskiej*, M. Miłow, PSE Operator S.A. 2012
2. Dobroczyńska A., *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, Urząd Regulacji Energetyki 2003

3. *Doświadczenia z organizacji przebiegu budowy bloku energetycznego o mocy 460 MW w PKE S.A. Elektrowni Łagisza*, E. Białoń, Materiały szkoleniowe PKE S.A. Elektrownia Łagisza. Łagisza 2009
4. <http://odnawialneźródłaenergii.pl/oze-aktualnoscii/item/1436-moc-zainstalowana-oze-w-polsce-to-juz-blisko-6-gw> (pobrano 21.07.2015 r.)
5. <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html> (pobrano 21.07.2015 r.)
6. Jeżowski P., *Polityka klimatyczna UE a rozwój polskiej energetyki konwencjonalnej*, „Kwartalnik Kolegium Ekonomiczno-Społecznego studia i prace” 2011, nr 2
7. *Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego*, Komisja Wspólnot Europejskich, Europejska Polityka Energetyczna, 2007
8. *Najważniejsze wyzwania dla energetyki konwencjonalnej w Polsce*, A. Kęпка, Tauron materiały szkoleniowe. Warszawa 2012
9. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, J. Strzelec-Łobodzińska, Ministerstwo Gospodarki 2011
10. Poradowska K., Wójciak M., *Perspektywy rozwoju energetyki zeroemisyjnej w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski*, „Zarządzanie i finanse” 2013, nr 4
11. *Porównanie kotła CFB oraz CFB Compact na podstawie Elektrowni Turów oraz Elektrowni Łagisza – analiza możliwości zastosowania kotła fluidalnego na parametry nadkrytyczne*, K. Hałasik, praca inżynierska. Kraków 2015
12. *Raport Końcowy z przeprowadzonych badań: Bilans Kompetencji Branży Energetyka*, Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych, Interdyscyplinarne Centrum Badań i Rozwoju Organizacji. Kraków 2013
13. *Rozwój odnawialnych źródeł energii*, M. Sobolewski, Biuro Analiz Sejmowych 2010
14. *Sektor Energetyczny w Polsce*, Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A., 2013
15. Tokarski S., Janikowski J., *Wymagania dla wytwórców energii elektrycznej wynikające z akcesji Polski do Unii Europejskiej*, „Energetyka” 2004, nr 11
16. *Uwarunkowania polskiej polityki energetycznej*, J. Malko, „Polityka Energetyczna” 2009, tom 12 zeszyt 2/2
17. Widerski R., *Liberalizacja rynku energii elektrycznej szansą na rozwój usług*, „Polityka Energetyczna” 2013, nr 1
18. Wykaz aktów prawnych, Oficjalna Strona Urzędu Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/pl/prawo/akty-prawne> (pobrano 20.07.2015 r.)
19. Wykaz dyrektyw, Oficjalna Strona Urzędu Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/pl/prawo/prawo-wspolnotowe/dyrektywy?page=0> (pobrano 20.07.2015 r.)
20. Wykaz współpracy międzynarodowej, Oficjalna strona PSE S.A., <http://www.pse.pl/index.php?dzid=125&did=691> (pobrano 21.07.2015 r.)

ZASTOSOWANIE METODY ANALITIC HIERARCHY PROCESS DO WYBORU OPTIMALNEGO SPOSOBU ODZYSKU CIEPŁA

Wstęp

Według rozporządzenia w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki, obowiązującego od 2014 roku, odzysk ciepła w większych instalacjach wentylacyjnych jest obowiązkowy.

W instalacjach wentylacji mechanicznej ogólnej nawiewno-wywiewnej lub klimatyzacji komfortowej o wydajności 500 m³/h i więcej należy stosować urządzenia do odzyskiwania ciepła z powietrza wywiewanego o sprawności temperaturowej co najmniej 50%.¹

Narzucenie takiego obowiązku oznacza, że w każdym projekcie wentylacji mechanicznej lub klimatyzacji trzeba będzie podjąć wybór nie pomiędzy tym, czy zastosować urządzenia do odzysku ciepła, czy nie, ale jaki sposób odzysku ciepła zastosować. Do analizy i porównania wybrano ostatecznie 3 rekuperatory:

- rekuperator spiralno-przeciwprądowy, firmy Bartsch, (wariant R1);
- rekuperator płytowo-przeciwprądowy, firmy Komfovent, (wariant R2);
- regeneratory obrotowe, firmy Komfovent, (wariant R3).

Jako metodę porównania zdecydowano się wybrać metodę wielokryterialną AHP (*Analytic Hierarchy Process*). Metody wielokryterialne pozwalają dokonać porównania w szerokiej perspektywie, pod kątem kilku kryteriów, bez konieczności sprowadzania ich do jednej, często niewystarczającej, jednostki (np. wyceny ekonomicznej). Metoda ta polega na budowie drzewa, na którego szczycie znajduje się cel, czyli postawiony problem. Poniżej wymienione są kryteria (także wielostopniowe), z perspektywy których oceniane będą rozwiązania problemu. Na najniższym poziomie znajdują się warianty podlegające porównaniu. Każdy wariant oceniany jest ze względu na każde kryterium połączone z nim bezpośrednio w ramach drzewa. Wybrane kryteria oceny mogą mieć różne wagi dla ostatecznego wyniku. Wagi te nadaje sam analizujący, zgodnie ze swoim przekonaniem. Podczas analizy dokonanej na potrzeby tej pracy przyjmowano takie wagi, jakie prawdopodobnie przyjąłby inwestor przed zakupem danego systemu klimatyzacyjnego. Nadanie wag poszczególnym kryteriom odbywa się poprzez porównanie każdego dwóch kryteriów tego samego stopnia ze sobą i przyznanie im punktów według skali Saaty'ego:

- 1 oba porównywane kryteria są równie ważne,
- 3 kryterium pierwsze jest nieznacznie ważniejsze od drugiego,
- 5 kryterium pierwsze jest wyraźnie ważniejsze od drugiego,
- 7 kryterium pierwsze jest zdecydowanie ważniejsze od drugiego,
- 9 kryterium pierwsze jest bezwzględnie ważniejsze od drugiego.²

¹ Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z 5 lipca 2013 r., zmieniające Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, (Dz.U. 2013 nr 0 poz. 926)

² R.W. Saaty, *The analytic hierarchy process - what it is and how it is used*, „Mathematical Modelling”, 9 (1987), p. 161-176

Możliwe jest także przyznawanie pośrednich (parzystych) punktów skali. Następnie wszystkie przyznane punkty są sumowane, a udział w tej sumie, jaki ma dane kryterium, oznacza jego wagę. Każde kryterium musi posiadać swoją miarę (jednostkę), a także wartość miary, która daje 0 oraz 100% satysfakcji. Dzięki temu możliwe jest sprowadzenie ilości jednostek zebranych przez dany wariant w ramach tego kryterium do stopnia satysfakcji – wartości względnej, bez jednostki. W zależności od tego, jak bliskie ideału jest oceniane rozwiązanie, otrzymuje ono punkty z przedziału 0-1, gdzie 0 oznacza wcale, a 1 to 100% zadowolenia. Analizę porównawczą z wykorzystaniem tej metody przeprowadzono za pomocą programu HIPRE.³

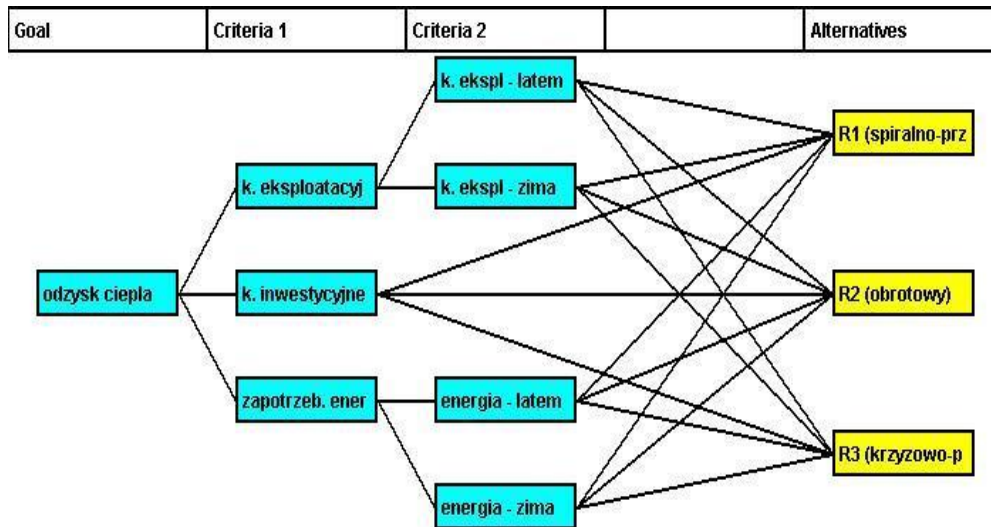
1. Kryteria porównania

W artykule zdecydowano się porównać warianty R1, R2 i R3 pod względem trzech kryteriów: kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych oraz zapotrzebowania na energię pierwotną. O ile wybór pierwszych dwóch kryteriów porównania jest dość intuicyjny, o tyle zapotrzebowanie na energię pierwotną nie jest kryterium oczywistym. Zostało ono wybrane jako sposób oceny wpływu wybranego wariantu na środowisko naturalne. Z punktu widzenia inwestora zużycie energii mierzone jest bowiem poprzez koszty eksploatacyjne zależące bezpośrednio od ilości skonsumowanej energii. Natomiast zużycie energii pierwotnej oznacza ilość energii liczoną nie u odbiorcy (inwestora), ale na początku linii produkcyjnej (np. w elektrociepłowni). Większe zapotrzebowanie jest równoznaczne z większym wykorzystaniem surowców naturalnych i większym zanieczyszczeniem środowiska naturalnego. Kryterium to jest dla inwestora istotne w takim stopniu, w jakim ważna jest dla niego troska o środowisko. Ponieważ obiekt, dla którego sporządzono projekt klimatyzacji, należy do instytucji oświaty, założono, że kwestie ochrony środowiska są przez jego właściciela traktowane z rozwagą. Tym niemniej, większe wagi przyznano kryteriom finansowym.

Zarówno koszty inwestycyjne, jak i eksploatacyjne uznano za nieznacznie ważniejsze od zapotrzebowania na energię. Koszty inwestycyjne i eksploatacyjne uznano za istotne w tym samym stopniu. Wielkości przyznanych wag w programie HIPRE przedstawia rysunek 1. Wyniki analizy przy założeniu, że wszystkie trzy kryteria pierwszego stopnia są dla inwestora tak samo ważne przedstawia analiza wrażliwości. Kryteria kosztów eksploatacyjnych oraz zapotrzebowania na energię pierwotną zostały podzielone na kryteria drugiego stopnia dotyczące warunków letnich i zimowych. Wagi tych kryteriów odzwierciedlają długość okresów letniego i zimowego w rocznym okresie eksploatacji budynku. Zakładając, że miesiące typowo zimowych jest w roku 5, a letnich 2,5, kryterium dotyczące warunków letnich powinno otrzymać wagę jak 2,5 z 7,5. Wagi przyznane w programie HIPRE dla kryteriów drugiego stopnia przedstawiają rysunki 2 i 3. Natomiast rysunek 1 przedstawia całe drzewo stworzone na potrzeby tej analizy.

³ <http://hipre.aalto.fi/>

Rysunek nr 1: Drzewo w programie HIPRE



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek nr 2: Wagi kryteriów pierwszego stopnia

Priorities - odzysk ciepła

Direct | SMART | SWING | SMARTER | **AHP** | Valuefn | Group

How many times more important?

Equal 9 9 Equal

k. eksploatacyjne < > k. inwestycyjne

Next Comparison 1 equally preferred Clear All

1 - 9 scale CM: 0.000

	A	B	C
A k. eksploata	1.0	1.0	3.0
B k. inwestycy	1.0	1.0	3.0
C zapotrzeb. e	0.33	0.33	1.0

k. eksploatac 0.429

k. inwestycyn 0.429

zapotrzeb. en 0.143

OK Cancel

Źródło: Opracowanie własne

Rysunek nr 3: Wagi kryteriów drugiego stopnia

Priorities - k. eksploatacyjne

Direct | SMART | SWING | SMARTER | **AHP** | Valuefn | Group

How many times more important?
 9 2.0 9 More Important

k. ekspl - latem < > k. ekspl - zima

Next Comparison 2 Clear All

	A	B
A k. ekspl - lat	1.0	0.5
B k. ekspl - zi	2.0	1.0

1 - 9 scale CM: 0.000

k. ekspl - late	0.333	<input type="text"/>
k. ekspl - zim	0.667	<input type="text"/>

OK Cancel

Priorities - zapotrzeb. energii pierwotnej

Direct | SMART | SWING | SMARTER | **AHP** | Valuefn | Group

How many times more important?
 9 2.0 9 More Important

energia - latem < > energia - zima

Next Comparison 2 Clear All

	A	B
A energia - lat	1.0	0.5
B energia - zi	2.0	1.0

1 - 9 scale CM: 0.000

energia - late	0.333	<input type="text"/>
energia - zima	0.667	<input type="text"/>

OK Cancel

Źródło: Opracowanie własne

1.1 Zapotrzebowanie na energię pierwotną

Kryterium zapotrzebowania na energię pierwotną zostało zainspirowane przez Rozporządzenie Ministra, które definiuje wskaźnik EP jako: roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną na jednostkę powierzchni pomieszczenia o regulowanej temperaturze powietrza w budynku, lokalu mieszkalnym lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową, wyrażone w kWh/(m² rok).⁴

Wskaźnik ten służy do porównywania budynków między sobą, stąd jego jednostka odnosi się do m² powierzchni budynku, co umożliwia porównywanie obiektów różnej wielkości. W skład wskaźnika EP wchodzi energia zużywana na cele wentylacji, ale także do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Ponadto odnosi się ona do całego roku eksploatacji budynku.

W niniejszej pracy nie ma możliwości zastosowania tego wskaźnika bezpośrednio z powodu szeregu ograniczeń. Zapotrzebowanie na energię liczone jest tylko dla klimatyzowanej części budynku, zapotrzebowanie na energię liczone jest jedynie dla celów wentylacji, zapotrzebowanie liczone jest w odniesieniu do jednej godziny dnia letniego i jednej godziny dnia zimowego, nie zaś dla całego roku (a uśrednienie w dopuszczalnych granicach błędu nie jest możliwe ze względów opisanych poniżej). Wskaźnik ten ma jednak tę zaletę, że pozwala na sprowadzenie różnego rodzaju energii zużywanej (końcowej) do nakładu nieodwracalnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii do budynku. Wskaźnik nakładu energii pierwotnej dla energii elektrycznej z sieci wynosi $w_e = 3.0$, a dla ciepła z kogeneracji (przy wykorzystaniu węgla kamiennego jako paliwa) $w_c = 0.8$. Zapotrzebowanie na energię pierwotną oblicza się jako iloczyn energii końcowej danego rodzaju i odpowiadającego mu wskaźnika w_i . Wskaźnik EP otrzymuje się poprzez podzielenie zapotrzebowania na energię pierwotną przez powierzchnię budynku. Na potrzeby tej pracy stworzono zmodyfikowany wskaźnik EP*, w którym dla każdego wariantu osobno w okresie letnim i zimowym zsumowano iloczyny zapotrzebowania na ciepło oraz energię elektryczną i wskaźników w_i , a następnie podzielono przez powierzchnię klimatyzowanej sali, otrzymując wskaźnik EP* w jednostce [kWh/ h m²].

Tabele 1 i 2 przedstawiają zapotrzebowanie na energię końcową, natomiast tabela 3 zawiera zmodyfikowany wskaźnik EP* dla poszczególnych rozwiązań.

Tabela nr 1: Zapotrzebowanie na energię cieplną

	R1	R2	R3
lato	6.87	5.64	6.87
zima	8.32	3.17	11.89

Źródło: Opracowanie własne

⁴ Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej, (Dz.U. 2008 nr 201 poz. 1240)

Tabela nr 2: Zapotrzebowanie na energię elektryczną kWh

urządzenie	R1	R2	R3
ZIMA			
wentylatory	2.06	2.35	2.61
wymiennik	0.0	0.25	0.0
LATO			
wentylatory	1.53	1.65	1.78
wymiennik	0.0	0.25	0.0
agregat	11.05	10.6	11.05
pompa do obiegu chłodnicy	0.86	0.85	0.88
pompa do obiegu nagrzewnicy	0.0037	0.0014	0.0041

Źródło: Opracowanie własne

Tabela nr 3: Zapotrzebowanie na energię pierwotną EP*

	w _i	ZIMA		
		R1	R2	R3
prąd	3.0	2.06	2.60	2.61
ciepło	0.8	8.32	3.17	11.89
Energia pierwotna kWh/h		12.83	10.32	17.33
EP* kWh/h m ²		6.09	0.07	0.12
	w _i	LATO		
		R1	R2	R3
prąd	3.0	13.44	13.36	13.71
ciepło	0.8	6.87	5.64	6.87
Energia pierwotna kWh/h		45.81	44.57	46.64
EP* kWh/h m ²		0.31	0.30	0.32

Źródło: Opracowanie własne

1.2 Koszty inwestycyjne

Na koszty inwestycyjne składa się koszt zakupu centrali klimatyzacyjnej oraz koszty urządzeń z nią współpracujących, takich jak agregat żiębniczy czy pompy obiegowe. Ponieważ jednak dla wszystkich trzech wariantów dobrano te same urządzenia wspomagające, w porównaniu kosztów inwestycyjnych uwzględniono jedynie ceny central, gdyż to one różnią od siebie zaprojektowane instalacje. Tabela 4. zawiera zestawienie dobranych elementów oraz całkowity koszt zakupu centrali.

Tabela nr 4: Koszty inwestycyjne

system	R1	R1	R3
Wymiennik	Bartosz WS 12/63	Verso R-40	Verso PCF-50
nagrzewnica	HW1483-0660-100-1x11C	HW1483-0660-100-1x11C	HW1483-0660-100-1x11C
Chłodnica	CW-1453-0660-190-1x22C	CW-1453-0660-190-1x22C	CW-1441-0660-190-1x22C
wentylatory	R3G450-AQ24-01	R3G450-AQ24-01	R3G450-AQ24-01
Cena brutto zł	43 139	87 174	115 020

Źródło: Opracowanie własne

1.3 Koszty eksploatacyjne

Ze względu na podjęty w tej pracy sposób prowadzenia obliczeń dotyczących pracy central, kryterium kosztów eksploatacyjnych zdecydowano się podzielić na podkryteria kosztów letnich i zimowych. Obliczenie całorocznych kosztów eksploatacyjnych jest ze względu na swoją pracochłonność właściwie niewykonalne. Zależą one bowiem od ilości energii pobranej przez urządzenia centrali (i z nią współpracujące), która z kolei zależy od wymaganej wydajności tych urządzeń. Ta zaś zależy od parametrów powietrza zewnętrznego. Obliczenie kosztów całorocznych oznaczałoby konieczność powtórzenia całego toku obliczeń dla każdej godziny dnia pracy instalacji z innymi warunkami zewnętrznymi dla każdego dnia roku. Nie można tego zrobić schematycznie, jak np. przy obliczaniu zapotrzebowania na roczną moc grzewczą, gdyż praca pierwszego elementu centrali zależy od dwóch parametrów powietrza zewnętrznego, a nie tylko od jego temperatury, a praca kolejnych elementów zależy łańcuchowo od pracy elementów poprzednich (parametry powietrza na wylocie z jednego urządzenia są jednocześnie parametrami wlotowymi kolejnego). Z tego powodu zdecydowano się na uproszczenie i policzono koszty eksploatacyjne dla jednej reprezentatywnej (tj. takiej, w której występują określone normą⁵ warunki obliczeniowe powietrza zewnętrznego) godziny dnia letniego i jednej zimowego. Na koszty eksploatacyjne składają się koszty zakupionej energii elektrycznej, energii cieplnej oraz wody do nawilżacza. Ponadto w kosztach eksploatacyjnych należałoby uwzględnić koszty serwisowania i ewentualnych napraw, które zależą od kosztów pracy serwisanta, cen części zamiennych i częstotliwości występowania awarii. Niestety informacje dotyczące awaryjności sprzętów są praktycznie niemożliwe do zdobycia. Brakuje też danych, które umożliwiłyby ich oszacowanie. W związku z tym zdecydowano się na uwzględnienie w kosztach eksploatacyjnych jedynie kosztów zakupu mediów, gdyż ich ceny są jasno podane przez dystrybutorów.

1.4 Koszty energii elektrycznej

Jednostkowa cena prądu w Opolu wynosi $E_{el} = 0.55$ zł/kWh. Zużycie prądu przez poszczególne urządzenia w instalacji klimatyzacyjnej przedstawia tabela 1, natomiast tabela 5 przedstawia koszty eksploatacyjne związane ze zużyciem prądu za godzinę pracy instalacji klimatyzacyjnej.

Tabela nr 5: Koszty eksploatacyjne – prąd w zł

Urządzenie	R1	R2	R3
	LATO		
wentylatory	1.13	1.29	1.43
wymiennik	0.0	0.15	0.0
	ZIMA		
wentylatory	0.84	0.91	0.98
wymiennik	0.0	0.14	0.0
agregat	6.08	5.83	6.08
Pompa do obiegu chłodnicy	0.47	0.47	0.49
Pompa do obiegu nagrzewnicy	0.0	0.0	0.0

Źródło: Opracowanie własne

⁵ PN-76/B-03420 *Wentylacja i klimatyzacja. Parametry obliczeniowe powietrza zewnętrznego*

1.5 Koszty wody

Jednostkowa cena wody użytkowej w Opolu wynosi⁶ $W_j = 3.06 \text{ zł/m}^3$. Woda jest wykorzystywana do nawilżania powietrza w nawilżaczu wodnym w okresie zimowym. Koszty zużycia wody w zł na godzinę reprezentatywną warunków zimowych można więc obliczyć jako:

$$Kew = W_j \times V_{naw}$$

$$Kew1 = 3.06 \times 0.028 = 0.09 \text{ zł}$$

$$Kew2 = 3.06 \times 0.006 = 0.02 \text{ zł}$$

$$Kew3 = 3.06 \times 0.028 = 0.09 \text{ zł}$$

1.6 Koszty energii cieplnej

Jednostkowe koszty energii cieplnej zależą od taryfy. Sprzedawcą ciepła w Opolu jest ECO SA. Według jego cennika odbiorcę z indywidualnym węzłem cieplnym, w którym sam opłaca koszty energii elektrycznej, obowiązuje taryfa B-3i-eeOp przedstawiona w tabeli 6. Koszty energii cieplnej w zł/h obliczone według tej taryfy zgodnie z zapotrzebowaniem zawiera tabela 7.

Tabela nr 6: Taryfa B-3i-eeOp ECO SA

Wyszczególnienie		Cena w zł brutto
Zamówiona moc cieplna	zł/MW/rok	94302,97
	zł/MW/miesiąc	7858,58
Cena ciepła zł/GJ		35.39
Cena nośnika ciepła zł/m ³		20.38
Opłata stała za usługi przesyłowe	zł/MW/rok	43019,58
	zł/MW/miesiąc	3584,97
Opłata zmienna za usługi przesyłowe	zł/GJ	18.07

Źródło: http://www.ecosa.pl/images/Taryfa_dla_ciepła_15_2015.PDF

Tabela nr 7: Koszty eksploatacyjne – ciepło w zł

Wyszczególnienie	Zima			Lato		
	R1	R2	R2	R1	R2	R3
Zamówiona moc cieplna	0.09	0.03	0.13	1.8	1.48	1.8
Cena ciepła	1.06	0.4	1.51	0.87	0.72	0.87
Cena nośnika ciepła	7.46	2.84	10.65	6.02	4.94	6.02
Opłaty stałe za usługi przesyłowe	0.04	0.02	0.06	0.82	0.7	0.82
Opłata zmienna za usługi przesyłowe	0.54	0.21	0.77	0.45	0.37	0.45
Suma	9.19	3.5	13.13	9.96	8.17	9.96

Źródło: Opracowanie własne

⁶ <http://www.cena-wody.pl/>

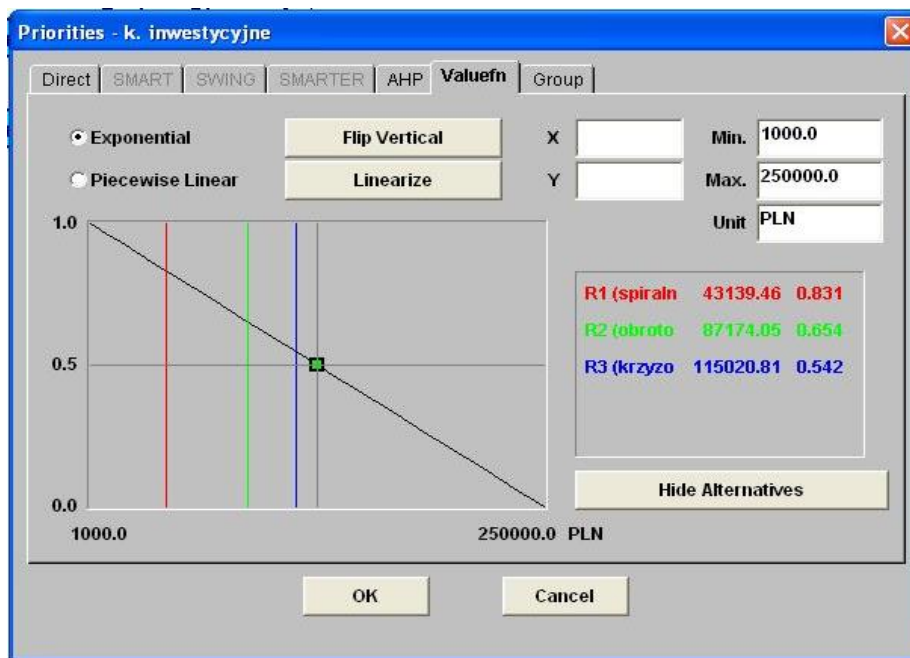
2. Krzywe satysfakcji

Krzywe satysfakcji w analizie AHP umożliwiają uzyskanie całościowego porównania wariantów niezależnie od jednostek poszczególnych kryteriów, pozwalają bowiem na sprowadzenie ocen wariantów (wprowadzonych wartości) do bezwymiarowego stopnia satysfakcji, tj. stopnia spełnienia oczekiwań. Oczekiwania te ustala się dla każdego kryterium osobno.

2.1 Koszty inwestycyjne

Założono, że kwota 1000zł za centralę klimatyzacyjną jest dla inwestora ceną całkowicie zadowalającą. Wraz ze wzrostem kosztów inwestycyjnych satysfakcja liniowo spada (rysunek 4). Założono, że cena 250 000zł będzie dla inwestora całkowicie nie do przyjęcia, dlatego tam umieszczono poziom 0% satysfakcji.

Rysunek nr 4: Krzywa satysfakcji dla kosztów inwestycyjnych

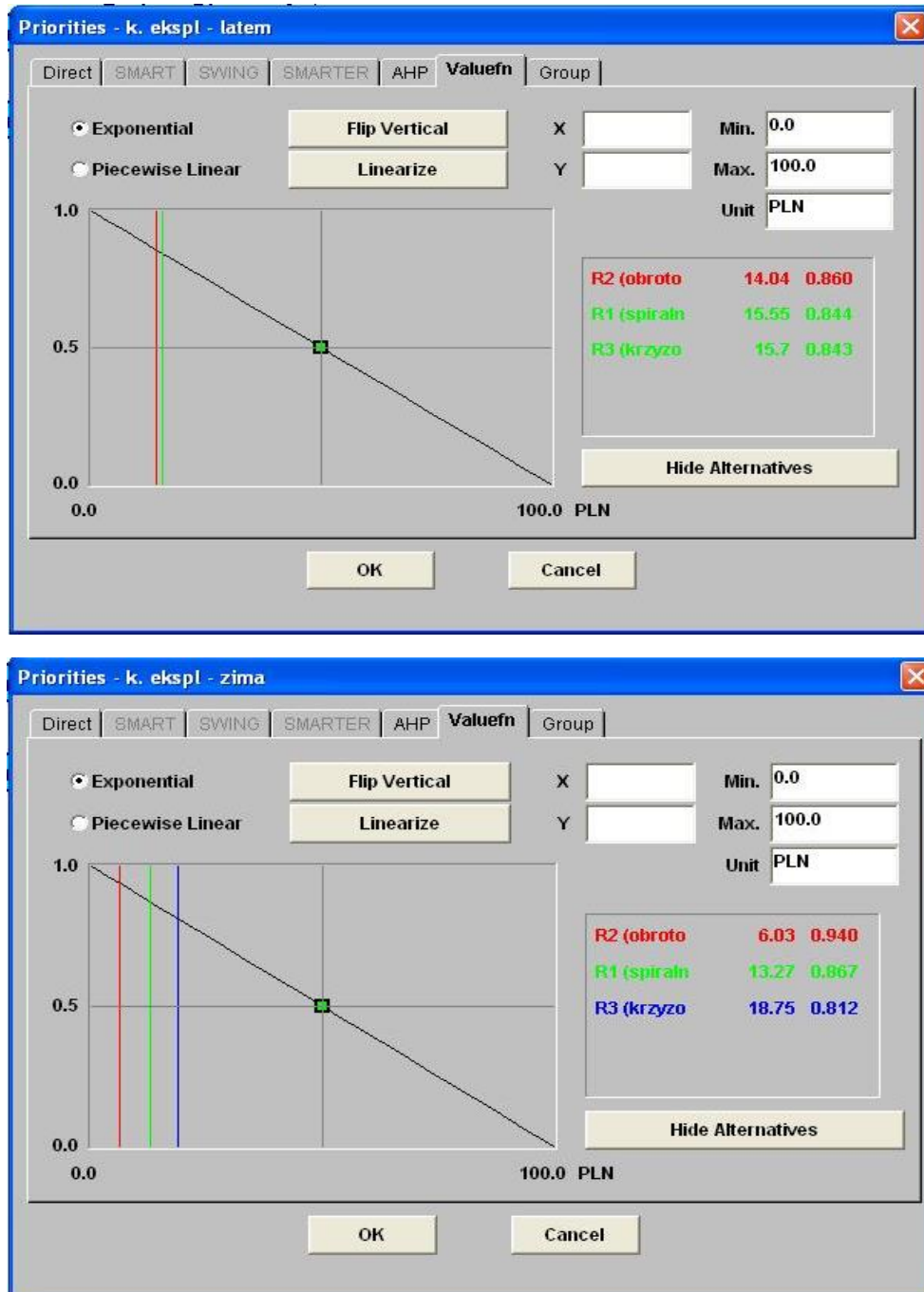


Źródło: Opracowanie własne

2.2 Koszty eksploatacyjne

Zarówno dla warunków letnich, jak i zimowych, zdecydowano, że satysfakcja spada wraz ze wzrostem kosztów eksploatacyjnych. Stan całkowitej satysfakcji jest wtedy, gdy koszty eksploatacyjne wynoszą 0 zł. Natomiast całkowity brak zadowolenia jest wtedy, gdy koszty te przekroczą 100zł (rysunek 5).

Rysunek nr 5: Krzywe satysfakcji dla kosztów eksploatacyjnych latem i zimą

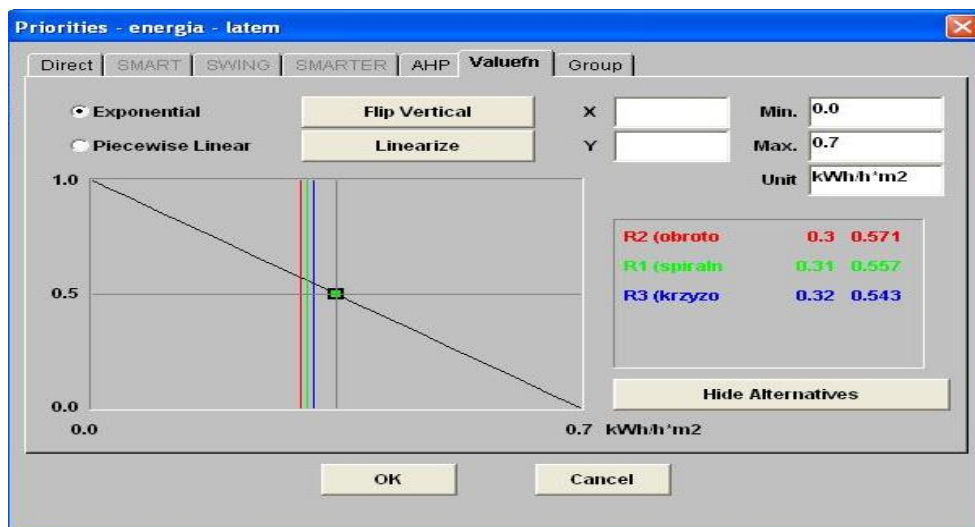


Zródło: Opracowanie własne

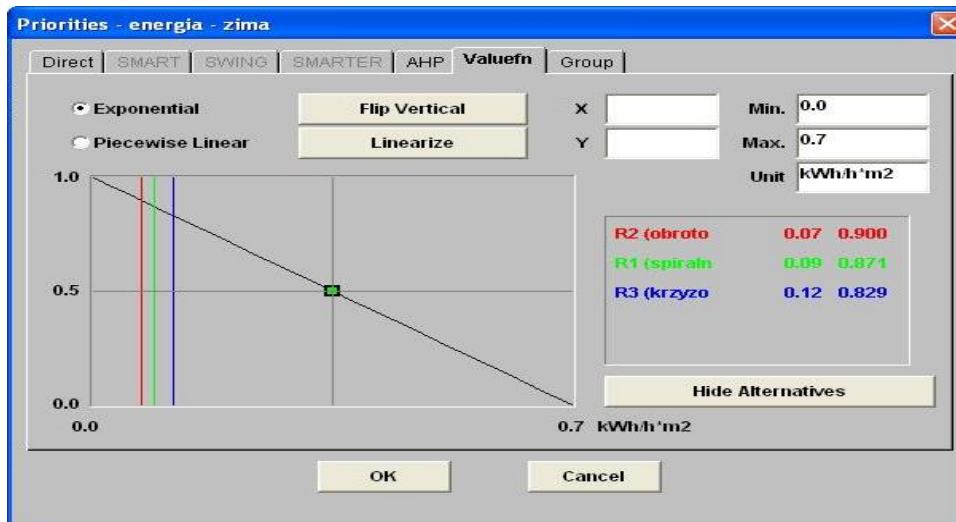
2.3 Energia pierwotna

Im większe zapotrzebowanie na energię pierwotną, tym większy negatywny wpływ na środowisko naturalne. Dlatego zadowolenie także maleje wraz ze wzrostem wskaźnika EP*. Zdecydowano, że stan 100% satysfakcji byłby wtedy, gdyby instalacja klimatyzacyjna nie zużywała energii pierwotnej, a zatem dla wartości 0,0. Górną granicę wyznaczającą 0% satysfakcji, wyznaczono na podstawie Rozporządzenia,⁷ które określa dopuszczalny poziom wskaźnika EP, który należy osiągnąć do 1 stycznia 2017 roku. Obiektem najbardziej podobnym do budynku użyteczności publicznej z wymienionych w Rozporządzeniu jest budynek zamieszkania zbiorowego, dla którego dopuszczalny wskaźnik wynosi EP = 85 kWh/ m² rok. Oznacza to dopuszczalne zużycie 0.23 kWh/m² na dobę. Założono, że jeżeli wskaźnik EP* liczony na godzinę (reprezentatywną, czyli o obliczeniowym największym zapotrzebowaniu na energię) przekroczy trzykrotnie dzienny limit, stopień satysfakcji osiągnie zero. Stąd jako wartość maksymalną wyznaczono na 0.23 x 3 = 0.7.

Rysunek nr 6: Krzywe satysfakcji dla zapotrzebowania na energię pierwotną latem i zimą



⁷ Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z 5 lipca 2013 r., zmieniające Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, (Dz.U.2013 nr 0 poz. 926)

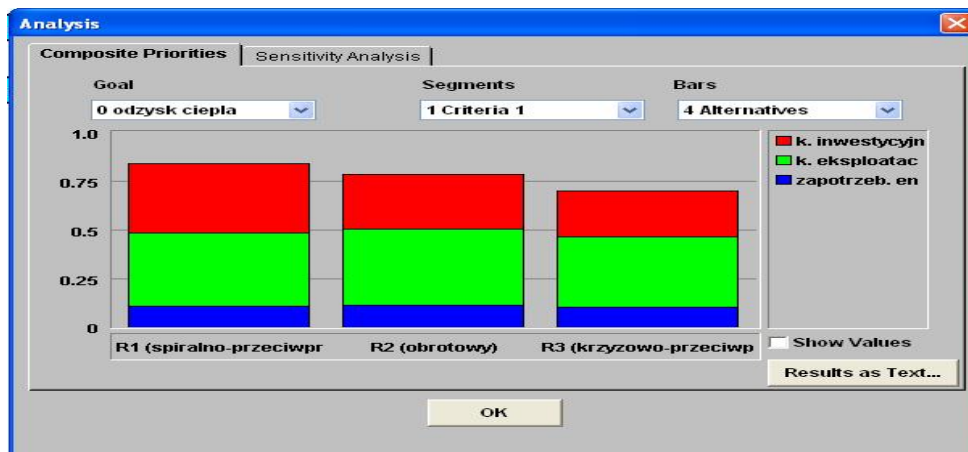


Źródło: Opracowanie własne

3. Wyniki analizy

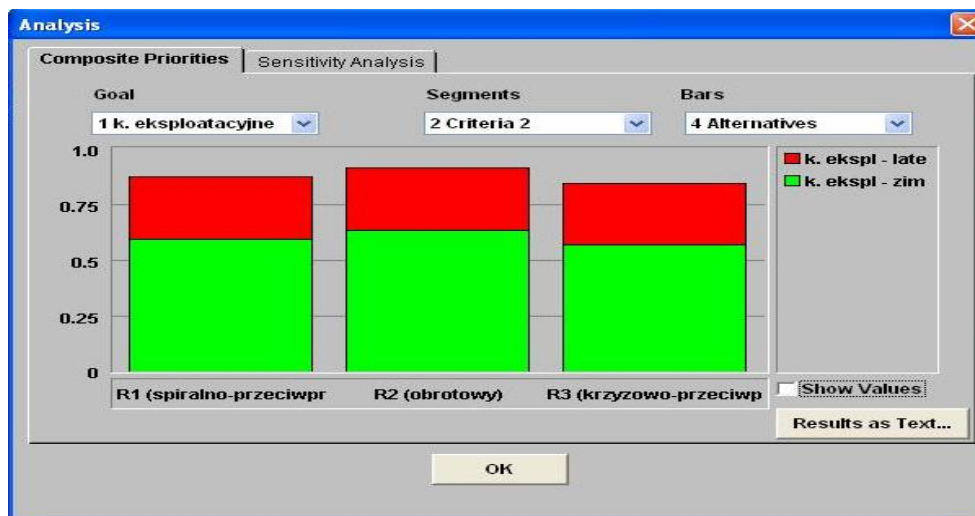
Najlepszym wariantem dającym 84% satysfakcji okazał się wariant ze spiralno przeciwrządowym urządzeniem do odzysku ciepła R1. Na drugim miejscu jest regenerator obrotowy R2 (78,5%), a na ostatnim R3 (69,9% zadowolenia). Największy udział w spełnieniu wymagań miało kryterium kosztów inwestycyjnych (wariant R1 spełnia je w 35,6%, w porównaniu do 28% i 23% w przypadku pozostałych rozwiązań). W pozostałych dwóch kryteriach R1 plasuje się na drugim miejscu, za sposobem odzysku R2. Pod względem kosztów eksploatacyjnych R2 osiąga bowiem 91,5%, zyskując ponad 4% przewagi, głównie dzięki zmniejszonym kosztom zimowym. Tym niemniej przewaga R1 zdobyta dzięki niższemu kosztowi inwestycyjnemu jest decydująca.

Rysunek nr 7: Wyniki analizy pod kątem spełnienia kryteriów pierwszego stopnia



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek nr 8: Wyniki analizy pod kątem spełnienia kryterium kosztów eksploatacyjnych



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek nr 9: Wyniki analizy pod kątem spełnienia kryterium kosztów inwestycyjnych



Źródło: Opracowanie własne

4. Analiza wrażliwości

Metoda AHP pozwala na przeprowadzenie analizy wrażliwości. Polega ona na sprawdzeniu, jak bardzo zmieni się wynik końcowy, gdy zmieni się któraś z danych wejściowych. Pozwala więc ocenić wpływ zmian wag poszczególnych kryteriów lub zmian w poziomie spełnienia kryterium przez dany wariant na wynik końcowy. Im większych zmian danych wejściowych potrzeba do zmiany ogólnego wyniku analizy, tym bardziej stabilny jest system.

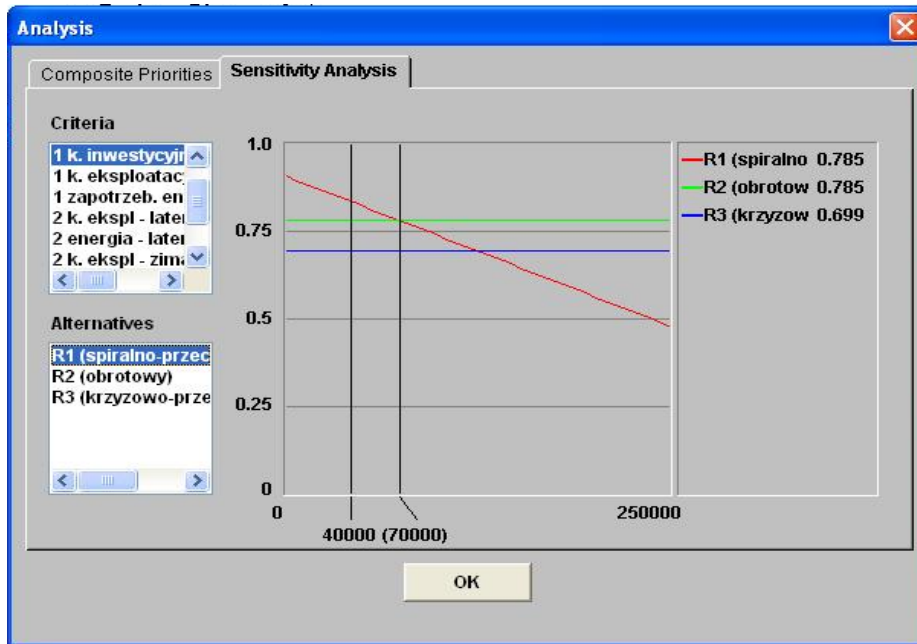
4.1 Zmiany danych wejściowych

Wykorzystany do tej analizy program HIPRE pozwala na dokonanie analizy wrażliwości pod kątem zmiany danych wejściowych na podstawie automatycznie wygenerowanych wykresów. Linie na wykresie odpowiadają przebiegowi stopnia spełnienia kryterium w zależności od wprowadzonych danych. Prosta, która znajduje się dla danej wielkości danych najwyżej, odpowiada wariantowi najlepszemu. Dzięki temu można łatwo określić, dla jakiej wielkości warianty zamienią się miejscami. Np. z rysunku 10 wynika, że wariant pierwszy R1 okazałby się gorszy od R2, gdyby jego cena wzrosła z około 40 000 zł do 70 000 zł. Zmianę wyniku pod względem zapotrzebowania energii można osiągnąć jedynie poprzez wzrost zapotrzebowania dla wariantu R1 od 0,09 do 0,49, co wydaje się bardzo mało prawdopodobne. Zmiany zapotrzebowania na energię pozostałych dwóch wariantów nie prowadzą do zmiany wyniku.

4.2 Zmiany wag kryteriów

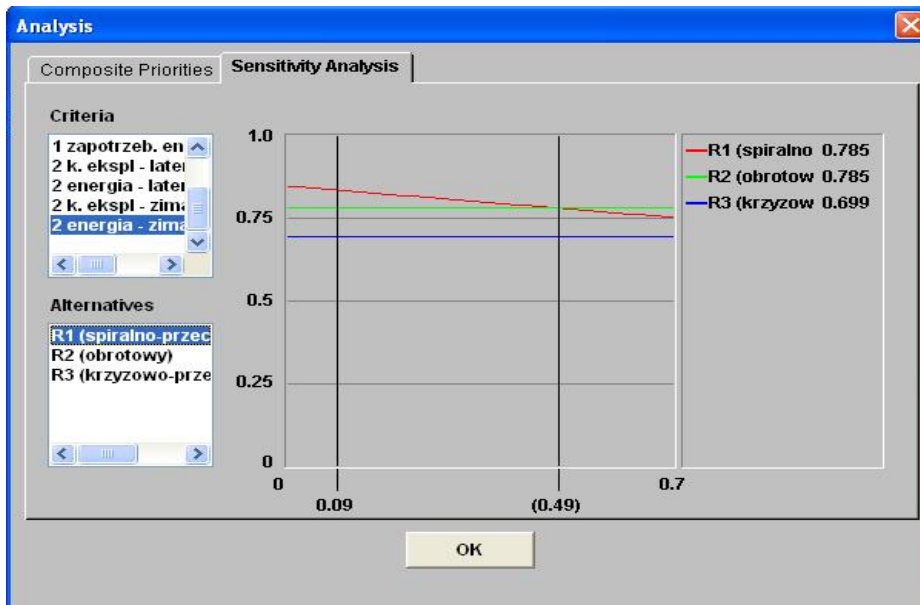
Z analizy wrażliwości wynika, że niezależnie od zmian wag kryteriów drugiego stopnia, wynik analizy nie zmieni się (rysunek 13). Interesujące natomiast zmiany pojawiają się przy manipulowaniu wagami kryteriów pierwszego stopnia. Okazuje się, że rozwiązanie R1 spadnie na drugie miejsce dopiero wtedy, gdy kryterium zapotrzebowania na energię pierwotną przekroczy wagę 0,73 (w porównaniu do 0,14 przyjętej obecnie). Koszty eksploatacyjne musiałyby natomiast zyskać wagę ponad 0,75 lub koszty inwestycyjne spaść poniżej 0,18, aby regeneratory obrotowy okazał się lepszy. W każdej sytuacji rekuperator płytowo-przeciwprądowy spełnia wymagania w stopniu najmniejszym (rysunek 12). Podsumowując, choć całkowita przewaga wariantu R1 nad R2 nie jest duża, wynik ten jest stabilny i nie ulega zmianie nawet przy większych wahaniach wag lub danych wejściowych.

Rysunek nr 10: Wrażliwość w kryterium kosztów inwestycyjnych na zmianę danych



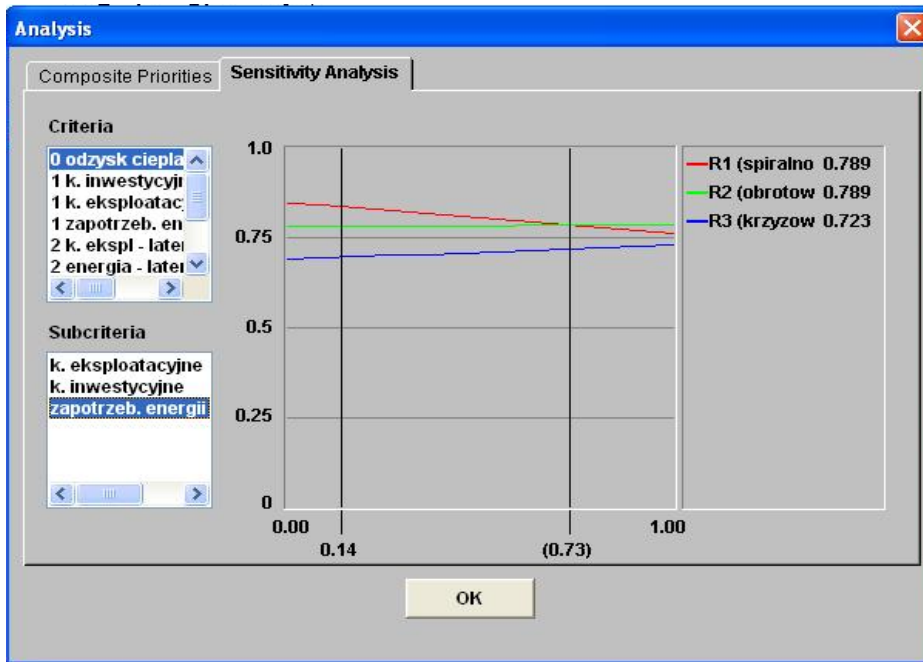
Zródło: Opracowanie własne

Rysunek nr 11: Wrażliwość w kryterium zapotrzebowania na energię na zmianę danych



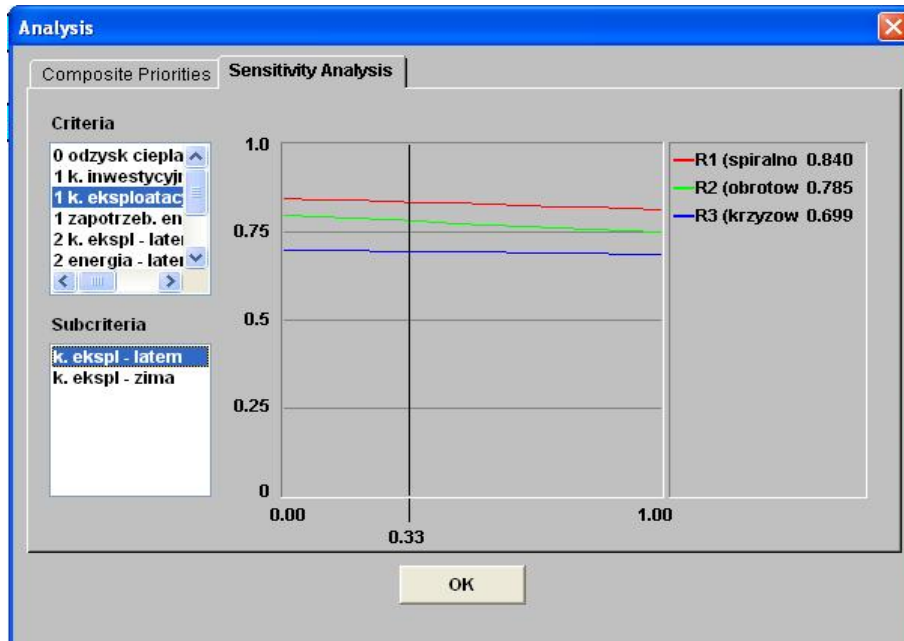
Zródło: Opracowanie własne

Rysunek nr 12: Wrażliwość wyniku na zmianę wag kryteriów pierwszego stopnia



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek nr 13: Wrażliwość wyniku na zmianę wag kryteriów drugiego stopnia



Źródło: Opracowanie własne

Podsumowanie

Po sporządzeniu drzewa i nadaniu wag poszczególnym kryteriom uzyskano wynik, według którego najlepszym (dającym 84% satysfakcji) rozwiązaniem jest wariant pierwszy, tj. z zastosowaniem spiralno-przeciwprądowego wymiennika ciepła. W powyższej analizie koszty eksploatacyjne i koszty inwestycyjne uznano za równie ważne, a zapotrzebowanie na energię pierwotną za nieznacznie mniej ważne od nich, natomiast koszty i zapotrzebowanie energii zimą uznano za znacząco ważniejsze od letnich ze względu na długość trwania tych sezonów.

Drugi w kolejności (78,5%) jest wariant oznaczony jako R2, w którym wykorzystano regeneratory obrotowy, podczas gdy rekuperator płytowo-przeciwprądowy spełnia kryteria w najmniej zadowolającym stopniu (69,9%). Z przeprowadzonej analizy wrażliwości wynika, że wynik ten jest wiarygodny, a wariant z regeneratorem obrotowym można by uznać za najlepszy jedynie przy dużych zmianach założeń, co wiązałoby się z przeprojektowaniem całego systemu. Żadna zmiana założeń nie powodowała natomiast, że najlepszy okazał się wariant R3. Rozwiązanie z rekuperatorem spiralno-przeciwprądowym R1 jest więc dla przyjętych w tym artykule warunków bezspornie najlepsze.

Streszczenie

W artykule porównano pod względem kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych oraz zapotrzebowania na energię trzy sposoby odzysku ciepła w systemie klimatyzacji. Porównaniu podlegają rekuperator spiralno-przeciwprądowy, regeneratory obrotowy oraz rekuperator płytowo-przeciwprądowy. Porównanie zostało wykonane za pomocą analizy wielokryterialnej AHP. Celem porównania jest wskazanie tego sposobu odzysku ciepła, który w największej mierze spełnia wymagania inwestora.

Summary

The article presents the comparison of three different ways of heat recovery in the air conditioning system in terms of investment and operating costs and the demand for energy. Subjects compared were as follows: spiral countercurrent recuperator, rotary regenerator and plate counterflow recuperator. The comparison was conducted with multi-criteria analysis, AHP. The purpose of the comparison was to indicate these method of heat recovery, which to the greatest extent meets the requirements of the investor.

Bibliografia

1. <http://hipre.aalto.fi/>
2. <http://www.cena-wody.pl/> (pobrano 22.08.2015 r.)
3. http://www.ecosa.pl/images/Taryfa_dla_ciepła_15_2015.PDF
4. PN-76/B-03420 *Wentylacja i klimatyzacja. Parametry obliczeniowe powietrza zewnętrznego*

5. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej, (Dz.U. 2008 nr 201 poz. 1240)
6. Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z 5 lipca 2013 r. zmieniające Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, (Dz.U.2013 nr 0 poz. 926)
7. Saaty R.W., *The analytic hierarchy process – what it is and how it is used*, „Mathematical Modelling”, 9 (1987)

Marta OLSZEWSKA-STANIEC

Uniwersytet Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie

REKOMPENSOWANIE KOSZTÓW OSIEROCONYCH POWSTAŁYCH U WYTWÓRCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ – ZARYS PROBLEMATYKI (CZ. 1)

Przedmiotem publikacji jest zarys systemu rekompensowania kosztów osieroconych, powstałych w majątkach wytwórców energii elektrycznej w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. W pierwszej części publikacji zaprezentowano genezę kosztów osieroconych, założenia przyjętego w Polsce programu ich rekompensowania, a także mechanizm rekompensowania kosztów osieroconych. Wskazano przy tym wybrane wątpliwości interpretacyjnych zidentyfikowane na etapie stosowania ustawy regulującej ten program. Opracowanie nie wyczerpuje tematu i powinno być traktowane jako asumpt do pogłębionych analiz oraz dalszych studiów i dyskusji nad przyjętą w Polsce regulacją rekompensowania wytwórcom kosztów osieroconych. W osobnych artykułach, stanowiących część 2. i 3. publikacji, przybliżone zostaną wskazane poniżej, wybrane zagadnienia sporne dotyczące kosztów osieroconych, a także problematyka końcowego rozliczenia kosztów osieroconych i mechanizm rekompensowania tzw. kosztów gazowych.

1. Geneza kosztów osieroconych i ich rekompensaty

W ostatniej dekadzie XX w. infrastruktura elektroenergetyczna w Polsce wymagała znacznych inwestycji. Od wytwórców energii elektrycznej oczekiwano zwiększenia mocy wytwórczych przez budowę nowych jednostek wytwórczych lub modernizację już istniejących, w tym wprowadzenia bardziej ekologicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Miało to służyć zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz ograniczeniu negatywnego wpływu przestarzałych procesów wytwarzania energii elektrycznej na środowisko.¹

Sytuacja finansowa większości wytwórców nie pozwalała na samodzielne przeprowadzenie tak kosztownych inwestycji. Problem ten rozwiązano w taki sposób, że wytwórcy zawarli ze spółką państwową Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Umowy KDT), a przyszłe wierzytelności przysługujące wytwórcom z tytułu zapłaty za energię sprzedawaną pod tymi umowami posłużyły zabezpieczeniu kredytów zaciągniętych na inwestycje w moce wytwórcze. Umowy KDT umożliwiły zatem poczynienie rzeczonych inwestycji, a jednocześnie zapewniły wytwórcom w długiej perspektywie czasu zbyt na wytwarzaną przez nich energię po korzystnej cenie.

Wolumen energii elektrycznej objęty Umowami KDT stanowił dużą część produkcji krajowej brutto. Z tego powodu Umowy KDT budziły coraz większe

¹ Por. uzasadnienie do ustawy z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów sprzedaży mocy u energii elektrycznej (druk sejmowy 1340 z 11 stycznia 2007 r., s. 3)

wątpliwości, w szczególności z punktu widzenia hamowania liberalizacji rynku, ograniczania faktycznej możliwości skorzystania przez podmioty trzecie z uprawnień wynikającego z zasady TPA² oraz występowania subsydiowania między różnego rodzaju działalnościami. Zaczęto więc rozważać wprowadzenie zmian, mających na celu zminimalizowanie negatywnego wpływu tych umów na rynek. Żadne z rozważanych rozwiązań nie zostało jednak przez dłuższy czas wdrożone – aż do momentu uchwalenia i wejścia w życie ustawy przewidującej program rekompensaty kosztów osieroconych.

Po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej Komisja Europejska (Komisja) zweryfikowała dwa programy pomocowe związane z Umowami KDT: program przewidziany *de facto* Umowami KDT oraz projekt ustawy przewidujący program pomocowy dla wytwórców, którzy zdecydują się dobrowolnie przedterminowo rozwiązać te umowy w zamian za określoną rekompensatę. Po niespełna dwóch latach od wszczęcia postępowania wyjaśniającego, we wrześniu 2007 r. Komisja wydała decyzję³ (Decyzja), w której uznała, że od momentu wejścia Polski do Unii Europejskiej Umowy KDT stanowią niedozwoloną pomoc publiczną. Ponadto Komisja stwierdziła w Decyzji, że ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej⁴ (Ustawa KDT), w zakresie uregulowanego w niej programu rekompensaty kosztów osieroconych, stanowi dozwoloną pomoc publiczną zgodnie z tzw. metodologią kosztów osieroconych (dokumentem wskazującym wytyczne, z perspektywy których Komisja dokonała oceny⁵ – Metodologia).

2. Założenia programu rekompensaty kosztów osieroconych uregulowanego w Ustawie KDT

Uregulowany w Ustawie KDT program pomocowy przewiduje przyznanie uprawnień do rekompensat wytwórcom – stronom Umów KDT (Wytwórca, Wytwórcy), którzy dobrowolnie je rozwiążą w terminie określonym przez ustawodawcę. Zgodnie z załącznikiem nr 1 do Ustawy KDT Wytwórców jest trzynastu (1. Elektrownia Opole S.A. – obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Opole, 2. Elektrownia Turów S.A. – obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Turów, 3. Polski Koncern Energetyczny S.A. – obecnie Tauron Wytwarzanie S.A., 4. Elektrownia Koźienice S.A. – obecnie Enea Wytwarzanie S.A., 5. Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. – obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra, 6. Przedsiębiorstwo Elektrownia Pątnów II sp. z o.o., 7. Elektrociepłownia Kraków S.A. – obecnie EDF Polska Oddział nr 1 w Krakowie, 8. Elektrociepłownia Rzeszów S.A. – obecnie

² Z ang. (*Third Party Access*) – zasada dostępu stron trzecich do sieci oznaczająca możliwość korzystania przez klienta z sieci lokalnego dostawcy energii w celu dostarczenia energii elektrycznej kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy.

³ Decyzja Komisji Europejskiej z 25 września 2007 w sprawie POMOCY PAŃSTWA udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej ORAZ POMOCY PAŃSTWA którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (K (2007) 4319)

⁴ Dz. U. Nr 130, poz. 905, ze zmianami

⁵ KOMUNIKAT KOMISJI dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001)D/290869 z 6 sierpnia 2001)

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów, 9. Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. – Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., 10. Elektrociepłownia Lublin-Wrotków sp. z o.o. – obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków, 11. Elektrociepłownia Chorzów ELCHO S.A., 12. Elektrociepłownia Zielona Góra S.A., 13. Elektrociepłownia Gorzów S.A. – obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów). Wszyscy oni przedterminowo rozwiązali wiążące ich Umowy KDT na zasadach przewidzianych w Ustawie KDT, ze skutkiem na dzień 1 kwietnia 2008 r. (por. art. 5 ust. 1 Ustawy KDT).

Ponieważ przedterminowe rozwiązanie Umów KDT mogło spowodować powstanie u Wytwórców kosztów osieroconych, tj. uniemożliwić Wytwórcom odzyskanie całości wydatków poniesionych na inwestycje w moce wytwórcze z przychodów osiągniętych ze sprzedaży energii elektrycznej po rozwiązaniu Umów KDT, program pomocowy uregulowany w Ustawie KDT zakładał zrehabilitowanie Wytwórców tych kosztów w zakresie, w jakim nie zostaną odzyskane ze sprzedaży energii wytworzonej przez Wytwórców na rynku po przedterminowym rozwiązaniu Umów KDT.

Mechanizm rekompensowania kosztów osieroconych został oparty na modelu finansowym, który posłużył ustaleniu dla poszczególnych Wytwórców wartości prognozowanych, wskazanych w załącznikach do Ustawy KDT, takich jak kwota maksymalna kosztów osieroconych każdego Wytwórcy, prognozowana na dany rok kwota kosztów osieroconych Wytwórcy, prognozowany na dany rok wynik finansowy Wytwórcy. Wartości te wpływają na wysokość należnej Wytwórcy za dany rok kwoty rekompensaty kosztów osieroconych.

Program jest jednolity dla Wytwórców. Wysokość rekompensaty należnej danemu Wytwórcy zależy jednak od zindywidualizowanych danych finansowych poszczególnych Wytwórców.

Program ma charakter zaliczkowy – w pierwszej kolejności Wytwórcy wypłacana jest zaliczka na poczet rekompensaty kosztów osieroconych, które powstaną w jego majątku w danym roku. Kwotę zaliczki podlegającą wypłacie wskazuje Wytwórca (na podstawie własnych prognoz), przy czym jej wysokość nie może przekroczyć kwoty ustalonej dla tego Wytwórcy dla danego roku w załączniku nr 4 do Ustawy KDT.

Następnie, gdy znana jest już wysokość kosztów osieroconych, jakie powstały w danym roku w majątku tego Wytwórcy, rozliczeniu podlega wypłacona mu odnośnie tego roku zaliczka. Rozliczenie to ma postać tzw. korekty rocznej kosztów osieroconych i jest dokonywane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE). Prezes URE ustala wysokość korekty rocznej poszczególnych Wytwórców w drodze decyzji administracyjnej wydawanej w terminie do dnia 31 lipca roku następującego bezpośrednio po zakończeniu roku, za który należna była rekompensata. Jeżeli korekta jest dodatnia oznacza to, że pobrana przez Wytwórcę zaliczka była niewystarczająca do pokrycia kosztów osieroconych, jakie powstały w jego majątku w rozliczonym roku. W takim przypadku Wytwórcy wypłacane są dodatkowe środki z programu. Jeżeli korekta jest ujemna oznacza to, że koszty osierocone rzeczywiście powstałe w danym roku w majątku Wytwórcy okazały się niższe niż pobrana przezeń zaliczka. W takim przypadku Wytwórca zobowiązany jest zwrócić do systemu jej odpowiednią część.

Wytwórcy są uprawnieni do otrzymywania rekompensaty kosztów osieroconych w tzw. okresie korygowania, tj. w okresie od dnia 1 kwietnia 2008 r., kiedy doszło do przedterminowego rozwiązania Umów KDT, do dnia, do którego obowiązywałaby Umowa KDT, której dany Wytwórca był stroną, gdyby nie została przedterminowo rozwiązana na zasadach przewidzianych w Ustawie KDT. Po zakończeniu okresu korygowania danego Wytwórcy dokonywane jest finalne rozliczenie kosztów osieroconych, jakie powstały w tym czasie w jego majątku. Rozliczenie to ma postać tzw. korekty końcowej kosztów osieroconych i jest dokonywane przez Prezesa URE. Prezes URE ustala wysokość korekty końcowej kosztów osieroconych Wytwórcy w drodze decyzji administracyjnej wydawanej w terminie do dnia 31 sierpnia roku następującego bezpośrednio po zakończeniu okresu korygowania tego wytwórcy. W zależności od tego, czy korekta końcowa jest dodatnia czy ujemna, Wytwórcy wypłaca się dodatkowe środki, bądź jest on zobowiązany do zwrotu ich określonej części. Problematykę korekty końcowej kosztów osieroconych omówiono w osobnym artykule, stanowiącym część 3. niniejszej publikacji.

Obok rekompensaty kosztów osieroconych przewidziano w Ustawie KDT dodatkowy, niezależny program pomocowy, przeznaczony wyłącznie dla Wytwórców opalanych gazem ziemnym. Program ten przewiduje rekompensatę dla tych spośród Wytwórców opalanych gazem ziemnym, którym, w uproszczeniu, cena rynkowa energii elektrycznej nie pokryła w danym roku kosztów wytworzenia energii z gazu ziemnego. Powodem wprowadzenia programu rekompensaty kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego (w skrócie kosztów gazowych) była różnica w cenie paliwa używanego do wytwarzania energii elektrycznej (gaz ziemny jest paliwem istotnie droższym od węgla). Porządkowo warto nadmienić, że rekompensata kosztów gazowych została dodana do projektu Ustawy KDT na końcowym etapie prac nad jej brzmieniem. Mechanizm rekompensaty kosztów gazowych został omówiony w osobnym artykule, stanowiącym część 3. niniejszej publikacji.

Środki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazowych pochodzą z opłaty przejściowej, której stawki są uwzględniane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w taryfie za usługi przesyłania energii elektrycznej. Opłata przejściowa obciąża *de facto* odbiorców energii, czyli każdego z nas. Jej stawki są co roku kalkulowane i publikowane przez Prezesa URE w terminie do dnia 31 października. Podmiotem zarządzającym środkami pobranymi z tytułu opłaty przejściowej jest spółka celowa Zarządca Rozliczeń S.A. – to ona wypłaca Wytwórcom zaliczki na poczet rekompensat oraz dodatkowe środki w przypadku dodatniej korekt rocznych lub korekty końcowej; to jej Wytwórcy zwracają środki pobrane na poczet rekompensaty w razie ujemnej korekty rocznej lub korekty końcowej.

Przedterminowo rozwiązana Umowa KDT o najdłuższym okresie obowiązywania była Umowa KDT, której stroną było Przedsiębiorstwo Elektrownia Pątnów II sp. z o.o. Umowa ta miała obowiązywać do dnia 30 marca 2027 r. Okres korygowania tego Wytwórcy i końcowe rozliczenie jego kosztów osieroconych wyznacza zatem okres obowiązywania programu pomocowego uregulowanego w Ustawie KDT, zatwierdzonego przez Komisję w Decyzji.

3. Mechanizm rekompensowania kosztów osieroconych

Jak wskazano powyżej, koszty osierocone to ta część wydatków poniesionych przez Wytwórców na budowę nowych mocy wytwórczych, której wytwórcy ci nie odzyskują z przychodów osiąganych ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerwy mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu Umów KDT (art. 2 pkt 12 Ustawy KDT). Wydatki te podlegają rekompensacie na zasadach przewidzianych w Ustawie KDT, która przewiduje następującą procedurę ustalenia ich wysokości i wypłaty.

Każdego roku, do dnia 31 lipca, Prezes URE ustala i ogłasza zaktualizowaną wysokość kosztów osieroconych zaprognozowanych w załączniku nr 3 do Ustawy KDT dla poszczególnych Wytwórców na dany rok.

Do dnia 31 sierpnia Wytwórca zobowiązany jest złożyć Prezesowi URE wniosek o zaliczkę na poczet rekompensaty kosztów osieroconych na kolejny rok kalendarzowy. We wniosku Wytwórca zobowiązany jest wskazać w szczególności wysokość wnioskowanej zaliczki oraz sposób, w jaki Wytwórca będzie chciał ją rozliczyć w ramach korekty rocznej (a mianowicie, czy korekta roczna ma zostać ustalona w sposób określony w art. 30 ust. 1 Ustawy KDT czy w sposób określony w art. 30 ust. 2 Ustawy KDT). Zarówno sposób rozliczenia zaliczki, jak i jej zawnioskowana kwota wiążą Prezesa URE i Zarządcę Rozliczeń S.A., przy czym zgodnie Wytwórca nie może wnioskować o wypłatę zaliczki w wysokości wyższej od kwoty kosztów osieroconych zaprognozowanej dla danego roku dla tego Wytwórcy w załączniku nr 3 do Ustawy KDT, zaktualizowanej przez Prezesa URE zgodnie z powyższym akapitem (art. 24 ust. 6 Ustawy KDT). Natomiast w przypadku, gdy Wytwórca zdecydował się na rozliczenie zaliczki w sposób określony w art. 30 ust. 2 Ustawy KDT, jej wnioskowana kwota nie może przekroczyć 120% kwoty zaprognozowanej w załączniku nr 4 do Ustawy KDT dla tego roku dla tego Wytwórcy.

Prezes URE przekazuje Zarządcy Rozliczeń S.A. informację o kwotach zaliczek, o jakie Wytwórcy zawnioskowali na najbliższy rok, w terminie do 30 września roku poprzedzającego rok, za który zaliczki mają zostać wypłacone. Zaliczka jest wypłacana Wytwórcom przez Zarządcę Rozliczeń S.A. w zawnioskowanej wysokości w czterech równych kwartalnych ratach (wypłata trzech pierwszych rat zaliczki następuje w trakcie roku, odnośnie którego Wytwórca pobiera środki z systemu, natomiast ostatnia rata zaliczki jest wypłacana nie później niż do dnia 5 stycznia roku kolejnego).⁶

Do dnia 31 marca każdego roku kalendarzowego Prezes URE informuje o szczegółowym zakresie i sposobie przekazania danych niezbędnych do obliczenia korekty rocznej. W praktyce wygląda to w ten sposób, że Prezes URE zamieszcza na swojej stronie internetowej dokument, w którym wskazuje informacje i dane, do przekazania których są zobowiązani Wytwórcy i określone podmioty wchodzące z nimi w skład grupy kapitałowej, wraz z tabelami typu *Excel*, służącymi do przekazania tych informacji i danych (Informacja). Niezależnie, Prezes URE doręcza Informację każdemu z Wytwórców wraz z pismem zawiadającym o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego

⁶ Z uwagi na wątpliwości interpretacyjne dot. kalkulacji korekty końcowej, od niedługo czasu Zarządca Rozliczeń S.A. wypłaca ostatnią ratę zaliczki w ostatnich dniach grudnia roku, za który środki te są należne (tj. kilka dni przed ustawowym terminem).

mającego za cel ustalenie dla tego Wytwórcy kwoty korekty rocznej za miniony rok. W piśmie tym Prezes URE wzywa Wytwórcę do przedłożenia żądanych danych w określonym w Informacji zakresie i terminie. Termin przedstawienia przez Wytwórców informacji i danych niezbędnych do ustalenia kwoty korekty rocznej nie jest stały. Początkowo oscylował w granicach końca czerwca, natomiast w kolejnych latach – z uwagi na zbyt krótki czas pozostały Prezesowi URE na wydanie decyzji ustalającej kwotę korekty rocznej – termin ten został przesunięty na maj (np. w tym roku termin upływał 15 maja).

Po przedstawieniu przez Wytwórców danych i informacji Prezes URE przeprowadza postępowanie wyjaśniające. Często praktyką Prezesa URE jest kierowanie do Wytwórców wezwań z żądaniem przedstawienia dodatkowych wyjaśnień. Choć potrzeba pozyskania przez organ dodatkowych informacji była i jest w wielu przypadkach uzasadniona, za problematyczne należy uznać intensyfikowanie wezwań w końcowym stadium postępowania administracyjnego, określanie bardzo krótkiego terminu na udzielenie przez Wytwórcę odpowiedzi wymagającej znacznego nakładu pracy, czy też żądanie przedstawienia dodatkowych informacji, co do których można mieć uzasadnione wątpliwości, czy są faktycznie niezbędne do obliczenia korekty rocznej (tj. czy mieszczą się w zakresie określonym normą art. 28 Ustawy KDT). Takie sytuacje miały miejsce, jednak głównie w pierwszych latach rozliczania kosztów osieroconych. W ostatnim miesiącu przed wydaniem decyzji w przedmiocie korekty rocznej Prezesowi URE zdarzało się skierować do Wytwórcy kilka wezwań z kilkudniowym terminem na odpowiedź. Gdyby Wytwórca liczył ów termin *lege artis* od dnia jego skutecznego doręczenia drogą pocztową (a nie – wychodząc naprzeciw oczekiwaniom regulatora – od dnia doręczenia Wytwórcy skanu wezwania drogą elektroniczną lub jego kopii faksem, pomimo niezawnioskowanie ani niewyrażenia przez Wytwórcę zgody na doręczanie drogą elektroniczną), dodatkowe wyjaśnienia mogłyby wpłynąć do organu po zakończeniu postępowania dowodowego, a nawet po wydaniu decyzji w przedmiocie korekty rocznej. To z kolei skomplikowałoby wydanie decyzji przez Prezesa URE wobec ustawowego terminu na jej wydanie (31 lipca – art. 30 ust. 1 i ust. 2 Ustawy KDT); mogłyby także wpłynąć na uprawnienia Wytwórcy, jako strony postępowania administracyjnego, do zapoznania się ze zgromadzonym w sprawie materiałem dowodowym i zgłoszenia uwag przed wydaniem decyzji.

Na tle materiału dowodowego, zgromadzonego przez Prezesa URE w postępowaniu administracyjnym dotyczącym ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych, zarysowało się także inne problematyczne zagadnienie. Rozliczając zaliczki wypłacone Wytwórcom odnośnie 2009 r. regulator włączył część dokumentów włączonych do akt postępowania, powołując się m.in. na tajemnicę statystyczną. Parę dni później Prezes URE wydał decyzję w przedmiocie korekty rocznej kosztów osieroconych, którą oparł między innymi na danych i informacjach wynikających z utajnionych dokumentów. Sytuacja ta była niezręczna proceduralnie oraz budziła wątpliwości materialnoprawne. Wytwórcom przysługiwało uprawnienie do zaskarżenia do sądu postanowienia w przedmiocie utajnienia części dokumentów. Termin na wniesienie zażalenia wynosił tydzień, przy czym Wytwórcy nie wiedzieli natenczas, czy i jeżeli tak to w jakim zakresie utajnione dokumenty wpłyną na ustalenie kwoty ich korekty rocznej. Niezaskarżenie postanowienia co najmniej z ostrożności procesowej rodziło z kolei

ryzyko kwestionowania skuteczności powoływania się przez Wytwórcę na fakt utajnienia i jego przełożenie na wysokość korekty rocznej w ewentualnym odwołaniu od decyzji ustalającej jej wysokość. Niezależnie, w wybranych przypadkach, Prezes URE stwierdził w oparciu o utajnione dokumenty naruszenie, o którym mowa w art. 37 ust. 1 pkt 3 Ustawy KDT (odchylenie ceny Wytwórcy od średniej ceny wyznaczonej dla grupy przedsiębiorstw podobnych). Z oczywistych względów uniemożliwiło to lub znacząco utrudniło Wytwórcom merytoryczne zakwestionowanie ustaleń Prezesa URE. Co więcej, w świetle art. 10 ustawy o statystyce publicznej⁷ za co najmniej wątpliwą należy ocenić zasadność powołania się przez organ na tajemnicę statystyczną jako podstawę utajnienia.

Ponieważ postępowanie w przedmiocie ustalenia kwoty korekty rocznej kosztów osieroconych toczy się według przepisów kodeksu postępowania administracyjnego,⁸ Prezes URE jest zobowiązany umożliwić Wytwórcy jako stronie tego postępowania zapoznanie się ze zgromadzonym w sprawie materiałem dowodowym przed wydaniem decyzji. Regulator wypełnia ten obowiązek, choć w pierwszych latach rozliczania kosztów osieroconych skorzystanie przez Wytwórców z przysługującego im uprawnienia było nader utrudnione z uwagi na późny termin poinformowania ich o zakończeniu postępowania dowodowego (w skrajnych przypadkach Wytwórcy dowiedzieli się o zakończeniu postępowania dowodowego i możliwości zapoznania się ze zgromadzonym w sprawie materiałem dowodowym i zgłoszenia ewentualnych uwag na dwa dni przed ustawowym terminem wydania decyzji, co uwzględniając konieczność dojazdu do siedziby Prezesa URE przedstawiciele Wytwórców z różnych części Polski naruszało ich prawa).

Termin na ustalenie kwoty korekty rocznej został sprecyzowany w Ustawie KDT – zgodnie z art. 30 ust. 1 i ust. 2 Ustawy KDT Prezes URE jest zobowiązany wydać decyzję w tym przedmiocie do dnia 31 lipca roku następującego po zakończeniu roku, którego korekta roczna dotyczy (tj. koszty osierocone powstałe w majątku Wytwórcy w roku 2014 są rozliczane w terminie do dnia 31 lipca 2015 roku). Termin ten jest zrozumiały – po zakończeniu roku kalendarzowego wiadomo jakiej wysokości koszty osierocone powstały w jego trakcie w majątku Wytwórcy, znany jest bowiem wynik finansowy Wytwórcy za miniony rok oraz wysokość zobowiązań kredytowych spłaconych w tym roku w związku z kredytami zaciągniętymi na inwestycje w moce wytwórcze.

Wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych ustalana jest w oparciu o algorytm wskazany w art. 30 ust. 1, bądź 30 ust. 2 Ustawy KDT (jak wskazano wyżej, wraz z wnioskiem o zaliczkę Wytwórcy składa oświadczenie o wyborze metody rozliczenia tej zaliczki, a Prezes URE jest związany wyborem Wytwórcy).

W minionych latach stosowania Ustawy KDT Wytwórcy wybrali w znakomitej większości przypadków rozliczenie zaliczki wypłaconej im na poczet kosztów osieroconych w trybie art. 30 ust. 1. Zgodnie z tym przepisem kwota korekty rocznej ustalana jest w następujący sposób:

⁷ Ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (tekst jednolity: Dz.U. z 2012 r., poz. 591, ze zm.)

⁸ Ustawa z 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (tekst jednolity: Dz.U. z 2013 r., poz. 267, ze zm.)

$$\Delta K_{O(i-1)} = \left(K_{OZ3(i-1)} - \frac{\Delta W_{dk(i-1)}}{(1+r_1)^{i-2006}} \right) \prod_{j=2007}^{i-1} (1+s_j) - K_{OZW(i-1)}$$

Z powyższego algorytmu wynika, że korekta roczna kosztów osieroconych ($\Delta K_{O(i-1)}$) jest ustalana przez Prezesa URE metodą w nim określoną poprzez, w uproszczeniu, odjęcie (i) zdyskontowanej⁹ różnicy pomiędzy wynikiem finansowym zaprognozowanym w załączniku nr 5 do Ustawy KDT dla danego Wytwórcy dla danego roku kalendarzowego a rzeczywistym wynikiem finansowym osiągniętym przez tego Wytwórcę w danym roku kalendarzowym ($\Delta W_{dk(i-1)}$), wyliczanym zgodnie z art. 27 ust. 4 Ustawy KDT¹⁰ od (ii) kwoty kosztów osieroconych zaprognozowanej w załączniku nr 3 do Ustawy KDT dla danego Wytwórcy dla danego roku kalendarzowego ($K_{OZ3(i-1)}$). Tak ustalona wartość, po odpowiednim zaktualizowaniu,¹¹ wskazuje jakie koszty osierocone powstałe w majątku Wytwórcy w danym roku podlegają zrekompensowaniu w ramach programu pomocowego przewidzianego w Ustawie KDT. Ponieważ Wytwórca otrzymał zaliczkę na ich poczet, Prezes URE sprawdza czy kwota otrzymana w ramach zaliczki była wystarczająca. Weryfikuje to odejmując kwotę pobranej zaliczki ($K_{OZW(i-1)}$) od wartości ustalonej w sposób przywołany powyżej (tj. w uproszczeniu: $K_{OZ3(i-1)} - \Delta W_{dk(i-1)}$). W ten sposób zostaje określona kwota korekty rocznej kosztów osieroconych zgodnie z art. 30 ust. 1 Ustawy KDT.

W przypadku, gdy Wytwórca zdecyduje się na rozliczenie pobranej zaliczki metodą określoną algorytmem z art. 30 ust. 2 Ustawy KDT (tzw. metodą płynnościową), poza rzeczywiście zrealizowanym w danym roku wynikiem finansowym Wytwórcy, istotny wpływ na wysokość korekty rocznej ma kwota spłaconego w rozliczonym roku zadłużenia Wytwórcy, wynikającego z kredytów i pożyczek zaciągniętych na inwestycje w moce wytwórcze. Art. 30 ust. 2 Ustawy KDT nakazuje ustalić kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych w następujący sposób:

$$\Delta K_{O(i-1)} = W_s (R_{k(i-1)} + O_{k(i-1)}) - W_{dk(i-1)} - K_{OZW(i-1)}$$

Z powyższego algorytmu wynika, że korekta roczna kosztów osieroconych ($\Delta K_{O(i-1)}$) jest ustalana przez Prezesa URE metodą w nim określoną poprzez, w uproszczeniu, odjęcie (i) wyniku finansowego na działalności operacyjnej Wytwórcy w danym roku ($W_{dk(i-1)}$) od (ii) sumy rat spłaty zadłużenia spłaconego w danym roku w związku z inwestycją poczynioną przez Wytwórcę w moce wytwórcze ($R_{k(i-1)}$) oraz kwot odsetek zapłaconych w danym roku przez Wytwórcę odnośnie ww. zadłużenia ($O_{k(i-1)}$), a następnie pomniejszenie tak otrzymanej

⁹ $\Delta W_{dk(i-1)}$ podlega dyskontowaniu czynnikiem dyskontowym $(1+r_1)^{i-2006}$, gdzie „ r_1 ” oznacza stopę dyskonta, określoną w załączniku nr 6 do Ustawy KDT, a „ i ” oznacza rok, w którym jest obliczana korekta roczna kosztów osieroconych.

¹⁰ Zgodnie z tym przepisem wynik finansowy ustala się, w uproszczeniu, poprzez odjęcie od przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerwy mocy i usług systemowych (D_i) kosztów działalności operacyjnej związanej z tą sprzedażą (K_i).

¹¹ Wartość ta aktualizowana jest skumulowaną stopą aktualizacji, w której „ i ” oznacza rok, w którym jest obliczana korekta roczna kosztów osieroconych, „ j ” oznacza kolejne lata między rokiem 2007 a rokiem poprzedzającym dany rok kalendarzowy „ i ”, natomiast „ s_j ” oznacza stopę aktualizacji, o której mowa w art. 18 ust. 2 Ustawy KDT.

wartości kosztów osieroconych powstałych w majątku Wytwórcy w rozliczanym roku, podlegającej rekompensacie w ramach programu pomocowego uregulowanego w Ustawie KDT, (iii) o kwotę wypłaconej mu za dany rok zaliczki na poczet kosztów osieroconych ($K_{OZW(i-1)}$). W razie, gdy przy wnioskowaniu o zaliczkę Wytwórca zadeklarował spłatę większej części zadłużenia, aniżeli wynikająca z pierwotnego harmonogramu, suma rat spłaty zadłużenia ($R_{k(i-1)}$) oraz kwot odsetek ($O_{k(i-1)}$) jest przemnażana przez współczynnik W_s równy 1,2.

Niezależnie od wyboru metody, rozliczenia pobranej zaliczki (art. 30 ust. 1 czy art. 30 ust. 2 Ustawy KDT), dalszy mechanizm procedowania jest w obu przypadkach taki sam.

Dodatnia kwota korekty rocznej ($\Delta K_{O(i-1)}$) oznacza, że koszty osierocone danego Wytwórcy były w rozliczanym roku wyższe od kwoty zaliczki pobranej na ich poczet. Ponieważ pobrana zaliczka okazała się niewystarczająca, Wytwórca wypłacana jest kwota korekty rocznej wynikająca z decyzji Prezesa URE. Wpłaty dokonuje Zarządca Rozliczeń S.A. ze środków zgromadzonych na rachunku opłaty przejściowej. Ustawowy termin na wypłacenie Wytwórcy kwoty korekty rocznej to dzień 30 września roku, w którym ustalono kwotę korekty rocznej.

W przypadku, gdy kwota korekty rocznej ($\Delta K_{O(i-1)}$) jest ujemna, Wytwórca zwraca ją Zarządcy Rozliczeń S.A. Ujemna kwota korekty rocznej oznacza bowiem, że kwota zaliczki pobrana przez Wytwórcę na poczet kosztów osieroconych na dany rok była wyższa niż ich rzeczywista wysokość. Termin na zwrócenie przez Wytwórcę kwoty wynikającej z ujemnej korekty rocznej jest taki sam, jak w przypadku dodatniej korekty rocznej.

Obliczona w opisany wyżej sposób kwota korekty rocznej kosztów osieroconych może ulec zmianie w następujących trzech przypadkach: (i) gdy Wytwórca wchodzi w skład grupy kapitałowej (art. 32 Ustawy KDT), (ii) gdy Wytwórca pobrał zaliczką w kwocie znacząco wyższej od należnych mu za dany rok kosztów osieroconych (art. 35 Ustawy KDT) lub (iii) gdy czynniki wpływające na wynik finansowy Wytwórcy (tj. wielkość sprzedaży, cena sprzedaży lub koszty wytwarzania) przekroczyły określone w Ustawie KDT wielkości graniczne (art. 37 tej ustawy). W trakcie postępowania administracyjnego Prezes URE weryfikuje kolejno czy są spełnione przesłanki określone w tych przepisach.

Z regulacji art. 32 Ustawy KDT wynika, że w razie, gdy Wytwórca wchodzi w skład jednej grupy kapitałowej z innym wytwórcą, niebędącym beneficjentem programu pomocowego uregulowanego w tej ustawie, którego jednostki wytwórcze zostały wskazane w załączniku nr 7 do Ustawy KDT (Podmiot), dane finansowe Podmiotu brane są pod uwagę w kalkulacji kosztów osieroconych Wytwórcy. Zgodnie z ust. 2 tego artykułu, co najmniej część wyniku finansowego Podmiotu¹² pomniejsza kwotę korekty rocznej Wytwórcy. Jeżeli Prezes URE stwierdzi, że Wytwórca wchodzi w skład jednej grupy kapitałowej z Podmiotem, po obliczeniu kwoty korekty rocznej kosztów osieroconych Wytwórcy w sposób opisany w art. 30 ust. 1 bądź 30 ust. 2 Ustawy KDT, regulator ustala jaki wynik finansowy osiągnął Podmiot w rozliczanym roku, a następnie pomniejsza o odpowiednią

¹² W przypadku, gdy wynik prognozowany i rzeczywisty był dodatni, kwotę korekty rocznej pomniejsza się o dodatnią różnicę pomiędzy wynikiem rzeczywistym a prognozowanym ($\Delta W_{dk(i-1)}$), o którym mowa w art. 30 ust. 1 Ustawy KDT, Podmiotu. Natomiast, jeśli wynik prognozowany był ujemny, a wynik rzeczywisty dodatni, kwotę korekty rocznej pomniejsza się o rzeczywisty wynik finansowy na działalności operacyjnej Podmiotu.

część tego wyniku kwotę korekty rocznej Wytwórcy. Celem regulacji art. 32 Ustawy KDT jest doprowadzenie do pokrycia części kosztów osieroconych Wytwórcy na poziomie skonsolidowanym (tj. w ramach grupy kapitałowej Wytwórcy), a tym samym ograniczenia pokrywania kosztów osieroconych tego Wytwórcy z opłaty przejściowej.

W przypadku, gdy korekta roczna kosztów osieroconych danego Wytwórcy jest ujemna, Prezes URE weryfikuje jak dalece kwota pobranej zaliczki przewyższyła należną mu za ten rok kwotę kosztów osieroconych. Jeżeli różnica ta wynosi mniej niż 35% kwoty wypłaconej Wytwórcy za dany rok zaliczki, odsetek nie nalicza się. Natomiast w przypadku, gdy różnica wynosi co najmniej 35% kwoty wypłaconej Wytwórcy za dany rok zaliczki, Prezes URE nalicza Wytwórcy odsetki w wysokości stopy aktualizacji s_t , o której mowa w art. 18 ust. 2 Ustawy KDT, powiększonej o 2 bądź 4 punkty procentowe. Ustalona przez Prezesa URE kwota odsetek pomniejsza kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych ustalonej dla Wytwórcy w sposób określony w art. 30 ust. 1 bądź 30 ust. 2 Ustawy KDT (w konsekwencji Wytwórca zobowiązany jest zwrócić Zarządcy Rozliczeń S.A. kwotę korekty rocznej powiększoną o kwotę odsetek). Naliczenie przez Prezesa URE odsetek w trybie art. 35 Ustawy KDT niesie za sobą dodatkową konsekwencję – Wytwórca ma jedynie 14 dni na zapłatę kwoty wynikającej z korekty rocznej kosztów osieroconych za dany rok, pomniejszonej o kwotę odsetek.

Celem wprowadzenia regulacji przewidzianej w art. 35 Ustawy KDT było przeciwdziałanie „darmowemu kredytowaniu się” Wytwórców ze środków przeznaczonych na rekompensatę kosztów osieroconych. Jeżeli na etapie wnioskowania o zaliczkę z wewnętrznych prognoz Wytwórcy wynika, że w jego majątku nie powstaną w danym roku koszty osierocone (np. z uwagi na wysoką cenę sprzedaży energii lub niskie koszty jej wytworzenia), bądź koszty osierocone będą nieznacznej wielkości (względem prognoz z załączników nr 3 i 4 do Ustawy KDT), powinno to znaleźć przełożenia na wysokość wnioskowanej przez Wytwórcę zaliczki. Brak sankcji za pobranie przez Wytwórcę zaliczki w kwocie istotnie wyższej niż należna mu za dany rok rekompensata kosztów osieroconych mógłby zachęcać Wytwórców do występowania o zaliczkę w kwocie maksymalnej, niezależnie od wewnętrznych prognoz, by móc dysponować tymi środkami co najmniej aż do stwierdzenia przez Prezesa URE w decyzji ustalającej korektę roczną obowiązku ich zwrotu. Art. 35 Ustawy KDT ma przeciwdziałać takim praktykom.

Ponieważ na wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych wpływa bezpośrednio wynik finansowy zrealizowany przez Wytwórcę z działalności operacyjnej, Wytwórca mógłby chcieć świadomie wpłynąć na wysokość tego wyniku, a tym samym na wysokość należnej mu rekompensaty. Z algorytmów Ustawy KDT wynika, że im niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej¹³ a wyższe koszty działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej¹⁴ (innymi słowy, im słabszy wynik finansowy), tym większe koszty osierocone i wyższa rekompensata. Dlatego podstawowymi czynnikami

¹³ A dokładniej przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym.

¹⁴ A dokładniej koszty działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych (innymi słowy, im gorszy wynik finansowy).

determinującymi wysokość wyniku finansowego, na które Wytwórca mógłby chcieć wpłynąć z tego powodu są wielkość (wolumen) sprzedaży energii elektrycznej, koszty związane z wytwarzaniem energii oraz cena sprzedawanej energii. W art. 37 Ustawy KDT ustawodawca przewidział obowiązek weryfikowania przez Prezesa URE odchyień w zakresie każdego z wymienionych czynników. W razie ustalenia przez regulatora, że któryś z nich różni się od wielkości wskazanej w tym przepisie, przeprowadzane jest postępowanie wyjaśniające w celu ustalenia, czy odchylenie wynika z okoliczności, za które Wytwórca ponosi odpowiedzialność. Jeżeli Prezes URE ustali, że odchylenie nie jest spowodowane okolicznościami, za które Wytwórca nie ponosi odpowiedzialności, pomniejsza najbliższą korektę roczną kosztów osieroconych o kwotę do 25% kwoty kosztów osieroconych określonych dla tego Wytwórcy w załączniku nr 3 do Ustawy KDT dla roku, którego odchylenia dotyczy. Kwotę pomniejszenia Prezes URE wyznacza przy uwzględnieniu stopnia zaniżenia wartości wyniku finansowego Wytwórcy, a także rodzaju i wielkości ujemnych następstw dla tego Wytwórcy.

Podsumowując, po ustaleniu kwoty korekty rocznej kosztów osieroconych Wytwórcy w sposób określony w art. 30 ust. 1 bądź 30 ust. 2 Ustawy KDT, Prezes URE weryfikuje czy zachodzi podstawa zastosowania względem tego Wytwórcy regulacji art. 32 Ustawy KDT (uwzględnienia wyniku finansowego Podmiotu), art. 35 Ustawy KDT (naliczenia odsetek za pobranie zaliczki w wysokości znacząco przewyższającej należną za dany rok rekompensatę) lub art. 37 Ustawy KDT (kary finansowej za odchylenie w zakresie wielkości sprzedaży energii, kosztów związanych z wytworzeniem energii lub ceny sprzedaży energii). Wyniki tej weryfikacji znajdują odzwierciedlenie w decyzji ustalającej dla Wytwórcy kwotę korekty rocznej za dany rok (odpowiednio pomniejszając należną Wytwórcy za dany rok rekompensatę).

Po zakończeniu okresu korygowania danego Wytwórcy, Prezes URE dokonuje finalnego rozliczenia kosztów osieroconych powstałych w tym czasie w majątku Wytwórcy poprzez ustalenie kwoty korekty końcowej dla tego Wytwórcy. Służy temu algorytm określony w art. 31 ust. 1 Ustawy KDT, zgodnie z którym:

$$K_{K(i-1)} = \left\{ K_{On} - \sum_{j=2007}^{i-1} \left[\frac{K_{Owj}}{\prod_{j=2007}^{i-1} (1+s_j)} \right] \right\} \prod_{j=2007}^{i-1} (1+s_j)$$

Z powyższego algorytmu wynika, że korekta końcowa kosztów osieroconych ($K_{K(i-1)}$) jest ustalana przez Prezesa URE poprzez, w uproszeniu, odjęcie (i) sumy rat zaliczek wypłaconych Wytwórcy i kwoty korekt rocznych wypłaconych albo zwróconych przez tego Wytwórcę Zarządcy Rozliczeń S.A.¹⁵ (K_{Owj}) od (ii) należnej kwoty kosztów osieroconych danego Wytwórcy obliczonej w sposób określony w art. 31 ust. 2 Ustawy KDT (K_{On}).¹⁶ Innymi słowy, zestawia się ze sobą kwotę

¹⁵ Wartości K_{Owj} odnośnie poszczególnych lat kalendarzowych są dyskontowane skumulowaną stopą dyskontową wskazaną w mianowniku algorytmu z art. 31 ust. 1 Ustawy KDT, w której „i” oznacza rok, w którym jest obliczana korekta końcowa kosztów osieroconych, „j” oznacza kolejne lata kalendarzowe między rokiem 2007 a ostatnim rokiem okresu korygowania, natomiast „s_j” oznacza stopę aktualizacji, o której mowa w art. 18 ust. 2 Ustawy KDT.

¹⁶ Tak otrzymana różnica jest następnie aktualizowana skumulowaną stopą aktualizacji wskazaną na końcu algorytmu, po nawiasie.

kosztów osieroconych jakie podlegają zrekompensowaniu danemu Wytwórcy w ramach programu pomocowego przewidzianego w Ustawie KDT z kwotą rekompensaty, jaką Wytwórca otrzymał na ich pokrycie w ramach zaliczek oraz korekt rocznych. Należną kwotę kosztów osieroconych Wytwórcy określa się natomiast w sposób wskazany w art. 31 ust. 2 Ustawy KDT, nawiązujący do metody, według której określono dla każdego Wytwórcy w załącznikach do Ustawy KDT prognozowaną i maksymalną kwotę kosztów osieroconych (tj. w sposób nawiązujący do algorytmu z art. 27 ust. 1 tej ustawy). Kwotę korekty końcowej Prezes URE ustala w drodze decyzji administracyjnej. W zależności od tego, czy jest ona dodatnia czy ujemna, Wytwórcy wypłaca się dodatkowe środki, bądź jest on zobowiązany do zwrotu ich określonej części Zarządcy Rozliczeń S.A. Problematykę korekty końcowej kosztów osieroconych omówiono w osobnym artykule, stanowiącym część 3. niniejszej publikacji.

Korekta końcowa kończy udział Wytwórcy w programie pomocowym uregulowanym w Ustawie KDT. Należy pamiętać, że rekompensata, jaką otrzyma Wytwórca z tytułu kosztów osieroconych nie może przekroczyć kwoty maksymalnej określonej dla tego Wytwórcy w załączniku nr 2 do Ustawy KDT. Dlatego w ramach postępowania administracyjnego mającego na celu ustalenie kwoty korekty końcowej Prezes URE weryfikuje, czy do tego nie doszło lub nie dojdzie w związku z kwotą korekty końcowej. Jednocześnie suma zwracanych przez Wytwórcę kwot ujemnych korekt rocznych kosztów osieroconych i korekty końcowej, nie może przekroczyć sumy środków finansowych wypłaconych temu Wytwórcy na pokrycie jego kosztów osieroconych.

Decyzje ustalające kwotę korekty rocznej oraz korekty końcowej, wydane przez Prezesa URE, podlegają zaskarżeniu do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Odwołanie wnosi się za pośrednictwem Prezesa URE w terminie dwóch tygodni liczonych od momentu doręczenia Wytwórcy decyzji. Postępowanie wszczęte wniesieniem odwołania toczy się według przepisów kodeksu postępowania cywilnego w sprawach z zakresu regulacji energetyki.¹⁷

4. Wybrane kwestie sporne

Stosowanie przepisów Ustawy KDT, w związku z kalkulacją korekty rocznej kosztów osieroconych pokazało, że wybrane przepisy tej ustawy mogą być interpretowane w różny sposób. Niemała część spornych zagadnień została skierowana przez Wytwórców na drogę sądową w ramach odwołań od decyzji Prezesa URE ustalających kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych. Ich znakomita większość ma wymierne przełożenie na wysokość należnej Wytwórcy rekompensaty, na co wskazuje wartość przedmiotu sporu poszczególnych spraw.¹⁸

Spośród zagadnień budzących wątpliwości interpretacyjne można wskazać w szczególności na następujące: przesłanki dopuszczalności pomniejszenia rekompensaty kosztów osieroconych Wytwórcy wynikiem finansowym Podmiotu w trybie art. 32 Ustawy KDT (kwestia ta stanowi obecnie przedmiot postępowania

¹⁷ Art. 479⁴⁶ i nast. ustawy z 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (tekst jednolity z 2014 r., poz. 101, ze zm.)

¹⁸ W znakomitej większości przypadków wartość przedmiotu sporu jest w tych sprawach liczona w milionach; nie tak rzadko przekracza sto milionów złotych.

prejudycjalnego przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej),¹⁹ rozumienie pojęcia przychodów Wytwórcy ze sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym (D) w kontekście dokonywania tej sprzedaży do podmiotu z grupy kapitałowej, sposób naliczania odsetek w trybie art. 35 Ustawy KDT, dopuszczalność nieuwzględnienia kosztów zakupu brakujących uprawnień do emisji CO₂ w kosztach działalności operacyjnej Wytwórcy związanej ze sprzedażą energii (K_j), sposób weryfikowania przez Prezesa URE w trybie art. 37 Ustawy KDT odchyleń w zakresie wielkości sprzedaży, poziomu kosztów oraz wysokości ceny sprzedaży, dopuszczalność pomniejszania wartości prognozowanych w załącznikach do Ustawy KDT przy kalkulacji korekty rocznej kosztów osieroconych, wysokość kwoty spłaty zadłużenia ($R_{k(i-1)}$) i odsetek ($O_{k(i-1)}$) uwzględnianej w algorytmie z art. 30 ust. 2 Ustawy KDT w razie zadeklarowania przez Wytwórcę wcześniejszej spłaty, dopuszczalność i granice powoływania się przy wykładni przepisów Ustawy KDT na Metodologię i Decyzję. Szereg wątpliwości budzą także zmienne algorytmu służącego kalkulacji korekty końcowej, w tym należnej kwoty kosztów osieroconych.

Zagadnienia te przybliżono w osobnym artykule, stanowiącym część 2. niniejszej publikacji.

Podsumowanie

Zgodnie z poczynionymi na wstępie założeniami, przedstawiono powyżej zarys systemu rekompensowania kosztów osieroconych powstałych w majątkach Wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem Umów KDT. Przybliżono genezę tych umów, kosztów osieroconych oraz ich rekompensaty, a następnie system pomocowy przewidziany w Ustawie KDT dla tych Wytwórców, którzy zdecydowali się przedterminowo rozwiązać Umowy KDT. Omówiono wreszcie mechanizm rekompensowania kosztów osieroconych i wskazano wybrane zagadnienia sporne powstałe na etapie rozliczania kosztów osieroconych, które – wraz z innymi zagadnieniami wskazanymi na wstępie zostaną przybliżone w osobnych artykułach, stanowiących część 2. i 3. niniejszej publikacji.

Streszczenie

W ostatniej dekadzie XX w. infrastruktura elektroenergetyczna w Polsce wymagała znacznych inwestycji, m.in. z uwagi na potrzebę dostosowania jej do wymogów ochrony środowiska. Sytuacja finansowa wytwórców nie pozwalała na przeprowadzenie tak kosztownych inwestycji. Dlatego zawarli oni ze spółką państwową PSE S.A. długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii elektrycznej, wierzytelności, które posłużyły zabezpieczeniu kredytów zaciągniętych przez wytwórców na inwestycje w moce wytwórcze. Po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej, Komisja Europejska uznała umowy za niedozwoloną pomoc publiczną. Ponieważ konieczne stało się ich rozwiązanie, Komisja zbadała projekt ustawy przewidującej program pomocowy, dzięki któremu wytwórcy mogliby uzgodnić przedterminowe rozwiązanie tych umów w zamian za określoną w ustawie rekompensatę. Komisja uznała program rekompensowania tzw. kosztów osieroconych za dozwoloną pomoc publiczną. Wytwórcom, którzy przedterminowo rozwiązywali umowy długoterminowe na zasadach wynikających z ustawy przysługuje

¹⁹ Sygn. akt: C-574/14

rekompensata kosztów osieroconych w wysokości ustalonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W publikacji przedstawiono zarys programu rekompensowania wytwórcom kosztów osieroconych, uregulowanego w ustawie zatwierdzonej przez Komisję Europejską. W niniejszej części 1. przybliżono genezę kosztów osieroconych, założenia przyjętego w Polsce programu ich rekompensowania oraz mechanizm rekompensowania kosztów osieroconych. Wskazano także wybrane zagadnienia sporne, dotyczące kalkulacji kosztów osieroconych. W osobnych artykułach, stanowiących część 2. i 3. publikacji, przybliżone zostaną zagadnienia sporne, rozliczenie końcowe kosztów osieroconych oraz mechanizm rekompensowania tzw. kosztów gazowych.

Summary

In the 1990s electricity infrastructure in Poland required significant investment, in part due to the need to adapt it to environmental requirements. However, the financial situation of generators did not allow them to carry out such costly investments. As a result they concluded long-term contracts with state-owned company PSE S.A. on sales of power and electricity, and the amounts due from these contracts served as security for credit facilities taken out by the generators for investment in generation capacity.

After the Polish accession to the European Union, the European Commission concluded that the contracts constituted unlawful state aid. As it then became necessary to terminate the contracts, the Commission examined a draft law providing for an assistance programme through which generators could agree on the early termination of these contracts in return for compensation set out in the Act. The Commission viewed the programme to compensate for so-called stranded costs as permitted state aid. Generators who prematurely terminate long-term contracts under the Act are entitled to compensation for stranded costs in an amount determined by the President of the Energy Regulatory Office.

This publication outlines the compensation programme for generators' stranded costs, regulated by statute approved by the European Commission. Part 1 looks at the genesis of stranded costs, the assumptions for the compensation programme in Poland and the mechanism for compensation of stranded costs. It also identifies some contentious issues regarding calculating stranded costs. Separate articles, part 2 and part 3 of the publication, looks at contentious issues, discusses the final settlement of stranded costs and the mechanism to compensate for so-called costs of gas.

Bibliografia

1. Decyzja Komisji Europejskiej z 25 września 2007 w sprawie POMOCY PAŃSTWA udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej ORAZ POMOCY PAŃSTWA, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (K (2007) 4319)
2. KOMUNIKAT KOMISJI dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001)D/290869 z 6 sierpnia 2001 r.

3. Ustawa z 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (tekst jednolity: Dz. U. z 2013 r., poz. 267, ze zmianami)
4. Ustawa z 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (tekst jednolity z 2014 r., poz. 101, ze zmianami)
5. Ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (tekst jednolity: Dz. U. z 2012 r., poz. 591, ze zmianami)
6. Ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. Nr 130, poz. 905, ze zmianami)
7. Uzasadnienie do ustawy z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej (druk sejmowy 1340 z 11 stycznia 2007 r.), www.sejm.gov.pl

Marta OLSZEWSKA-STANIEC

Uniwersytet Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie

REKOMPENSOWANIE KOSZTÓW OSIEROCONYCH POWSTAŁYCH U WYTWÓRCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ – ZARYS PROBLEMATYKI (CZ. 2)

Przedmiot publikacji stanowi zarys systemu rekompensowania kosztów osieroconych, powstałych w majątkach wytwórców energii elektrycznej w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. W niniejszym artykule, stanowiącym część 2. Opracowania,¹ przybliżono zagadnienia sporne, dotyczące kalkulacji korekty rocznej kosztów osieroconych, wskazane hasłowo w części 1. opracowania.

1. Wprowadzenie

Jak wskazano w części 1. opracowania, stosowanie ustawy z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej² (Ustawa KDT) ujawniło różnice w rozumieniu jej wybranych przepisów. Ponieważ program rekompensowania kosztów osieroconych oparty jest na corocznym rozliczaniu środków wypłaconych zaliczkowo wytwórcom – beneficjentom programu uregulowanego w Ustawie KDT (dalej pojedynczo Wytwórca, a łącznie Wytwórcy) – na poczet rekompensaty kosztów osieroconych za dany rok, znakomita część różnic w interpretacji przepisów Ustawy KDT ujawniła się dotychczas w związku z ustalaniem przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) korekty rocznej kosztów osieroconych. Po zapoznaniu się z decyzją w przedmiocie korekty rocznej Wytwórcy ocenili bowiem, czy zastosowana przez Prezesa URE interpretacja przepisów Ustawy KDT była zgodna z ich rozumieniem tych przepisów. W szczególności pierwsze lata stosowania Ustawy KDT pokazały, że różnice w interpretacji jej wybranych przepisów są znaczące i mają bezpośrednie, wymierne przełożenie na wysokość należnej Wytwórcom rekompensaty (liczone częstokroć w milionach złotych). Z tego względu w wielu przypadkach Wytwórcy zakwestionowali wykładnię przepisów Ustawy KDT przyjętą przez Prezesa URE w decyzjach ustalających kwotę korekty rocznej, zaskarżając decyzje do sądu.

Na przestrzeni ośmiu lat stosowania Ustawy KDT sądy właściwe w sprawach z odwołania od decyzji Prezesa URE, tj. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK), Sąd Apelacyjny w Warszawie (Sąd Apelacyjny) oraz Sąd Najwyższy, wielokrotnie pochylały się nad oceną

¹ W osobnym artykule, stanowiącym część 1. publikacji, przybliżono genezę kosztów osieroconych, założenia przyjętego w Polsce programu ich rekompensowania oraz mechanizm rekompensowania kosztów osieroconych. Wskazano również hasłowo wybrane zagadnienia dotyczące kalkulacji kosztów osieroconych, budzące wątpliwości interpretacyjne w praktyce. Różnice interpretacyjne w zakresie tych zagadnień zostały przybliżone w niniejszej publikacji. W osobnym artykule, stanowiącym część 3. publikacji, omówiona zostanie problematyka końcowego rozliczenia kosztów osieroconych oraz rekompensowania Wytwórcom tzw. kosztów gazowych.

² Dz. U. Nr 130, poz. 905, ze zm.

prawidłowości wykładni przepisów Ustawy KDT zastosowanej przez Prezesa URE w decyzjach ustalających korektę roczną kosztów osieroconych. Choć odnośnie niemałej liczby zagadnień spornych dotyczących interpretacji przepisów Ustawy KDT można mówić o utrwalonej linii orzeczniczej, niektóre z nich nie zostały jeszcze przesądzone lub budzą rozbieżności w orzecznictwie.

Należy zaznaczyć, że część postępowań odwoławczych od decyzji Prezesa URE ustalających kwotę korekty rocznej nie została jeszcze zakończona.³ Z sytuacją tą mamy do czynienia nie tylko w niedawno wszczętych postępowaniach, ale także w przypadku kilku postępowań odwoławczych od decyzji rozliczających koszty osierocone powstałe w pierwszym roku programu pomocowego, tj. w roku 2008, wszczętych w sierpniu 2009 r.⁴ Powyższe obrazuje trudność sytuacji, w jakiej znajduje się Wytwórca, gdy Prezes URE wyda nieprawidłową, jego zdaniem, decyzję i zachodzi potrzeba jej sądowej weryfikacji. Podejmując decyzję o wniesieniu odwołania do SOKiK Wytwórca musi liczyć się z tym, że nawet jeśli sąd podzieli jego rozumienie przepisów Ustawy KDT i zmieni zaskarżoną decyzję zgodnie z wnioskiem odwołania, nastąpi to najwcześniej za kilka lat.⁵ W konsekwencji, przy założeniu zasadności zarzutów odwołania, do tego czasu Wytwórca nie dysponuje rekompensatą kosztów osieroconych w należyłej mu wysokości; prawidłowa kwota korekty rocznej zostanie mu wypłacona dopiero po uzyskaniu prawomocnego wyroku zmieniającego błędną decyzję Prezesa URE.

Poniżej przybliżono na czym polega (bądź polegał) spór interpretacyjny pomiędzy Wytwórcami a Prezesem URE w zakresie: (i) przesłanek dopuszczalności pomniejszenia w trybie art. 32 Ustawy KDT rekompensaty kosztów osieroconych Wytwórcy wynikiem finansowym podmiotu pozostającego z Wytwórcą w grupie kapitałowej, (ii) rozumienia pojęcia przychody Wytwórcy ze sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym, (iii) dopuszczalności nieuwzględnienia kosztów zakupu brakujących uprawnień do emisji CO₂ w kosztach działalności operacyjnej Wytwórcy związanej ze sprzedażą energii, (iv) sposobu naliczania odsetek w trybie art. 35 Ustawy KDT, (v) weryfikowania w trybie art. 37 Ustawy KDT odchyień w zakresie kosztów związanych z wytwarzaniem energii oraz wysokości ceny sprzedaży energii, (vi) dopuszczalności pomniejszania wartości prognozowanych w załącznikach do

³ Nie została zakończona w znaczeniu wydania prawomocnego wyroku oraz wypowiedzenia się przez Sąd Najwyższy w przedmiocie skargi kasacyjnej, w przypadku jej wniesienia od wyroku Sądu Apelacyjnego.

⁴ Niezakończenie postępowań odwoławczych od decyzji ustalających kwotę korekty rocznej za 2008 rok wynika z różnych okoliczności. Po pierwsze, postępowania te zostały przez sądy zawieszono z urzędu na pewien czas w związku ze zmianą na stanowisku Prezesa URE. Po drugie, co najmniej w jednej sprawie Sąd Apelacyjny wydał wyrok kasacyjny, tj. uchylający wyrok SOKiK i zwracający sprawę temu sądowi do ponownego rozpoznania i rozstrzygnięcia. Po trzecie, jednym z zagadnień spornych występujących w postępowaniach odwoławczych od decyzji wydanych odnośnie 2008 roku jest zagadnienie grupy kapitałowej, które stanowi obecnie przedmiot postępowania prejudycjalnego przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej (TSUE). Z tego względu w niezakończonych sprawach Sąd Apelacyjny i Sąd Najwyższy odroczyły rozprawę (względnie zawiesiły postępowanie) do czasu rozstrzygnięcia przez TSUE w przedmiocie pytań prejudycjalnych.

⁵ Na pierwszą rozprawę przed SOKiK czeka się obecnie około półtora roku (licząc od momentu wniesienia odwołania od decyzji Prezesa URE), na pierwszą rozprawę przed Sądem Apelacyjnym około roku (licząc od momentu wniesienia apelacji). W razie wniesienia skargi kasacyjnej od wyroku Sądu Apelacyjnego, na decyzję Sądu Najwyższego o przyjęciu jej (bądź nie) do rozpoznania czeka się około roku (licząc od momentu wniesienia skargi kasacyjnej), na pierwszą rozprawę przed Sądem Najwyższym co najmniej kolejne pół roku.

Ustawy KDT przy kalkulacji korekty rocznej kosztów osieroconych, (vii) ustalania kwoty korekty rocznej kosztów osieroconych wg metody płynnościowej (art. 30 ust 2 i art. 30 ust. 5 Ustawy KDT), (viii) dopuszczalności i granic powoływania się przy wykładni przepisów Ustawy KDT na decyzję Komisji Europejskiej (Komisja) zatwierdzającej program pomocowy przewidziany w Ustawie KDT jako zgodny ze wspólnym rynkiem (Decyzja)⁶ oraz na tzw. metodologię kosztów osieroconych (tj. dokument zawierający wytyczne, z perspektywy których Komisja Europejska dokonała oceny programu pomocowego przewidzianego w umowach długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej – Umowy KDT, oraz programu pomocowego przewidzianego w Ustawie KDT).⁷ Powyższa lista obejmuje zagadnienia wybrane i nie wyczerpuje wątpliwości interpretacyjnych zrodzonych przy stosowaniu Ustawy KDT, co do których Wytwórcy i Prezes URE pozostają w sporze.

Uwzględniając potrzeby i ramy niniejszego opracowania, poniżej ograniczono się do wskazania kluczowych aspektów istoty sporu i stanowiska, jakie zajęły w przedmiocie tych zagadnień sądy.

2. Uwzględnienie w trybie art. 32 Ustawy KDT wyniku finansowego podmiotu pozostającego z Wytwórcą w grupie kapitałowej

Jak wskazano w części 1. opracowania, z regulacji art. 32 Ustawy KDT wynika, że gdy Wytwórca wchodzi w skład jednej grupy kapitałowej z innym wytwórcą niebędącym beneficjentem programu pomocowego uregulowanego w tej ustawie, którego jednostki wytwórcze zostały wskazane w załączniku nr 7 do Ustawy KDT (Podmiot), dane finansowe Podmiotu brane są pod uwagę w kalkulacji kosztów osieroconych Wytwórcy. Zgodnie z ust. 2 tego artykułu, co najmniej część wyniku finansowego Podmiotu⁸ pomniejsza kwotę korekty rocznej Wytwórcy. Jeżeli Prezes URE stwierdzi, że Wytwórca wchodzi w skład jednej grupy kapitałowej z Podmiotem, po obliczeniu kwoty korekty rocznej kosztów osieroconych Wytwórcy w sposób opisany w art. 30 ust. 1, bądź art. 30 ust. 2 Ustawy KDT, ustala jaki wynik finansowy osiągnął Podmiot w rozliczonym roku, a następnie pomniejsza o odpowiednią część tego wyniku kwotę korekty rocznej Wytwórcy. Celem regulacji art. 32 Ustawy KDT jest doprowadzenie do pokrycia części kosztów osieroconych Wytwórcy na poziomie skonsolidowanym (tj. w ramach grupy kapitałowej Wytwórcy), a tym samym ograniczenie pokrywania kosztów osieroconych tego Wytwórcy z opłaty przejściowej.

⁶ Decyzja Komisji Europejskiej z 25 września 2007 w sprawie POMOCY PAŃSTWA udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej ORAZ POMOCY PAŃSTWA którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (K (2007) 4319)

⁷ KOMUNIKAT KOMISJI dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001)D/290869 z 6 sierpnia 2001)

⁸ W przypadku, gdy wynik prognozowany i rzeczywisty był dodatni, kwotę korekty rocznej pomniejsza się o dodatnią różnicę pomiędzy wynikiem rzeczywistym a prognozowanym ($\Delta W_{dk(i-1)}$), o którym mowa w art. 30 ust. 1 Ustawy KDT, Podmiotu. Natomiast, jeśli wynik prognozowany był ujemny, a wynik rzeczywisty dodatni, kwotę korekty rocznej pomniejsza się o rzeczywisty wynik finansowy realizowany przez Podmiot z działalności operacyjnej.

Wytwórcy⁹ spierają się z Prezesem URE o to, jakie są przesłanki warunkujące dopuszczalność pomniejszenia korekty rocznej Wytwórcy o co najmniej część wyniku finansowego Podmiotu. Przedmiot sporu stanowi przede wszystkim to, czy dla zastosowania art. 32 Ustawy KDT wystarczy, że Podmiot wchodzi w skład jednej grupy kapitałowej z którymkolwiek z Wytwórców, czy też istotne jest ponadto, czy jednostki wytwórcze Podmiotu zostały przyporządkowane przez ustawodawcę danemu Wytwórcy w załączniku nr 7 do Ustawy KDT. Na skutek skierowania pytania prejudycjalnego przez Sąd Najwyższy, kwestia ta stanowi obecnie przedmiot postępowania prejudycjalnego przed TSUE.¹⁰ Sąd Najwyższy rozpoznając skargę kasacyjną Prezesa URE od wyroku Sądu Apelacyjnego korzystnego dla Wytwórcy uznał bowiem, że rozstrzygnięcie w przedmiocie zagadnienia grupy kapitałowej wymaga wykładni określonych przepisów prawa europejskiego, do dokonania której właściwy jest TSUE.¹¹

Wytwórcy stoją na stanowisku, że aby dopuszczalne było pomniejszenie kwoty korekty rocznej danego Wytwórcy o wynik finansowy Podmiotu, muszą zostać kumulatywnie spełnione dwie przesłanki. Po pierwsze, mając na uwadze definicję pojęcia grupa kapitałowa, wskazaną w art. 2 pkt 1 Ustawy KDT, Wytwórca i Podmiot muszą pozostawać w jednej grupie kapitałowej w trakcie roku, którego dotyczy korekta roczna. Po drugie, jednostki wytwórcze Podmiotu muszą być przyporządkowane temu Wytwórcy w załączniku nr 7 do Ustawy KDT. W praktyce oznacza to, że wynik finansowy jedyne Podmiotu, który został przewidziany w załączniku nr 7 do Ustawy KDT, tj. dawnej Elektrowni Bełchatów,¹² może pomniejszać rekompensatę kosztów osieroconych wyłącznie dawnej Elektrowni Turów¹³ i dawnej Elektrowni Opole.¹⁴ W okresie, w jakim Elektrownia Bełchatów bierze udział jako Podmiot w rozliczaniu kosztów osieroconych Wytwórców z uwagi na brzmienie art. 33 ust. 1 Ustawy KDT (tj. latach 2008-2010), wchodziła bowiem z Elektrownią Turów i Elektrownią Opole w skład jednej grupy kapitałowej (tj. grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.), a ponadto jednostki wytwórcze Elektrowni Bełchatów zostały uwzględnione w załącznikach do Ustawy KDT (co najistotniejsze w załączniku nr 7, ale również w załącznikach nr 2 i 5) w ramach jednej jednostki redakcyjnej z Elektrownią Turów i Elektrownią Opole, i przy uwzględnieniu tej struktury kapitałowej ustawodawca wyliczył wartości prognozowane dla tych Wytwórców w załącznikach do Ustawy KDT (tj. w załącznikach nr 2, 3, 4 i 5).

Tymczasem Prezes URE prezentuje pogląd, iż o dopuszczalności zastosowania art. 32 Ustawy KDT decyduje wyłącznie przynależność Podmiotu i Wytwórcy do jednej grupy kapitałowej, w rozumieniu art. 2 pkt 1 Ustawy KDT, w roku, którego dotyczy korekta roczna. W ocenie Prezesa URE ustrukturyzowanie

⁹ W sporze z Prezesem URE odnośnie zagadnienia grupy kapitałowej pozostaje PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. jako następcą prawną Elektrowni Turów, Elektrowni Opole, Zespołu Elektrowni Dolna Odra, Elektrociepłowni Rzeszów, Elektrociepłowni Gorzów, Elektrociepłowni Lublin-Wrotków oraz Elektrowni Bełchatów.

¹⁰ Sygn. akt: C-574/14

¹¹ Na dzień przekazywania niniejszego artykułu do publikacji Wytwórca, Prezes URE oraz Komisja skorzystały z możliwości zajęcia pisemnego stanowiska w sprawie, natomiast TSUE nie wydało jeszcze rozstrzygnięcia.

¹² Obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów

¹³ Obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Turów

¹⁴ Obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Opole

jednostek wytwórczych m.in. w załączniku nr 7 do Ustawy KDT nie jest istotne. W konsekwencji regulator stoi na stanowisku, że wynik finansowy Elektrowni Bełchatów pomniejsza kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych nie tylko Elektrowni Turów i Elektrowni Opole, ale także dawnego Zespołu Elektrowni Dolna Odra,¹⁵ dawniej Elektrociepłowni Rzeszów,¹⁶ dawniej Elektrociepłowni Gorzów¹⁷ oraz dawniej Elektrociepłowni Lublin-Wrotków.¹⁸

W znakomitej większości przypadków SOKiK i Sąd Apelacyjny podzieliły pogląd Wytwórców. Niemniej jednak kluczowe znaczenie będzie miało stanowisko, jakie zajmie w przedmiocie tego zagadnienia TSUE, do którego zagadnienie grupy kapitałowej trafiło jako pytanie prejudycjalne Sądu Najwyższego.¹⁹

3. Przychody Wytwórcy ze sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym (D_j)

Z algorytmów służących ustaleniu kwoty korekty rocznej kosztów osieroconych (*vide* art. 30 ust. 1 i 30 ust. 2 Ustawy KDT) wynika, że istotny wpływ na wysokość rekompensaty kosztów osieroconych należącej Wytwórcy za dany rok ma wysokość wyniku finansowego osiągniętego przez niego w tym roku. Wynik finansowy Wytwórcy podlega ustaleniu zgodnie z art. 27 ust. 4 Ustawy KDT, tj. – w uproszczeniu – poprzez odjęcie kosztów działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych (K_j) od przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym (D_j). Mając na uwadze formułę algorytmów na korektę roczną, im wyższy przychód, a niższe koszty tym niższa rekompensata kosztów osieroconych.²⁰ Zależność ta jest oczywista, kiedy uwzględni się fakt, że koszty osierocone to wydatki Wytwórcy w moce wytwórcze niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej (*vide* art. 2 pkt 12 Ustawy KDT). Innymi słowy, przewidziany w Ustawie KDT program pomocowy rekompensuje Wytwórcom tylko tą część wydatków poniesionych w moce wytwórcze, których po rozwiązaniu Umów KDT Wytwórcy nie odzyskują z przychodów osiągniętych ze sprzedaży wytworzonej przez siebie energii elektrycznej. Zatem im wyższe przychody osiągnie Wytwórca (a jednocześnie im niższe koszty działalności operacyjnej poniesie) tym niższą otrzyma rekompensatę kosztów osieroconych.

Wytwórcy spierali się z Prezesem URE o to, co należy rozumieć przez przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Przedmiot sporu stanowił przede wszystkim sposób ustalenia przychodu Wytwórcy w przypadku, gdy sprzedał on energię elektryczną na rzecz spółki obrotu, z którą

¹⁵ Obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra

¹⁶ Obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów

¹⁷ Obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów

¹⁸ Obecnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków

¹⁹ Sprawy z odwołania Wytwórców, w których podniesiono zarzut błędnej wykładni art. 32 Ustawy KDT, nierozstrzygnięte do momentu skierowania przez Sąd Najwyższy pytań prejudycjalnych do TSUE, oczekują na zajęcie stanowiska przez TSUE (do tego czasu sądy odroczyły rozpoznanie sprawy, względnie zawiesiły postępowanie).

²⁰ *A contrario* im niższy przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych a wyższe koszty działalności operacyjnej, tym wyższa rekompensata Wytwórcy.

w rozliczanym roku pozostawał w jednej grupie kapitałowej. Z uwagi na wprowadzenie w 2010 roku do ustawy Prawo energetyczne²¹ obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej (tj. art. 49a, a w szczególności art. 49a ust. 2 tej ustawy), nakazującego Wytwórcom sprzedawać wytworzoną energię w sposób publiczny określony w tej ustawie, omawiane zagadnienie dotyczy wyłącznie rekompensaty kosztów osieroconych za lata 2008-2010.

Prezes URE stoi na stanowisku, że nie sposób mówić o rynkowości transakcji dokonywanych w ramach grupy kapitałowej, dlatego pojęcie przychody ze sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym należy rozumieć jako przychody osiągnięte przez Wytwórcę ze sprzedaży energii do podmiotu niepowiązanego kapitałowo. Ponieważ przed wprowadzeniem obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej Wytwórcy pozostający w grupach kapitałowych sprzedawali znaczną część energii do powiązanych kapitałowo spółek obrotu, Prezes URE uznał, że przychód w tym zakresie należy obliczyć poprzez przemnożenie wolumenu energii sprzedanego przez Wytwórcę w ramach grupy kapitałowej przez cenę, po jakiej spółka obrotu sprzedała energię poza grupę kapitałową (tj. w rozumieniu Prezesa URE, po jakiej cenie energia wytworzona przez Wytwórcę trafiła na rynek konkurencyjny).²² Co więcej, jako że program rekompensaty kosztów osieroconych stanowi pomoc publiczną, Prezes URE podkreślał również potrzebę zastosowania takiej wykładni przepisów Ustawy KDT, w tym art. 32 Ustawy KDT, która prowadzi do zminimalizowania środków pomocowych wypłacanych Wytwórcom.

Wytwórcy prezentują tymczasem pogląd, iż Ustawa KDT nie dokonuje rozróżnienia pomiędzy sprzedażą energii dokonywaną w ramach grupy kapitałowej oraz poza grupę kapitałową Wytwórcy (w szczególności brak jest takiego rozróżnienia w zakresie sposobu kalkulacji wyniku finansowego Wytwórcy). Znikąd nie wynika również obowiązek sprzedawania energii przez Wytwórców wyłącznie do podmiotów niepowiązanych kapitałowo. Przyjęcie wykładni Prezesa URE prowadzi do zawyżenia wyniku finansowego Wytwórcy poprzez jego ustalenia w oparciu o przychody hipotetyczne a nie przychody rzeczywiste Wytwórcy, podczas gdy algorytm służący kalkulacji korekty rocznej (art. 30 ust. 1 Ustawy KDT) nakazuje uwzględnić rzeczywistą wartość wyniku finansowego Wytwórcy (rzeczywistą, a więc ustaloną w oparciu o rzeczywiste przychody Wytwórcy osiągnięte ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych, bez względu na kierunek sprzedaży). To z kolei skutkuje zaniżeniem korekty rocznej kosztów osieroconych Wytwórcy. Sprawdzeniu, czy Wytwórca nie dopuścił się działań prowadzących do zawyżenia rekompensaty kosztów osieroconych na skutek zaniżenia ceny sprzedaży, oraz uwzględnieniu tej okoliczności w wysokości rekompensaty Wytwórcy służy tymczasem specjalny mechanizm przewidziany w art. 37 Ustawy KDT. Co więcej, skoro Umowy KDT blokowały znaczący wolumen energii elektrycznej, hamując tym samym liberalizację rynku, ich przedterminowe

²¹ Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 2012, poz. 1059)

²² Prezes URE zastosował to podejście w przypadku, gdy cena, po jakiej Wytwórca sprzedał energię powiązanej kapitałowo spółce obrotu, była niższa od ceny, po jakiej spółka obrotu sprzedała energię poza grupę kapitałową. W przypadku, gdy cena zastosowana przez Wytwórcę była wyższa od ceny zastosowanej przez spółkę obrotu, fakt sprzedania jej przez Wytwórcę w ramach grupy kapitałowej trafił, w ocenie Prezesa URE, na znaczeniu. Taka praktyka regulatora budzi uzasadnione wątpliwości.

rozwiązanie doprowadziło do jego uwolnienia. Dlatego Wytwórcy podkreślali, powołując się m.in. na uzasadnienie projektu Ustawy KDT oraz Decyzję, że rynek konkurencyjny należy rozumieć w kontekście Ustawy KDT jako rynek powstały po rozwiązaniu Umów KDT; w konsekwencji przychody w rozumieniu art. 27 ust. 4 Ustawy KDT należy rozumieć jako przychody osiągnięte przez Wytwórcę ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych po rozwiązaniu Umów KDT. Wytwórcy wskazali także, że – niezależnie od powyższego – Prezes URE nie wykazał jakoby przychody z transakcji sprzedaży do spółek obrotu należących do grupy kapitałowej Wytwórcy nie zostały osiągnięte na rynku konkurencyjnym, a cena z tych transakcji nie była rynkowa.

SOKiK i Sąd Apelacyjny w znakomitej większości przypadków podzieliły pogląd Wytwórców, że Prezes URE nie wykazał jakoby przychody z transakcji sprzedaży do spółek obrotu należących do grupy kapitałowej Wytwórcy nie zostały osiągnięte na rynku konkurencyjnym a cena z tych transakcji nie była rynkowa. Było to wystarczające do uwzględnienia zarzutów odwołania w tym zakresie. Jednocześnie w znakomitej większości przypadków sądy podzieliły stanowisko Prezesa URE, że rozwiązanie Umów KDT było jedynie krokiem na drodze do rynku konkurencyjnego, w związku z czym nie doszło do jego powstania *ex lege*. Pozostało to jednak bez wpływu na uwzględnienie zarzutów odwołania w zakresie przychodów z rynku konkurencyjnego.

4. Koszty zakupu brakujących uprawnień do emisji CO₂

Jak wskazano powyżej, istotny wpływ na wysokość wyniku finansowego, a tym samym na wysokość rekompensaty kosztów osieroconych, mają m.in. koszty działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych (K_i), jakie w rozliczonym roku poniósł Wytwórca.

Odnosnie pierwszego roku okresu korygowania, Wytwórcy spierali się z Prezesem URE o to, że regulator nie uwzględnił przy wyliczaniu korekty rocznej kosztów osieroconych (a dokładniej w wyniku finansowym Wytwórcy) kosztu brakujących uprawnień do emisji CO₂. Przedmiot sporu stanowiła w szczególności dopuszczalność uwzględnienia w wyniku finansowym Wytwórcy kosztu brakujących uprawnień do emisji CO₂ w wysokości kwoty rezerwy związanej na ten cel.

W ocenie Prezesa URE, za słusznością stanowiska zaprezentowanego w zaskarżonych decyzjach przemawiać miało, że koszty brakujących uprawnień do emisji CO₂ nie zostały uwzględnione w kalkulacji prognozowanego wyniku finansowego Wytwórców (wskazanego w załączniku nr 5 do Ustawy KDT), a także że uprawnienia do emisji CO₂ są przyznawane w pięcioletnich okresach (w związku z czym, w ocenie regulatora, także zasady funkcjonowania systemu handlu emisjami miały uzasadniać ocenę kosztów brakujących uprawnień do emisji CO₂ wynikających z całego okresu rozliczeniowego dopiero w korekcie rocznej za 2012 rok). Regulator podkreślał również, że uwzględnienie rezerw utworzonych przez Wytwórców w związku z brakującymi uprawnieniami do emisji CO₂ oznaczałoby, że wynik finansowy Wytwórcy zostałby wzięty do kalkulacji korekty rocznej w wysokości nierzeczywistej, albowiem już sama konieczność zawiązania rezerwy oznacza, że mamy do czynienia jedynie z szacunkiem wartości zobowiązania. Prezes URE wskazał wreszcie na implikacje, jakie z punktu

widzenia wpływu na wysokość rekompensaty rodzi uprawnienie Wytwórców do zarządzania posiadanymi uprawnieniami do emisji CO₂.

Tymczasem, w ocenie Wytwórców, koszty, o których mowa w art. 27 ust. 4 Ustawy KDT obejmują wszystkie koszty działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii, rezerw mocy i usług systemowych, poniesione przez Wytwórcę w roku, którego dotyczy korekta roczna kosztów osieroconych, w tym koszty brakujących uprawnień do emisji CO₂. Ponadto, z przepisów jasno wynika, że choć uprawnienia do emisji CO₂ są przyznawane w okresach pięcioletnich, podlegają rozliczeniu w okresach rocznych. Wytwórcy wskazali wreszcie, że rezerwa utworzona na brakujące za 2008 rok uprawnienia do emisji CO₂ została rozliczona w koszty tego roku i ujawniona w sprawozdaniu finansowym poszczególnych Wytwórców za ten rok, zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości oraz, że zasady te przesądzają o zasadności uznania rezerwy za koszt działalności operacyjnej Wytwórcy.

SOKiK i Sąd Apelacyjny podzieliły stanowisko Wytwórców.²³

5. Naliczanie odsetek w trybie art. 35 Ustawy KDT

Jak wskazano w części 1. opracowania, celem wprowadzenia art. 35 Ustawy KDT było przeciwdziałanie „darmowemu kredytowaniu się” Wytwórców ze środków przeznaczonych na rekompensatę kosztów osieroconych. Norma zawarta w tym przepisie ma stanowić gwarancję należytej kalkulacji zaliczki, albowiem zgodnie z art. 35 Ustawy KDT w przypadku, gdy korekta roczna kosztów osieroconych danego Wytwórcy jest ujemna, Prezes URE weryfikuje jak dalece kwota pobranej zaliczki przewyższyła kwotę należnej mu za ten rok rekompensaty. Jeżeli różnica ta wynosi co najmniej 35% kwoty zaliczki wypłaconej Wytwórcy za dany rok, Prezes URE nalicza Wytwórcy odsetki w wysokości stopy aktualizacji s_t , o której mowa w art. 18 ust. 2 Ustawy KDT, powiększonej o 2 bądź 4 punkty procentowe.²⁴ Ustalona przez Prezesa URE kwota odsetek pomniejsza kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych ustaloną dla Wytwórcy w sposób określony w art. 30 ust. 1 bądź 30 ust. 2 Ustawy KDT (Wytwórca jest zatem zobowiązany zwrócić Zarządcy Rozliczeń S.A. kwotę korekty rocznej powiększoną o kwotę odsetek).

Wytwórcy spierają się z Prezesem URE o to, że wyliczając kwotę odsetek regulator zastosował jedną stałą stawkę odsetek liczoną dla całej różnicy między kwotą zaliczki wypłaconą Wytwórcy za dany rok a należną mu za ten rok kwotą rekompensaty. Przedmiotem sporu jest również naliczenie przez Prezesa URE odsetek od dnia, w którym Wytwórca otrzymał pierwszą ratę zaliczki na poczet rekompensaty kosztów osieroconych za dany rok, od całej wartości różnicy między zaliczką a kwotą należnej mu rekompensaty. Wytwórcy zakwestionowali wreszcie przyjęty przez Prezesa URE mechanizm, zgodnie z którym weryfikację w trybie art. 35 Ustawy KDT przeprowadza się po pomniejszeniu kwoty korekty rocznej w trybie art. 32 tej ustawy.

Wytwórcy stoją na stanowisku, że art. 35 ust. 2 Ustawy KDT wprowadza stawki odsetek o charakterze progresywnym, a nie stawki stałe – tj. (i) gdy ww. różnica wynosi mniej niż 35% – odsetek nie nalicza się, (ii) gdy różnica wynosi nie

²³ Należy mieć na uwadze, że dla późniejszych lat Prezes URE wypracował, przy udziale Wytwórców, inne zasady uwzględniania kosztów brakujących uprawnień do emisji CO₂.

²⁴ W zależności od wysokości różnicy.

mniej niż 35% i nie więcej niż 60% – Prezes URE nalicza odsetki w wysokości równej stopie s_j powiększonej o 2% jedynie od kwoty, o jaką wartość różnicy przekracza wskazane 35%, a nie od całej wartości różnicy,²⁵ natomiast (iii) gdy różnica przekracza 60% – Prezes URE nalicza odsetki w wysokości równej stopie s_j powiększonej o 2% od kwoty, o jaką wartość różnicy przekracza 35%, a nie przekracza 60% oraz nalicza odsetki w wysokości równej stopie s_j powiększonej o 4% od kwoty, o jaką wartość różnicy przekracza 60%. Ponadto Wytwórcy podnoszą, że w razie gdy okaże się, iż wypłacona zaliczka przewyższa należną kwotę rekompensaty za dany rok, kwotę różnicy należy rozłożyć proporcjonalnie (po $\frac{1}{4}$) na każdą z czterech rat zaliczki wypłaconych Wytwórcy, a odsetki nalicza się do każdej kolejnej części ($\frac{1}{4}$) kwoty różnicy od dnia jej wypłaty Wytwórcy w ramach I, II, III i IV raty zaliczki. Wreszcie, odnośnie zastosowania art. 35 Ustawy KDT po pomniejszeniu kwoty korekty rocznej w trybie art. 32 tej ustawy Wytwórcy wskazują, że prezentowane przez nich stanowisko znajduje oparcie w szczególności w literalnym brzmieniu art. 35 ust. 1 Ustawy KDT oraz w celu art. 22 i następne tej ustawy, normujących zaliczkę.

Opierając się na wykładni literalnej Prezes URE prezentuje pogląd, że art. 35 Ustawy KDT nie określa zasad, które w opinii Wytwórców mają wskazywać na słuszność zarzutów odwołania dotyczących tego zagadnienia.

Mając na uwadze, że w znakomitej większości przypadków sądy uznały odwołania Wytwórców za zasadne, co niosło za sobą zmianę zaskarżonych decyzji zgodnie z wnioskiem odwołania, zarzuty dotyczące kalkulacji odsetek stały się bezprzedmiotowe, w związku z czym sądy nie wypowiedziały się w ich przedmiocie.

6. Weryfikowanie odchyień w trybie art. 37 Ustawy KDT

Ponieważ na wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych wpływa bezpośrednio wynik finansowy Wytwórcy z działalności operacyjnej, zrealizowany w rozliczanym roku (zgodnie z zasadą, że im słabszy wynik finansowy tym większe koszty osierocone i wyższa rekompensata), Wytwórca mógłby próbować wpłynąć na wysokość tego wyniku, a tym samym na wysokość należnej mu rekompensaty. Z tego względu, jak wskazano w 1. części opracowania, ustawodawca przewidział w art. 37 Ustawy KDT obowiązek weryfikowania przez Prezesa URE odchyień w zakresie podstawowych czynników determinujących wysokość wyniku finansowego, na które Wytwórca mógłby chcieć wpłynąć (tj. w zakresie wielkości sprzedaży energii elektrycznej, kosztów związanych z wytwarzaniem energii oraz w zakresie ceny sprzedaży energii). Weryfikacji tej Prezes URE dokonuje poprzez odniesienie danych Wytwórcy do danych dotyczących przedsiębiorstw do niego podobnych. W razie ustalenia, że któryś ze wskazanych czynników dotyczących Wytwórcy odbiega od wielkości wskazanych w tym przepisie, regulator przeprowadza postępowanie wyjaśniające w celu ustalenia, czy odchylenie wynika z okoliczności, za które Wytwórca ponosi odpowiedzialność. Jeżeli Prezes URE ustali, że odchylenie nie jest spowodowane okolicznościami, za które Wytwórca nie ponosi odpowiedzialności, pomniejsza najbliższą korektę roczną kosztów osieroconych tego Wytwórcy o kwotę do 25% kwoty kosztów osieroconych

²⁵ W ocenie Wytwórców, kwota do wartości 35% ww. różnicy stanowi dopuszczalny „margines błędu” w kalkulacji kwoty zaliczki.

określonych dla niego w załączniku nr 3 do Ustawy KDT dla roku, którego odchylenie dotyczy.

Wytwórcy zarzucają Prezesowi URE, że oparł decyzję w przedmiocie korekty rocznej kosztów osieroconych o utajnione dokumenty oraz o założenia, które nie zostały udostępnione Wytwórcom w pełnym zakresie w toku postępowania administracyjnego. W ocenie Wytwórców oznacza to oparcie przez regulatora rozstrzygnięcia w zakresie art. 37 ust. 3 Ustawy KDT o głoślowne twierdzenia i nieweryfikowalne dane. Przedmiotem sporu jest również błędne, w ocenie Wytwórców, ustalenie grupy przedsiębiorstw podobnych do Wytwórcy, a także błąd metodologiczny w ustaleniu średniej ceny rynkowej energii, które doprowadziły do stwierdzenia przez Prezesa URE odchylenia, a w konsekwencji do obniżenia (w wybranych przypadkach) rekompensaty należnej Wytwórcy.

Prezes URE argumentuje, że utajnienie części dokumentacji było zasadne, gdyż ich ujawnienie naruszałoby m.in. ważny interes państwa. W ocenie regulatora dobór parametrów, w oparciu o które zostały stworzone dla poszczególnych Wytwórców grupy przedsiębiorstw podobnych, był prawidłowy. Regulator nie znajduje również podstaw do uwzględnienia średniej ceny Wytwórcy, którego dotyczy weryfikacja w trybie art. 37 ust. 1 pkt 3 Ustawy KDT, w kalkulacji średniej ceny rynkowej energii, wskazując że przeciwne rozwiązanie mogło by prowadzić do zniżenia średniej ceny rynkowej, a zatem być korzystne dla Wytwórców.

Wytwórcy stoją na stanowisku, że oparcie decyzji o utajnione dokumenty oraz o model porównawczy, który nie został w pełni Wytwórcom udostępniony było niedopuszczalne, w szczególności dlatego, iż uniemożliwiło Wytwórcom ich weryfikację, a także ustosunkowanie się do nich oraz do argumentacji podniesionej przez Prezesa URE w zakresie tej dokumentacji, czym pozbawiło Wytwórców możliwości należytej obrony ich praw. Co więcej, już w oparciu o udostępniony Wytwórcom wycinek dokumentacji można wysnuć wniosek, że Prezes URE błędnie wyznaczył grupę przedsiębiorstw podobnych do Wytwórcy (choćby z uwagi na zbyt duże różnice technologiczne pomiędzy nimi). W ocenie Wytwórców błędne było również pominięcie średniej ceny Wytwórcy, którego weryfikacja w trybie art. 37 ust. 1 pkt 3 Ustawy KDT dotyczyła, w kalkulacji średniej ceny rynkowej energii, co potwierdza literalne brzmienie tego przepisu odniesione do brzmienia art. 37 ust. 1 pkt 2 Ustawy KDT.

SOKiK i Sąd Apelacyjny podzieliły stanowisko Wytwórców w zakresie metodyki kalkulacji średniej ceny rynkowej. Podzieliły również pogląd Wytwórców odnośnie niewłaściwego doboru przedsiębiorstw do grupy przedsiębiorstw podobnych, wskazując w szczególności, że Prezes URE nie wykazał, jakoby wybrane przez niego przedsiębiorstwa odpowiadały wymogom określonym w art. 37 ust. 1 pkt 3 Ustawy KDT.

7. Dopuszczalność zmiany wartości prognozowanych w załącznikach do Ustawy KDT

Zgodnie z art. 30 ust. 1 w zw. z art. 24 ust. 3 Ustawy KDT w przypadku, gdy Wytwórca wybierze sposób dokonania korekty rocznej kosztów osieroconych, o którym mowa w art. 30 ust. 1 Ustawy KDT, wpływ na wysokość rekompensaty ma wynik finansowy zaprognozowany dla niego w załączniku nr 5 do Ustawy KDT dla roku, którego korekta dotyczy.

Jeden z Wytwórców spiera się z Prezesem URE o dopuszczalność ingerowania w dane finansowe z załącznika nr 5 do Ustawy KDT w przypadku, gdy względem wybranych jednostek wytwórczych tego Wytwórcy zmaterializował się w trakcie okresu korygowania przepis art. 33 ust. 1 pkt 1 tej ustawy, w konsekwencji czego jednostki te przestały uczestniczyć w rozliczaniu kosztów osieroconych Wytwórcy.

Prezes URE stoi na stanowisku, że w przypadku, gdy jednostka wytwórcza Wytwórcy przestaje być uwzględniana w programie z uwagi na przekroczenie poziomu nakładów, o którym mowa w art. 33 ust. 1 pkt 1 Ustawy KDT, a zgodnie z modelem (w oparciu o który ustalono wartości prognozowane w załącznikach do tej ustawy) miała uczestniczyć w rozliczeniu kosztów osieroconych w dłuższej perspektywie czasu, na potrzeby kalkulacji korekty rocznej tego Wytwórcy należy odpowiednio pomniejszyć jego prognozowany wynik finansowy z załącznika nr 5 do Ustawy KDT. W ocenie Prezesa URE tylko w taki sposób zostanie zachowana porównywalność danych rzeczywistych dotyczących danego roku z danymi modelowymi zaprognozowanymi w załącznikach do Ustawy KDT.

Wytwórca wskazuje tymczasem na brak podstaw prawnych do ingerowania w wielkość zaprognozowaną dla niego w załączniku nr 5 do Ustawy KDT dla roku, którego dotyczy korekta roczna. Powołuje się w tym zakresie na literalne brzmienie zmiennej $\Delta W_{dk(i-1)}$ z art. 30 ust. 1 Ustawy KDT, nakazujące uwzględnić prognozowaną wartość wyniku finansowego dla roku poprzedzającego rok kalendarzowy, w którym jest obliczana korekta roczna, określoną w załączniku nr 5 do Ustawy KDT. Ponadto wskazuje, że algorytmy z art. 27 ust. 4 oraz 30 ust. 1 Ustawy KDT nie poddają się wykładni celowościowej.

Sądy nie są zgodne w tym zakresie.

8. Metoda płynnościowa ustalenia kwoty korekty rocznej kosztów osieroconych (art. 30 ust. 2 i art. 30 ust. 5 Ustawy KDT)

Jak wskazano w części 1. opracowania, Ustawa KDT przewiduje dwa sposoby korygowania rocznego – metodę z art. 30 ust. 1 Ustawy KDT (tzw. metodę wynikową/metodę prognozowanego wyniku) oraz metodę z art. 30 ust. 2 Ustawy KDT (tzw. metodę płynnościową). Zgodnie z metodą płynnościową kwota korekty rocznej kosztów osieroconych ($\Delta K_{o(i-1)}$) jest zasadniczo równa sumie spłaconego przez Wytwórcę w danym roku zadłużenia wynikającego z umów finansowych, zaciągniętych na potrzeby sfinansowania inwestycji w moce wytwórcze (a dokładniej: sumie raty spłaty zadłużenia $R_{k(i-1)}$ – Rata Spłaty, i kwoty odsetek $O_{k(i-1)}$ – Kwota Odsetek), pomniejszonej o wartość wyniku finansowego osiągniętego przez Wytwórcę w danym roku ($W_{dk(i-1)}$) oraz o kwotę wypłaconej temu Wytwórcy zaliczki na poczet rekompensaty kosztów osieroconych za dany rok kalendarzowy ($K_{OZW(i-1)}$). Wskazany algorytm zawiera ponadto wskaźnik wcześniejszej spłaty zadłużenia (W_s), którego rolą jest zwiększenie (o 20% sumy Raty Spłaty i Kwoty Odsetek) kwoty korekty rocznej dla tych Wytwórców, którzy dobrowolnie zobowiązali się przedterminowo spłacić zadłużenie wynikające ze wskazanych powyżej umów finansowych. Jeżeli więc Wytwórca przy okazji wnioskowania o zaliczkę na poczet rekompensaty kosztów osieroconych zobowiązał się do dokonania takiej przedterminowej spłaty, dla potrzeb kalkulacji korekty rocznej należy przyjąć wskaźnik W_s w wysokości 1,2. W przeciwnym razie wskaźnik ten jest równy 1, a więc pozostaje neutralny dla wysokości korekty

rocznej. Na mocy art. 30 ust. 5 Ustawy KDT Prezes URE jest zobowiązany zbadać, czy Wytwórca, który zadeklarował przedterminową spłatę, faktycznie jej dokonał. W razie ustalenia, że tak się nie stało, Prezes URE pomniejsza kwotę korekty rocznej tego Wytwórcy o 20% kwoty wynikającej z Raty Spłaty i Kwoty Odsetek, wraz z odsetkami w wysokości wynikającej z art. 35 ust. 2 pkt 2 Ustawy KDT.

Wytwórcy spierali się z Prezesem URE o to, że przyjął, iż art. 30 ust. 5 Ustawy KDT znajduje zastosowanie także do Wytwórców, którzy nie złożyli wraz z wnioskiem o zaliczkę zobowiązania o przeznaczeniu co najmniej 20% kwoty Raty Spłaty i Kwoty Odsetek na przedterminową spłatę zadłużenia wynikającego z umów zaciągniętych na potrzeby sfinansowania inwestycji w moce wytwórcze. Przedmiot sporu stanowiło także jaką kwotę należy przyjąć do wzoru z art. 30 ust. 2 Ustawy KDT jako Ratę Spłaty i Kwotę Odsetek w przypadku, gdy Wytwórca zadeklarował wcześniejszą spłatę, w związku z czym znajduje względem niego zastosowanie wskaźnik W_s w wysokości 1,2.

Pierwsze zagadnienie nie zostało ostatecznie poddane ocenie sądów. Prezes URE skorzystał bowiem z przysługującego mu uprawnienia do autokorekty i zmiany decyzji wobec uznania zarzutów odwołania wniesionego przez Wytwórcę za słuszne (*vide* art. 479⁴⁸ § 2 Kodeksu postępowania cywilnego). Pierwotnie regulator zastosował w decyzji wykładnię, zgodnie z którą art. 30 ust. 5 Ustawy KDT penalizuje Wytwórcę, który nie dokona jakiegokolwiek przedterminowej spłaty zadłużenia, niezależnie od tego czy Wytwórca zobowiązał się do dokonania takiej czy nie. Ostatecznie Prezes URE uznał natomiast za prawidłowy pogląd Wytwórców, zgodnie z którym norma art. 30 ust. 5 Ustawy KDT znajduje zastosowanie wyłącznie względem tych Wytwórców, którzy: (i) złożyli oświadczenie o wyborze rozliczenia rocznego metodą płynnościową, (ii) złożyli wraz z wnioskiem o zaliczkę zobowiązanie do dokonania przedterminowej spłaty (o którym mowa powyżej) i (iii) tego zobowiązania nie wykonali.

Odnosnie drugiego zagadnienia Prezes URE prezentuje stanowisko, zgodnie z którym przez Ratę Spłaty i Kwotę Odsetek należy rozumieć, odpowiednio, Ratę Spłaty i Kwotę Odsetek w wysokości faktycznie spłaconej przez Wytwórcę w danym roku, tj. – w przypadku Wytwórców, którzy zobowiązali się do przedterminowej spłaty – w wysokości wynikającej z pierwotnego harmonogramu spłaty, powiększonej o spłatę przedterminową. Wytwórca pozostający w tym zakresie w sporze z Prezesem URE uważa tymczasem za prawidłową wykładnię art. 30 ust. 2 Ustawy KDT (uwzględniającą dyrektywy wykładni systemowej i funkcjonalnej pojęć Rata Spłaty i Kwota Odsetek), zgodnie z którą przez Ratę Spłaty i Kwotę Odsetek należy rozumieć Ratę Spłaty i Kwotę Odsetek w wysokości wynikającej z pierwotnego harmonogramu spłaty, bez uwzględnienia wartości wynikających ze spłaty przedterminowej. Przyjęcie interpretacji Prezesa URE prowadzi bowiem do nieuprawnionego, sztucznego zawyżenia kwoty rekompensaty na skutek przyjęcia jako Raty Spłaty i Kwoty Odsetek kwot faktycznie spłaconych w danym roku przez Wytwórcę (a więc uwzględniających kwoty przedterminowo spłacone), a następnie zastosowania wskaźnika W_s w wysokości 1,2. Sądy obu instancji podzieliły stanowisko Wytwórcy.

9. Powoływanie się na Metodologię i Decyzję przy wykładni przepisów Ustawy KDT

Stosując Ustawę KDT Prezes URE wielokrotnie powoływał się na Decyzję i Metodologię jako akty mające potwierdzać zasadność zastosowanej przez niego wykładni przepisów tej ustawy. Regulator odwoływał się do Decyzji i Metodologii także w przypadkach, w których odszedł od literalnej wykładni przepisów Ustawy KDT i przyjął ich wykładnię prowadzącą do zminimalizowania wysokości wypłacanej Wytwórcom rekompensaty.

Wytwórcy wskazują, że Decyzja jest aktem prawa Unii Europejskiej skierowanym do i wiążącym jej adresata, tj. Polskę, Metodologia stanowi natomiast akt o charakterze niewiążącym, w którym Komisja wyraziła jedynie kryteria jakimi miała się posłużyć przy ocenie zgodności programu (Ustawy KDT) ze wspólnym rynkiem. Wytwórcy podkreślają przy tym, że Ustawa KDT została zweryfikowana przez Komisję, która uznała w Decyzji przewidziany w tej ustawie program pomocowy dozwoloną pomoc publiczną zgodnie z założeniami zawartymi w Metodologii, a ponadto, że Komisja posiada wyłączną kompetencję do uznawania pomocy publicznej za zgodną ze wspólnym rynkiem. W konsekwencji Wytwórcy poddają w wątpliwość dopuszczalność „prowspółnotowej” wykładni stosowanej przez Prezesa URE w przypadku, gdy *de facto* nosi ona znamiona wykładni prawotwórczej. W ich ocenie brak jest bowiem podstaw do odejścia od literalnej wykładni przepisu w przypadku, gdy przepis ten nie budzi wątpliwości.

Dotychczas sądy nie odniosły się wprost do tej kwestii. Przedmiotem postępowania prejudycjalnego przed TSUE²⁶ jest natomiast zagadnienie, czy sąd krajowy jest uprawniony do weryfikowania czy przepisy krajowe uznane przez Komisję za dozwoloną pomoc publiczną (Ustawa KDT) są zgodne z założeniami zawartymi w Metodologii. TSUE nie wypowiedział się jeszcze w tym przedmiocie.

Uwagi końcowe

Stosowanie Ustawy KDT na potrzeby ustalenia kwoty rekompensaty kosztów osieroconych należnej Wytwórcom za ostatnie lata pokazało, że niektóre przepisy tej ustawy mogą być rozumiane w różny sposób, w związku z czym zachodzi potrzeba rozstrzygnięcia spornych zagadnień przez sąd.

Z powodu różnic w rozumieniu wybranych przepisów Ustawy KDT Wytwórcy pozostają z Prezesem URE w sporze – zaskarżyli do sądu decyzje regulatora ustalające kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych w zakresie, w jakim nie zgadzali się z przyjętą przez Prezesa URE interpretacją tej ustawy, prowadzącą częstokroć do wymiernego zaniżenia²⁷ rekompensaty należnej za dany rok. Odnośnie części zagadnień można mówić na dzień dzisiejszy o utrwalonej linii orzeczniczej, inne zagadnienia nie zostały jeszcze rozstrzygnięte lub wciąż budzą wątpliwości sądów, jeszcze inne straciły na aktualności w efekcie zmiany stanu faktycznego.

Wydaje się, że nie wszystkie wątpliwości interpretacyjne, które pojawiły się przy okazji stosowania Ustawy KDT musiały znaleźć swój finał w sądzie. Gdyby Prezes URE był bardziej otwarty na merytoryczny dialog i uwagi zgłoszone przez

²⁶ Sygn. akt: C-574/14

²⁷ Znakomita większość zagadnień spornych ma wymierne przełożenie na wysokość należnej Wytwórcom rekompensaty, liczone w milionach złotych.

Wytwórców w trakcie postępowania administracyjnego toczącego się w przedmiocie korekty rocznej kosztów osieroconych, być może już na tym etapie udałoby się jednej ze stron przekonać drugą do słuszności swych racji. Zaoszczędziłoby to tak Wytwórcom, jak i Prezesowi URE wieloletniego sporu sądowego i implikacji, jakie niesie za sobą niewiadoma ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy przez sąd.

Zgodnie z poczynionymi na wstępie założeniami w niniejszej publikacji przybliżono istotę wybranych zagadnień dotyczących kalkulacji korekty rocznej kosztów osieroconych, co do których Wytwórcy i Prezes URE pozostają (bądź pozostawali) w sporze, oraz stanowisko, jakie w ich przedmiocie zajęły sądy.

Streszczenie

W ostatniej dekadzie XX w. infrastruktura elektroenergetyczna w Polsce wymagała znacznych inwestycji, m.in. z uwagi na potrzebę dostosowania jej do wymogów ochrony środowiska. Sytuacja finansowa wytwórców nie pozwalała na przeprowadzenie tak kosztownych inwestycji. Dlatego zawarli oni ze spółką państwową PSE S.A. długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii elektrycznej, wierzytelności, z których posłużyły zabezpieczeniu kredytów zaciągniętych przez wytwórców na inwestycje w moce wytwórcze. Po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej Komisja Europejska uznała umowy za niedozwoloną pomoc publiczną. Ponieważ konieczne stało się ich rozwiązanie, Komisja zbadała projekt ustawy przewidującej program pomocowy, dzięki któremu wytwórcy mogliby uzgodnić przedterminowe rozwiązanie tych umów w zamian za określoną w ustawie rekompensatę. Komisja uznała program rekompensowania tzw. kosztów osieroconych za dozwoloną pomoc publiczną. Wytwórcom, którzy przedterminowo rozwiązali umowy długoterminowe na zasadach wynikających z ustawy przysługuje rekompensata kosztów osieroconych w wysokości ustalonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W publikacji przedstawiono zarys programu rekompensowania wytwórcom kosztów osieroconych, uregulowanego w ustawie zatwierdzonej przez Komisję Europejską. W niniejszej części 2. przybliżono wybrane zagadnienia sporne dotyczące kalkulacji kosztów osieroconych. W osobnych artykułach, stanowiących część 1. i 3. publikacji, przybliżono genezę kosztów osieroconych, założenia przyjętego w Polsce programu ich rekompensowania i mechanizm rekompensowania kosztów osieroconych (część 1.) oraz rozliczenie końcowe kosztów osieroconych i mechanizm rekompensowania tzw. kosztów gazowych (część 3.).

Summary

In the 1990s electricity infrastructure in Poland required significant investment, in part due to the need to adapt it to environmental requirements. However, the financial situation of generators did not allow them to carry out such costly investments. As a result they concluded long-term contracts with state-owned company PSE S.A. on sales of power and electricity, and the amounts due from these contracts served as security for credit facilities taken out by the generators for investment in generation capacity.

After the Polish accession to the European Union, the European Commission concluded that the contracts constituted unlawful state aid. As it then became necessary to terminate the contracts, the Commission examined a draft law providing for an assistance programme through which generators could agree on the early termination of these contracts in return for compensation set out in the Act. The Commission viewed the programme to compensate for so-called stranded costs as permitted state aid. Generators who prematurely terminate long-term contracts under the Act are entitled to compensation for stranded costs in an amount determined by the President of the Energy Regulatory Office.

This publication outlines the compensation programme for generators' stranded costs, regulated by statute approved by the European Commission. This part 2 looks at some contentious issues regarding calculating stranded costs. Separate articles (part 1 and part 3 of the publication) look at the genesis of stranded costs, the assumptions for the compensation programme in Poland and the mechanism for compensation of stranded costs (part 1) and discuss the final settlement of stranded costs and the mechanism to compensate for so-called costs of gas (part 3).

Bibliografia

1. Decyzja Komisji Europejskiej z 25 września 2007 w sprawie POMOCY PAŃSTWA udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej ORAZ POMOCY PAŃSTWA, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (K (2007) 4319).
2. KOMUNIKAT KOMISJI dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001)D/290869 z 6 sierpnia 2001)
3. Ustawa z 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (tekst jednolity z 2014 r., poz. 101, ze zmianami)
4. Ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. Nr 130, poz. 905, ze zmianami)