

Tezy do dyskusji nad Polityką energetyczną Polski do roku 2030

0. Wprowadzanie

0.1 Spójność z polityką europejską

Polska jako kraj członkowski prowadzi politykę energetyczną spójną z polityką Unii Europejskiej, dokonując implementacji głównych celów energetycznej polityki Unii w specyficznych krajowych warunkach.

Z drugiej strony opracowana „Polityka energetyczna Polski do roku 2030” będzie dokumentem informującym Unię Europejską o specyficznych uwarunkowaniach działania polskiej energetyki i sektora górniczego, które to uwarunkowania powinny znaleźć odzwierciedlenie przy formułowaniu europejskiej polityki energetycznej, jak również przy przydzielaniu poszczególnym krajom członkowskim zadań do realizacji.

0.2 Główne cele polityki europejskiej

Przygotowując politykę energetyczną Polski należy brać pod uwagę główne cele polityki energetycznej Unii Europejskiej (EPE) oraz sposób ich formułowania.

Energetyczna polityka europejska stawia przed sobą trzy główne cele:

- 1 Bezpieczeństwo energetyczne.
- 2 Konkurencyjny rynek energii.
- 3 Ograniczenie negatywnego wpływu sektora energii na środowisko realizowane poprzez:
 - wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych (OZE),
 - poprawę efektywności energetycznej,
 - ograniczenie emisji w szczególności gazów CO₂, SO₂ i NO_x.

Prezentowane cele polityki energetycznej są równorzędne i współzależne. W szczególności część działań może przyczynić się do osiągnięcia więcej niż jednego z trzech celów EPE. Na przykład rozwój produkcji energii ze źródeł odnawialnych (OZE) przyczynia się do realizacji 3 celu, tj. ograniczenia negatywnego wpływu energetyki na środowisko, ale również służy realizacji 1 celu, tj. poprawy bezpieczeństwa energetycznego, zmniejszając uzależnienie od importu paliw i energii. Podobnie jest z działaniami służącymi podniesieniu efektywności energetycznej, które prowadzą do mniejszego zużycia energii na jednostkę dochodu narodowego, zmniejszając negatywne oddziaływanie energetyki na środowisko oraz wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne, a także z działaniami służącymi ograniczeniu emisji gazów CO₂, SO₂ i NO_x, które przyczyniają się nie tylko do realizacji 3 z wyżej wymienionych celów, ale także promują dywersyfikację struktury wykorzystania paliw w energetyce państw członkowskich (tzw. energy mix). Analogicznie działania na rzecz

wzmocnienia konkurencji w sektorze energii oraz budowy wewnętrznego rynku energii w ramach UE służą priorytetowo realizacji 2 celu czyli stworzeniu konkurencyjnego rynku energii, ale również wzmocniają działania podejmowane dla realizacji 1 i 3 celów EPE.

0.3 Struktura dokumentu

Tradycyjnie dokumenty odnoszące się do różnego rodzaju działań politycznych obejmujących energetykę są formułowane w aspekcie inżynierskim w grupach obejmujących paliwa oraz różne rodzaje energii. Taki układ redakcyjny jest z pewnością łatwiejszy, jednakże nie oddaje głównych celów politycznych i nie pokazuje sposobów ich realizacji oraz możliwych do osiągnięcia rezultatów.

Dlatego powstająca propozycja „Polityki energetycznej Polski do roku 2030” jest redagowana zgodnie z celami europejskiej polityki energetycznej. W propozycji Polityki energetycznej konieczne jest sformułowanie poszczególnych celów, prezentacja metod ich osiągnięcia, wraz z niezbędnymi nakładami, jak również przedstawienie możliwych efektów realizacji postawionych celów politycznych.

0.4 Zakres dokumentu

Przyjęta Polityka energetyczna będzie realizowana przez Polskę jako kraj członkowski Unii Europejskiej, posiadającej określone delegacje do ustalania prawa krajowego i obowiązku jego notyfikacji w Komisji Europejskiej.

Polska jako kraj członkowski nie może bezpośrednio angażować się w konkretne działania jak np. budowa nowej elektrowni, może natomiast i powinna tworzyć ramy prawne, w których postawione cele polityki energetycznej będą mogły być zrealizowane.

Propozycja Polityki energetycznej powinna formułować cele do realizacji, wskazać metody ich osiągania oraz przedstawić możliwe do osiągnięcia efekty, dlatego prosimy aby w nasyłanych opiniach i propozycjach zostały jasno zdefiniowane trzy główne elementy:

- Cel jaki chcemy osiągnąć
- Metody jakimi postawiony cel na zostać osiągnięty wraz ze wskazaniem niezbędnych do poniesienia kosztów i zasad alokacji tych kosztów
- Możliwe do osiągnięcia efekty w horyzoncie czasowym do roku 2030 w rozbiciu na okresy 5 letnie.

1. Bezpieczeństwo energetyczne

1.1 Problemy ogólne

Jedną z kluczowych kwestii jest definicja bezpieczeństwa energetycznego. Trudności w tym zakresie potęguje brak jasnej definicji bezpieczeństwa energetycznego w dokumentach Unii Europejskiej. Co więcej, używana w dokumentach Komisji Europejskiej terminologia nie jest spójna z terminologią używaną przez operatorów sieciowych np. UCTE.

Proponowana kiedyś definicja, że bezpieczeństwo energetyczne to: „Zdolność niezawodnych dostaw energii i paliw po odpowiednich (akceptowalnych) cenach” wymaga poszerzenia i uszczegółowienia w aspekcie poszczególnych paliw i energii. Niemniej aktualna pozostaje teza, zawarta m.in. w dyrektywach WE nr 2003/54 i 2003/55, że bezpieczeństwo energetyczne musi być zapewnione w dwóch aspektach:

- bezpieczeństwa dostaw oraz zaopatrzenia energii – rozumianego jako zapewnienie ciągłości dostaw surowców energetycznych do państwa członkowskiego oraz ciągłości zaopatrzenia konsumentów w produkty energetyczne;
- bezpieczeństwa technicznego – rozumianego, jako zapewnienie długoterminowej, niezawodnej i bezpiecznej pracy urządzeń i instalacji energetycznych.

Kluczową kwestią jest również zdefiniowanie podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo energetyczne i wyposażenia ich w odpowiednie instrumenty umożliwiające zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, za które są odpowiedzialne.

1.2 Obowiązek zapewnienie bezpieczeństwa

Państwo ponosi odpowiedzialność za zapewnienie porządku publicznego państwa, w tym bezpieczeństwa publicznego, którego istotnym elementem jest bezpieczeństwo energetyczne. Państwo ponosi również odpowiedzialność za zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego do odbiorców końcowych. Również dyrektywy WE nr 2003/54 i 2003/55 wskazują, że za bezpieczeństwo dostaw i zaopatrzenia energii, tj. równoważenie zapotrzebowania krajowego z produkcją energii elektrycznej i gazu ziemnego jest odpowiedzialny kraj członkowski Unii. Wymaga to od państwa stworzenia odpowiednich ram prawnych, w tym standardów technicznych oraz procedur antykryzysowych regulujących funkcjonowanie podmiotów w sektorze energetycznym, jak również wypracowania odpowiednich instrumentów regulacyjnych, np. w zakresie świadczenia usług użyteczności publicznej, rozdziału prawnego, funkcjonalnego, rachunkowości regulacyjnej, które umożliwią organom państwowym, w szczególności Urzędowi Regulacji Energetyki, aktywne stymulowanie i nadzór działań podmiotów prywatnych.

Niemniej, bezpośrednie działania służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego są realizowane przez przedsiębiorstwa. W konsekwencji aktualnym problemem do rozstrzygnięcia zostaje, jakie podmioty w ramach kraju członkowskiego powinny być odpowiedzialne za poszczególne aspekty bezpieczeństwa. Przykładem może być zapewnienie w sektorze elektroenergetycznym odpowiedniej wielkości rezerw mocy. Wydzieleni operatorzy sieciowi są odpowiedzialni za niezawodne funkcjonowanie sieci, podczas gdy produkcja energii jest realizowana przez w pełni skomercjalizowany sektor wytwórczy, na który trudno nałożyć obowiązek budowy nowych mocy wytwórczych tylko z powodu narastającego deficytu rezerw mocy. Istnieje możliwość zastosowanie procedury przetargowej przy budowie nowych mocy wytwórczych, jednak w praktyce wiąże się to z publiczną pomocą wymagającą długich i trudnych procedur uzyskiwania pozwoleń

Komisji Europejskiej. Analogicznie operatorzy systemów przesyłowych gazu ziemnego i energii elektrycznej są odpowiedzialni za eksploatację, modernizację i rozbudowę systemów przesyłowych oraz zapewnienie bezpieczeństwa technicznego urządzeń i instalacji służących do przesyłu energii elektrycznej i gazu ziemnego poprzez wypełnianie odpowiednich norm technicznych i technologicznych, zaś podmioty handlujące gazem za stosunki kontraktowe z producentami surowca.

Generalnym problemem do dyskusji jest, na ile centralne instytucje państwa i które z nich mają odpowiadać za bezpieczeństwo energetyczne. W jakie narzędzie prawne powinny być wyposażone i w jaki sposób powinny funkcje te realizować w praktyce. (Jeżeli Minister Gospodarki jest odpowiedzialny za funkcjonowanie systemu energetycznego, to czy część podmiotów prawnych, jak np. operatorzy sieciowi, nie powinni podlegać bezpośrednio Ministrowi Gospodarki?)

Do dyskusji jest również problem, kto w rozdzielonej prawnie i funkcjonalnie (unbundling) energetyce powinien prowadzić planowanie średnio i długofalowe. Czy problemy bilansowania popytu i podaży powinny być pozostawione całkowicie rynkowi, czy konieczne jest jednak jak się wydaje działanie państwa i w jaki ewentualnie sposób państwo realizowałoby swoje obowiązki w zakresie planowania oraz bilansowania popytu i podaży.

Problemem do dyskusji jest również podział obowiązków w zapewnieniu niezawodnych dostaw energii pomiędzy operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz instalacji magazynowania gazu i instalacji LNG. Podobnie do rozstrzygnięcia jest kwestia odpowiedzialności za bezpieczeństwo pomiędzy instytucjami centralnymi a samorządami, np. w kwestii zagwarantowania dostaw ciepła.

Dyskusji wymaga stopień zaangażowania odbiorców, w szczególności podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w zakresie handlu gazem ziemnym, w zapewnienie niezbędnych dostaw i zaopatrzenia w energię. Odpowiedzi wymaga pytanie, czy jest możliwe i na ile, przeniesienie rozwiązań z innych rynków, regulowanych jedynie wymogami prawa antymonopolowego – np. podstawowych produktów spożywczych, jak chleba, na których nie wprowadzono narzędzi regulacji sektorowej, np. w zakresie obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw, a decyzja o zakupach jest zostawiona klientom.

1.3. Odpowiedzialność za awarie i korzystanie z majątku innych podmiotów

Pomimo najlepszych procedur zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii i paliw, zawsze będą zdarzały się zakłócenia w ciągłości tych dostaw. Ma to szczególne znaczenie w systemie elektroenergetycznym, gdzie nawet kilkusekundowe niezrównoważenie popytu z podażą może prowadzić do poważnych awarii systemowych. Niemniej istotne jest to w sektorach ropy naftowej i gazu ziemnego. Brak gazu w systemie przesyłowym i dystrybucyjnym gazu (tzw. bilansowanie systemu) grozi poważnymi awariami technicznymi, z wybuchem i pożarem instalacji włącznie.

Problemem do rozstrzygnięcia jest, kto powinien ponosić konsekwencje za szkody wynikłe z awarii w dostawie paliw i energii. Czy w wyznaczaniu wielkości szkody należy brać tylko szkody bezpośrednie czy również np. utracone korzyści wynikające z ograniczenia aktywności gospodarczej na skutek zaistnienia awarii. Jeżeli operatorzy sieciowi mają być odpowiedzialni za pokrycie kosztów wynikających z zaistnienia awarii, to należy rozstrzygnąć, w jaki sposób operatorzy uzyskają niezbędne środki na pokrycie kosztów awarii. Czy jest możliwe przeniesienie znacznych kosztów (a mogą być to i wielomiliardowe straty) w taryfach przesyłowych? Czy może należy nałożyć na operatorów obowiązek ubezpieczenia się od skutków awarii, gwarantując pokrycie kosztów ubezpieczenia w taryfie

przesyłowej. Czy możliwe jest wprowadzenie ograniczenia w pokrywaniu kosztów awarii przez operatorów do pewnej ustalonej wielkości np. 10-20% wartości szkody, pozostawiając ewentualne ubezpieczenie pozostałej wielkości bezpośrednio samym odbiorcom.

Rozstrzygnięcia wymaga też kwestia ewentualnego pokrycia kosztów strat wynikających z planowych i nieplanowanych ograniczeń w dostawach energii, nie wiążących się bezpośrednio z awarią. Sytuacje takie będą występować, kiedy operatorzy w obliczu braku zbilansowania będą zmuszeni ograniczyć dostawę dla części odbiorców, aby uniknąć awarii systemowej.

Podobnie jasnych rozstrzygnięć wymaga zagadnienie wykorzystania majątku innych podmiotów do działań zapobiegających awariom i w trakcie ich usuwania. Przykładem tutaj mogą być tzw. generacja wymuszona na polecenie operatora. Konieczne jest rozstrzygnięcie jakie kompensacje otrzymują wytwórcy w takim przypadku oraz jakie koszty pokrywa operator i w jaki sposób koszty te są przenoszone przez taryfę przesyłową.

1.4 Bezpieczeństwo dostaw paliw i energii

1.4.1 Węgiel

Podstawowym paliwem dla elektroenergetyki, jak również dla gospodarstw domowych i części przemysłu, pozostaje węgiel. Uważa się, że złoża węgla, którymi dysponuje Polska zapewniają bezpieczeństwo energetyczne niezależniąc kraj od zewnętrznych dostaw nośników energii. Przyjmuje się również, że międzynarodowy rynek węgla jest konkurencyjny i stosunkowo mało poddany działaniom politycznym.

Problemem do dyskusji jest w jakim stopniu i na jak długo Polska powinna opierać się na węglu jako głównym paliwie dla elektroenergetyki. Czy istnieje realna alternatywa dla technologii węglowych stosowanych obecnie, możliwa do praktycznego zastosowania, a nie tylko do pokazów laboratoryjnych? A jeżeli tak to w jakiej perspektywie czasowej.

Czy możliwe jest zapewnienie dostaw krajowego węgla kamiennego dla elektroenergetyki przez następnych 30-50 lat, czy niezbędny jest import i w jakim zakresie?. Wydaje się że należy podjąć aktywne działania inwestycyjne w kopalniach związane z rozpoczęciem przygotowań do eksploatacji nowych złóż węgla, np. złoża węgla brunatnego pod Legnicą? Dla realizacji tych zamierzeń konieczne jest podjęcie akcji promocyjno-informacyjnej w celu uzyskania społecznej akceptacji dla tych działań.

1.4.2 Ropa naftowa i paliwa płynne

Polska posiada bardzo niewielkie złoża ropy naftowej, a więc praktycznie całość ropy naftowej jest kupowana za zagranicą. Dominujący wolumen dostaw pochodzi z kierunku wschodniego, a realizowany jest za pomocą istniejącego rurociągu „Przyjaźń”. Ceny ropy rosyjskiej dostarczanej rurociągiem są konkurencyjne (tzw. premia lądowa), ale stabilność dostaw może zostać zagrożona, przede wszystkim ze względów politycznych. Ponadto, zapowiadane inwestycje rosyjskie w nowy system rurociągów (BTS-2) oraz port przeładunkowy w okolicy Petersburga mogą sprawić, że obecnie eksploatowany rurociąg „Przyjaźń” może zostać zamknięty. Zdolności przeładunkowe Naftoportu w Gdańsku oraz zdolności przesyłowe rurociągu pomiędzy Gdańskiem i Płockiem pozwalają na ograniczenie uzależnienie od dostaw ropy z jednego kierunku, ale ceny rosyjskiego surowca dostarczanego drogą morską będą wyższe. Ponadto istotne jest uświadomienie sobie

ograniczeń logistycznych związanych z ewentualnymi dłuższymi dostawami ropy naftowej z kierunku morskiego, takimi jak konieczność odwrócenia biegu rurociągu Płock-Gdańsk, konieczność zapewnienia magazynów do przechowywania operacyjnego i ewentualnego dostosowania sprowadzanej drogą morską ropy różnych gatunków.

Problemem do dyskusji jest czy należy kontynuować działania mające na celu większą dywersyfikację dostaw włączając w to dostawy z krajów rejonu Morza Kaspijskiego oraz zakupy na europejskim i światowym rynku (w tym ropy pochodzącej z krajów Ameryki Łacińskiej i Bliskiego Wschodu) z wykorzystaniem Naftoportu. Do rozstrzygnięcia pozostaje kwestia, jak doprowadzić w najlepszy sposób do dywersyfikacji dostaw ropy do Polski

W odniesieniu do paliw płynnych, produkcja rafinerii krajowych nie zaspokaja popytu wewnętrznego, szczególnie na olej napędowy i LPG, co powoduje konieczność importu określonych produktów z zagranicy. Rynek paliw jest konkurencyjny, a administracyjna regulacja ogranicza się do koncesjonowania działalności i kwestii fiskalnych. Krajowe rafinerie inwestują jednocześnie w rozbudowę mocy wytwórczych, ale na tle regionalnego i europejskiego rynku ich kapitalizacja i potencjał nie są znaczące.

Do decyzji pozostają ostateczne kierunki działań podejmowane przez rafinerie, które obecnie skonsolidowane w dwie grupy kapitałowe, mają potencjalną możliwość rozwijania działalności we wszystkich segmentach: wydobywania, przetwórstwa i sprzedaży. Oceny wymagają skuteczność podejmowanych działań.

Zarówno w zakresie ropy naftowej, jak i paliw płynnych istnieją znaczne potrzeby inwestycyjne dotyczące infrastruktury rurociągowej i magazynowej; w szczególności potrzebne jest rozbudowanie rurociągów produktowych oraz pojemności magazynowych, w tym kawern do przechowywania ropy naftowej i oleju napędowego.

1.4.3 Gaz ziemny

Uzależnienie importu od dostaw gazu ziemnego od jednego producenta (Gazprom) wynosi 69%, a od dostaw z jednego kierunku (gaz środkowoeuropejski jest dostarczany za pomocą rosyjskiego systemu przesyłowego) przekracza 90%.

Probleмами do dyskusji są kwestie czy należy kontynuować działania zmierzające do dywersyfikacji zakupów gazu zagranicą i czy posiadane własne zasoby gazu lub zastosowanie nowych technologii jego pozyskania dają szansę na zmniejszenie uzależnienia od importu w najbliższym czasie? Na ile planowany korytarz gazociągowy z szelfu norweskiego zwiększy dywersyfikację i czy Polska jest w stanie zużyć ilości gazu otrzymywane z własnych złóż, w ramach istniejących umów długoterminowych i średnioterminowych, z szelfu norweskiego, a także planowanego terminala LNG. Czy działania te należy skoordynować w czasie biorąc pod uwagę prognozowane rosnące zapotrzebowanie na gaz, wolumeny dostaw w ramach kontraktu długoterminowego, jak również gazociąg norweski i terminal LNG?

Gazownictwo cierpi również na niedostatki infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. W szczególności system przesyłowy wymaga znacznego rozbudowania oraz likwidacji istniejących „wąskich gardeł”. System dystrybucyjny jest niedostatecznie rozwinięty w wielu rejonach kraju.

1.4.4 Energia elektryczna

Szybko wzrastające zapotrzebowanie na energię elektryczną przy niewielkich przyrostach nowej mocy wytwórczych wskazuje na groźbę deficytu mocy jaki może

wystąpić w najbliższych latach. Do trzech kluczowych elementów zapewniających ciągłość dostaw energii elektrycznej odbiorcom zaliczyć należy:

- rozwój mocy wytwórczych,
- rozwój systemów przesyłowych i systemów rozdzielczych,
- koordynacja rozwoju zdolności wytwórczych i zdolności przesyłowych.

Budowa nowych mocy wytwórczych nie pokrywa narastającego zapotrzebowania na energię elektryczną, tym bardziej biorąc pod uwagę konieczność likwidacji części wyeksploatowanych bloków energetycznych. Działający w Polsce, podobnie jak w większości krajów Unii Europejskiej system autoryzacji nie zapewnia dostatecznego rozwoju mocy wytwórczych ponieważ inwestorzy wstrzymują się z decyzjami oczekując kiedy ceny rynkowe zapewnią zwrot z inwestycji budowy nowej jednostki wytwórczej. Rozwiązaniem mogłoby być ogłoszenie przetargów na nowe moce wytwórcze, jednak w obecnych warunkach kiedy ceny rynkowe wciąż są niższe od kosztów produkcji energii elektrycznej z nowych inwestycji, konieczne byłoby stworzenie systemu zachęt dla inwestorów. Ponieważ wiąże się to z udzieleniem pomocy publicznej i wymaga odpowiednio długiego czasu na uzyskanie zgody na udzielenie takiej pomocy zachodzi konieczność natychmiastowego opracowania i zainicjowania szerokiego programu budowy nowych mocy wytwórczych.

Odpowiednim narzędziem wydaje się być polityka właścicielska państwa w stosunku do czterech skonsolidowanych w ramach „Programu dla elektroenergetyki” grup energetycznych. Do dyskusji pozostaje w jaki sposób w praktyce poprzez politykę właścicielską stymulować budowę nowych mocy wytwórczych w oparciu o budżety firm energetycznych, bez konieczności oczekiwania kiedy ceny rynkowe przekroczą istotnie koszty nowych konstrukcji. W firmach skonsolidowanych mających znaczny majątek wytwórczy o różnym stopniu amortyzacji inwestycje są opłacalne, kiedy ceny hurtowe energii elektrycznej przekraczają średnie koszty produkcji u skonsolidowanego producenta. W tym przypadku ceny stymulujące inwestycje mogą być znacznie niższe od kosztów pojedynczego nowego bloku.

Również ważnym elementem jest określenie warunków, w których operator systemu przesyłowego, a być może również operatorzy systemów dystrybucyjnych, podejmują decyzję o kontraktowaniu przyszłych mocy szczytowych pozwalających na bezpieczne i płynne bilansowanie zapotrzebowania w okresach najwyższego poboru. Konieczne jest określenie zasad budowy mocy szczytowych będących w dyspozycji operatorów i warunków ich eksploatacji.

Niezawodne dostawy energii elektrycznej wymagają odpowiedniego rozwoju sieci przesyłowej i rozdzielczej. Elementem prowadzącym do tego rozwoju wydaje się przygotowanie przez operatorów wieloletnich planów rozwoju sieci i uzyskanie zatwierdzenia planów przez Urząd Regulacji Energetyki, jak również odpowiedniego zwiększenia taryf przesyłowych pozwalającego na pokrycie inwestycji. W celu zachęcenia stron trzecich do inwestycji w sieci przesyłowe i rozdzielcze wydaje się konieczne ustalenie na dłuższy okres czasu współczynnika zwrotu z zaangażowanego kapitału w działalność przesyłową.

Kwestią wymagającą jak najszybszego uregulowania prawnego jest dostęp i użyczenie gruntu w przypadku budowy infrastruktury energetycznej.

Koordynacja rozwoju mocy wytwórczych i przesyłowych wymaga przekazywania odpowiednich informacji od operatorów sieciowych do przyszłych inwestorów o stanie sieci przesyłowej i rozdzielczej, możliwych miejscach budowy nowych mocy wytwórczych, jak również kosztów ewentualnej przebudowy sieci. Inwestorzy, którzy lokują swoje

inwestycje w miejscach sieci pozwalających na zmniejszenie ograniczeń w przepływie i redukcję strat przepływu powinni otrzymywać rodzaj premii za zmniejszenie kosztów sieciowych.

Wydaje się, że najbardziej transparentnym sposobem komunikacji pomiędzy operatorami sieciowymi i inwestorami w nowe moce wytwórcze byłaby publikacja przez operatorów sieciowych informacji o możliwych miejscach przyłączenia, kosztach przebudowy sieci lub możliwościach otrzymania premii za przyłączenie poprawiające pracę sieci lub zmniejszające straty przesyłu.

Konieczne wydaje się jasne ustalenie zasad wydawania zgody na przyłączenie do sieci. Obecna sytuacja w której inwestorzy, po otrzymaniu warunków przyłączenia nie realizują inwestycji blokując na dłuższy okres dostęp do sieci, powinna ulec zmianie. Rozwiązaniem mogłyby być warunki przyłączenia wydawane na okres 1-2 lat oraz obowiązek wpłacenia kaucji np. w wysokości 10% kosztów inwestycji, która nie podlegałaby zwrotowi jeżeli inwestor nie wywiązałby się z ustalonych terminów.

Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego to również rozbudowa nowych połączeń transgranicznych. Wydaje się konieczne powstanie długofalowego planu budowy takich połączeń, skoordynowanego z planami Unii Europejskiej oraz określenie finansowania budowy połączeń transgranicznych.

1.4.5 Energia ciepła

Energia ciepła ma szczególne znaczenie w dostawach ciepła do gospodarstw domowych. Wytwarzana często w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej, może być ekonomicznie opłacalna o ile koszty dostawy ciepła nie są zbyt wysokie. Obserwuje się tendencję do zastępowania dostaw ciepła sieciowego poprzez budowę małych lokalnych ciepłowni czy elektrociepłowni, często na pokrycie zapotrzebowania tylko z jednego źródła. Na tym tle, jak również w aspekcie działań proekologicznych rozważyć należy zakres stymulowania rozwoju dużych elektrociepłowni i sieci ciepłowniczych, poprzez różnego rodzaju mechanizmy wsparcia, jak „czerwone” czy „żółte certyfikaty”. Analizie poddać należy możliwość zastosowania innych, bardziej elastycznych mechanizmów wsparcia.

2. Konkurencyjny rynek energii i paliw

2.1 Paliwa płynne

Ceny hurtowe paliw płynnych są ustalane na rynku konkurencyjnym. Znaczne wahania cen paliw mają po części charakter spekulacyjny i dotyczą rynku spot, na którym kupowana jest tylko niewielka część paliw. Na rynku detalicznym w Polsce działa kilka sieci stacji benzynowych wraz z kilkoma tysiącami mniejszych niezależnych stacji. Marże głównych dostawców paliw biorą pod uwagę ceny paliw na rynkach krajów sąsiednich i są odpowiednio do tych cen zmieniane. Rynek paliw jest konkurencyjny. Ceny paliw dla odbiorców końcowych są w znacznej mierze ustalone przez politykę fiskalną – akcyza i podatek VAT.

2.2 Węgiel

Rynek krajowy węgla jest konkurencyjny. Pojawiające się sygnały o możliwych trudnościach z zaopatrzeniem w węgiel krajowy, skłaniają do rozważenia okresowego zwiększenia importu. Infrastruktura (port – linie kolejowe) pozwala na import węgla drogą morską

i lądową. Możliwości importowe powinny prowadzić w średnim i dłuższym okresie do stabilizacji cen węgla na rynku krajowym. Jednakże z uwagi na obowiązującą strukturę cen, węgiel produkowany w Polsce jest cenowo bardziej konkurencyjny od węgla pochodzącego z importu. Tym niemniej, jego konkurencyjność przedstawia się różnie w odniesieniu do węgla energetycznego i koksowego.

W aspekcie konieczności znaczących inwestycji w sektorze węglowym zabezpieczeniem dużych odbiorców węgla (elektrowni) może być dodatkowe ekonomiczne, kapitałowe lub finansowe powiązanie z kopalniami.

2.3 Gaz ziemny

Według obecnej formuły ceny gazu ziemnego zależą od kształtowania się cen produktów ropopochodnych na światowych rynkach, z uwzględnieniem określonego przesunięcia czasowego. Jednakże brak dywersyfikacji dostaw, jak do tej pory, stawia pod znakiem zapytania możliwość funkcjonowania w Polsce w pełni rynku gazu. W szczególności należy stwierdzić, że istnieje możliwość dowolnego ustalania cen gazu przez dominującego zagranicznego dostawcę, bowiem pozycja negocjacyjna polskiego importera, w sytuacji braku alternatywnego źródła dostaw, jest osłabiona. W tych warunkach trudno mówić o konkurencji. Tym niemniej, wydzielenie operatora sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych gazowych nastąpiło jako realizacja wskazań dyrektywy WE 2003/55 dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego. Istnieją opinie, że wydawanie różnym firmom koncesji na poszukiwanie gazu może zwiększyć konkurencję w przyszłości, o ile takie poszukiwania zakończą się odpowiednim sukcesem. Niemniej, z uwagi na fakt, że potwierdzone rezerwy gazu ziemnego na terytorium Polski, szacowane na koniec 2007 r. wynosiły 99.8 mld m³, dla zaspokojenia popytu krajowego na gaz ziemny niezbędne będzie utrzymanie na istotnym poziomie importu surowca.

2.4 Energia elektryczna

Rynek energii elektrycznej, ze względu na dużą liczbę dostawców, jest rynkiem konkurencyjnym, szczególnie po rozwiązaniu kontraktów długoterminowym. Na hurtowym rynku energii elektrycznej działają cztery duże podmioty krajowe i siedem podmiotów zagranicznych.

Rynek energii elektrycznej ze względu na ograniczone możliwości importowo-eksportowe, które w praktyce nie przekraczają 10% zapotrzebowania krajowego, będzie przez co najmniej kilka lat rynkiem głównie lokalnym. Rozbudowa połączeń transgranicznych będzie stwarzała szansę na tworzenie regionalnego rynku energii elektrycznej.

Problemem funkcjonowania rynku hurtowego energii elektrycznej w Polsce jest brak rynku dnia bieżącego, zbytne scentralizowanie rynku bilansującego oraz brak płynności rynku spot i kontraktów terminowych. Konieczne wydaje się przygotowanie konkretnego programu rekonstrukcji rynku bilansującego i wprowadzenie rynku dnia bieżącego przez operatora systemu przesyłowego. Wydaje się również pożądane zakupywanie części regulacyjnych usług systemowych przez operatora w systemie rynkowym.

Konieczne staje się „upłynnienie” rynku spot oraz rynku kontraktów terminowych. Działająca od lat Towarowa Giełda Energii i skutecznie z nią konkurujące platformy internetowe nie są w stanie doprowadzić do wypracowania ceny referencyjnej energii elektrycznej. Istniejąca od lat stagnacja w segmencie giełdowym wskazuje na konieczność głębokich zmian organizacyjnych w tym obszarze.

Konieczne są ułatwienia w procedurach zmiany dostawców na rynku detalicznym. Zakładając, że zostanie zrealizowany plan URE uwolnienia cen energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców od początku 2009 konieczne jest uproszczenie procedury zmiany dostawców, w tym w szczególności dopracowanie procedur jednej kompleksowej umowy oraz określenie obowiązku instalowania liczników interwałowych. Jednym z pomysłów do dyskusji jest ustalenie, że interwałowy licznik energii elektrycznej jest własnością odbiorcy i jest zakupywany dla odbiorcy przez dostawcę energii elektrycznej, który także na rzecz odbiorcy i w jego imieniu zwiniera odpowiednią umowę na świadczenie usług przesyłowych z operatorem sieciowym. Pojawia się wiele opinii, że profile poboru zniekształcają informację o cenach energii elektrycznej jaką powinien posiadać odbiorca i wskazana jest całkowita rezygnacja z profili poboru na rzecz liczników elektronicznych.

Tematem kontrowersyjnym jest wprowadzenie cen węzłowych energii elektrycznej. Pewne opinie wskazują, że poprzez wprowadzenie cen węzłowych nastąpiłoby powiązanie lokalizacyjne kosztów produkcji z cenami energii elektrycznej. Inne opinie wskazują, że wprowadzenie cen węzłowych wymagałoby zastosowania skomplikowanego scentralizowanego mechanizmu ustalania cen węzłowych, w szczególności w warunkach ograniczeń w przepływach energii elektrycznej w liniach. Wskazuje się też, że efektem wprowadzenia cen węzłowych byłoby uprzywilejowanie, poprzez niższe ceny, odbiorców zlokalizowanych blisko tanich producentów i znaczny wzrost cen energii elektrycznej u odbiorców oddalonych od centrów produkcji, a są to obszary z reguły o niższym stopniu rozwoju gospodarczego, w których wysokie ceny energii mogłyby obniżyć wzrost gospodarczy.

2.5. Działalność regulowana

Chociaż szereg procesów w sektorze elektroenergetycznym nie poddaje się działaniom rynkowym, to ich odpowiednie funkcjonowanie poprzez skuteczną regulację jest istotne dla poprawnego funkcjonowania segmentów rynkowych.

2.5.1 Działalność przesyłowa – opłaty przesyłowe

Wydzielenie operatorów systemów przesyłowych: gazowych, magazynowych i elektroenergetycznych jest realizacją wskazań dyrektyw Unii Europejskiej. Wydzielenie operatorów systemów ciepłowniczych wydaje się potrzebne w dużych miastach i aglomeracjach miejskich.

Istotnym elementem dla działalności regulowanej jest ustalanie stawek za usługi przesyłowe. Obecnie stawki te są oparte na metodzie znaczka pocztowego w ograniczony sposób oddającego rzeczywiste koszty dostawy energii. Jedną z możliwości jest wprowadzenie zróżnicowanych, lokalizacyjnych stawek za usługi przesyłowe. Stawki takie mogłyby być oparte na wielkości wykorzystania majątku sieciowego przez danego odbiorcę przy przepływie energii do jego odbiorów. Zaletą lokalizacyjnych stawek przesyłowych byłoby przekazywanie odbiorcom sygnałów cenowych o rzeczywistych kosztach usługi przesyłowej, wadą - znaczne zwiększenie kosztów przesyłu u odbiorców oddalonych lub wymagających długich linii dostarczających energię elektryczną lub gaz

Sygnały lokalizacyjne są również możliwe do wprowadzenia poprzez płacenie w pewnej proporcji za usługi przesyłowe przez producentów energii. Są to tzw. stawki G (dla producentów) i stawki C (dla odbiorców). Stawki takie funkcjonują w różnych proporcjach podziału kosztów w wielu krajach.

Istotnym elementem rozwoju sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych jest ustalenie wielkości zwrotu z zainwestowanego kapitału w działalność przesyłową. Jasne określenie wielkości tej na okres 10-15 lat, w relacji do stopy zwrotu z bezpiecznych inwestycji (np. obligacje 10-letnie), powinno spowodować zainteresowanie udziałem w inwestycjach sieciowych inwestorów komercyjnych.

2.5.2 Regulowane instrumenty wsparcia

Instrumenty wsparcia stosuje się do produkcji energii ze źródeł odnawialnych i energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem. Mają one postać różnego rodzaju certyfikatów oznaczonych kolorami: zielony dla energii ze źródeł odnawialnych, czerwony dla energii produkowanej w skojarzeniu z ciepłem przy użyciu węgla jako paliwa i żółty dla energii produkowanej w skojarzeniu z użyciem gazu jako paliwa.

Wiele opinii wskazuje na „pseudorynkowy” charakter tych instrumentów, dla których w praktyce cena jest ustalana przez mało elastyczne opłaty zastępcze. Koniecznym wydaje się podjęcie prac nad wprowadzeniem innych, bardziej elastycznych instrumentów wsparcia.

2.5.3 Ceny ciepła

Obowiązujące kosztowe mechanizmy regulacji cen ciepła nie sprzyjają zarówno poprawie efektywności, jak też rozwojowi konkurencji na rynku ciepła.

Konieczne jest opracowanie i wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen, np. w oparciu o metodę cen referencyjnych.

2.6. Ceny paliw i energii

Ceny ropy naftowej i paliw płynnych są ustalane na światowych rynkach tych paliw, podobnie jak ceny węgla. Ceny gazu w większości przypadków są pochodną cen produktów naftowych. Producenci i nabywcy paliw unikają wpływu zmienności cen spotowych zawierając średnio i długoterminowe kontrakty. Wzrost ceny paliw jest w znacznym stopniu łagodzony poprzez niski kurs dolara. Ceny gazu dla odbiorców końcowych w kraju są również niższe od tych płaconych w kontraktach na skutek uśredniania kosztów zakupu gazu zagranicą i kosztów wydobycia krajowego. Ceny ciepła są zaniżone poprzez subsydiowanie z instrumentów wsparcia wliczanych do ceny energii elektrycznej.

Obserwowany w ostatnim czasie szybki wzrost cen energii elektrycznej ma wiele przyczyn. Do najważniejszych zaliczyć należy:

- uwolnienie rynku poprzez likwidację kontraktów długoterminowych po długim okresie zaniżania cen na rynku hurtowym poprzez dopłaty z taryfy przesyłowej,
- konieczność ponoszenia zwiększonych kosztów na inwestycje,
- rosnące ceny węgla,
- koszty instalacji urządzeń do redukcji emisji SO₂,
- koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂,
- rosnące koszty instrumentów wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych i energii produkowanej w skojarzeniu z ciepłem.

Wydaje się, że rosnące ceny energii elektrycznej można w znacznym stopniu ograniczyć poprzez:

- uzyskanie w Unii Europejskiej okresów przejściowych dla wdrażania aukcji na pozwolenia na emisje CO₂,
- obniżenie obciążeń fiskalnych nakładanych na energię elektryczną, np. obniżenie akcyzy oraz obniżenie podatku VAT,
- interwencyjna polityka państwa, poprzez stabilizację rynku zasobami produkcyjnymi Polskiej Grupy Energetycznej, zgodnie z „Programem dla elektroenergetyki”.

Rosnące i niestabilne ceny energii elektrycznej mogą ograniczyć rozwój gospodarczy, dlatego ważne jest, aby polityka energetyczna przewidziała możliwe instrumenty stabilizacji cen oraz zasady stosowania tych instrumentów.

3. Ograniczenie wpływu energetyki na środowisko

3.1 Wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych

Proponowany przez Komisję Europejską w styczniu 2008 r. udział produkcji energii odnawialnej wynosi dla Polski 15% w roku 2020. Jest to cel bardzo ambitny i należy się zastanowić w jaki sposób cel ten najlepiej zrealizować. W szczególności dotyczy to technologii, jakie mogą być wykorzystane w warunkach polskich.

Niezbędne wydaje się realistyczne określenie udziału poszczególnych technologii i możliwości ich wdrożenia w warunkach polskich. Konieczne jest też wskazanie zalet i wad oraz skutków ubocznych stosowania każdej z tych technologii, ich wpływ na funkcjonowanie sieci oraz konieczność rezerwowania pracy, w przypadku małej dyspozycyjności.

Istotne jest, w szczególności dla dużych farm wiatrowych, określenie warunków bilansowania i rezerwowania w celu obniżenia kosztów działania systemu przyjmującego energię elektryczną z dużych farm wiatrowych.

Dyskusji wymaga kontynuacja traktowania współspalania jako źródła energii odnawialnej. Wiele opinii wskazuje na konieczność jak najszybszego odejścia od współspalania. Innym elementem do dyskusji jest zaliczenie dużych elektrowni wodnych do odnawialnych źródeł energii. Różne opinie pojawiają się w stosunku do spalania biomasy w aspekcie konkurencji z rolnictwem i wpływem na ceny żywności.

Wydaje się niezbędne określenie preferowanych technologii OZE oraz sposobu ich wspierania, aby producenci tej energii otrzymywali adekwatne ceny, ale również, aby systemy wsparcia nie prowadziły do znacznie wyższych cen w porównaniu z innym krajami Unii Europejskiej. Być może rozwiązaniem byłby system ustalania opłaty zastępczej w oparciu w wielkości z taryf dla OZE z kilku krajów Unii Europejskiej. Problemem do rozstrzygnięcia jest również, czy w przypadku utrzymania zielonych certyfikatów opłata zastępcza powinna być taka sama dla wszystkich technologii produkcji.

3.2 Poprawa efektywności energetycznej

Proponowany pakiet energetyczny wskazuje na konieczność zwiększenia efektywności energetycznej o 20% do roku 2020. Cel ten wydaje się możliwy do realizacji, ponieważ modernizacja gospodarki, jak również poprawa ocieplenia budynków mieszkalnych prowadzi do zmniejszenia zapotrzebowania na energię na jednostkę produktu czy powierzchni.

Zmniejszenie zapotrzebowania na energię można osiągnąć na wiele sposobów. Jednym z nich są systemy oznaczania energochłonności urządzeń oraz wprowadzanie coraz bardziej oszczędnych urządzeń. Innym sposobem może być system przymusowych działań oszczędnościowych z wprowadzeniem odpowiednich certyfikatów lub bez tych certyfikatów.

Wzrastające ceny energii elektrycznej skłaniają coraz bardziej odbiorców energii do zachowań prooszczędnościowych. Pytaniem jest czy nie wystarczyłyby dobrowolne systemy oznaczania energochłonności urządzeń wsparte odpowiednią kampanią propagandową.

Warte rozważenia jest również propagowanie systemów zarządzania odbiorami (*Demand Side Management*), które co prawda nie prowadzą w sposób bezpośredni do redukcji zużycia energii, ale są w stanie znacznie obniżyć zapotrzebowanie na moce szczytowe zmniejszając istotnie koszt działania całego systemu elektroenergetycznego.

3.3 Ograniczenie emisji

Ograniczenie emisji gazów przy produkcji energii elektrycznej jest jednym z trudniejszych celów do realizacji. O ile elektrownie w ramach dostosowania się do limitów emisji SO₂ zainwestowały w urządzenia redukujące emisje dwutlenku siarki i postęp w tym zakresie jest znaczny, to o wiele trudniej jest obniżyć emisje CO₂, ponieważ nie ma obecnie technologii zdolnych do ograniczenia tego typu emisji.

Dla Polski, która produkuje ponad 90% energii elektrycznej z węgla, obniżenie emisji CO₂ o 20% do roku 2020 wydaje się szczególnie trudne, a nawet nierealne technicznie, biorąc pod uwagę wzrastające zapotrzebowanie oraz konieczność likwidacji przestarzałego majątku produkcyjnego.

Rozwiązaniem mogącym złagodzić trudne do realizacji cele mogłoby być odłożenie w czasie wprowadzenia aukcji na pozwolenia na emisje. Innym rozwiązaniem mogłoby być wprowadzenie zabezpieczenia przez nadmiernym wzrostem cen energii poprzez tzw. zawór bezpieczeństwa (*safety valve*), w którym jednostka prowadząca aukcje miałaby możliwość sprzedawania niezbędnych dla zaspokojenia zapotrzebowania pozwoleń po z góry ustalonej nienadmiernej cenie (*Addressing Climate Change with a Comprehensive U.S. Cap-and Trade System – Robert N. Stavins, Harvard University*).

Koniecznym wydaje się uczestniczenie Polski w rozwoju technologii odnoszących się do redukcji emisji CO₂ (systemy – Carbon Capture & Storage). Byłoby bardzo pożądane, aby Polska wybudowała co najmniej jedną instalację tego typu, w celu zgromadzenia bezpośredniego doświadczenia dotyczącego zarówno aspektów technicznych jak i ekonomicznych tego typu instalacji.

Pożądanym wydaje się wspieranie prac badawczych nad zgazowaniem węgla oraz projektów demonstracyjnych pozwalających na określenie szans zastosowania tego typu technologii w większej skali w warunkach komercyjnych.

Wskazaniem jest przeanalizowanie możliwości budowy w Polsce elektrowni atomowych oraz wpływu budowy tych elektrowni na bilans energetyczny oraz ograniczenie emisji.